



CANADIAN UTILITIES LIMITED

RAPPORT DE GESTION

TRIMESTRE CLOS LE 31 MARS 2016

Le présent rapport de gestion vise à permettre aux lecteurs de comprendre les principaux événements touchant l'exploitation et les finances de Canadian Utilities Limited (la « société ») qui se sont produits au cours du trimestre clos le 31 mars 2016 et qui ont eu une incidence sur ses résultats.

Ce rapport de gestion a été établi en date du 26 avril 2016 et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés intermédiaires non audités de la société pour le trimestre clos le 31 mars 2016. Des informations supplémentaires, y compris le rapport de gestion précédent (le « rapport de gestion de 2015 »), la notice annuelle (la « notice annuelle de 2015 ») et les états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 de la société, sont accessibles sur SEDAR, à l'adresse www.sedar.com. Les informations présentées dans le rapport de gestion de 2015 qui demeurent essentiellement inchangées ne sont pas analysées.

La société est contrôlée par ATCO Ltd. et par ses actionnaires contrôlants, Sengraf Enterprises Ltd. et la famille Southern.

Les termes employés dans le présent rapport de gestion sont définis dans le glossaire qui figure à la fin du présent document.

TABLE DES MATIÈRES

	Page
Profil de la société	2
Revue de la performance	3
Information sur les secteurs d'activité mondiaux	6
Électricité	6
Pipelines et liquides	10
Siège social et autres activités	12
Faits récents d'ordre réglementaire	13
Environnement et changements climatiques	14
Autres charges et produits des activités ordinaires	15
Situation de trésorerie et sources de financement	16
Capital-actions	18
Informations trimestrielles	19
Mesures non conformes aux PCGR et mesures conformes aux PCGR supplémentaires	21
Rapprochement du résultat ajusté et du résultat attribuable aux porteurs d'actions de la société	22
Autres informations financières	25
Glossaire	26

PROFIL DE LA SOCIÉTÉ

Canadian Utilities Limited est une société diversifiée d'envergure mondiale dont les actifs s'élèvent à 18 G\$ et qui compte près de 5 500 employés. Canadian Utilities Limited est une société du groupe ATCO qui exerce des activités dans les secteurs Structures et logistique, Électricité, Pipelines et liquides et Vente au détail d'énergie.

Le secteur Structures et logistique comprend les installations modulaires, les services d'exploitation des installations, d'entretien et de logistique, les services de logement et de soutien et les collectivités durables. Collectivement, ces entreprises offrent des logements pour les travailleurs, des installations modulaires innovantes, des services de construction, des services de soutien sur place et des services de gestion de la logistique et de l'exploitation.

Le secteur Électricité comprend ATCO Electric Distribution, ATCO Electric Transmission, ATCO Power et ATCO Power Australia. Collectivement, ces entreprises fournissent des services de production, de distribution et de transport d'électricité et d'infrastructures connexes.

Le secteur Pipelines et liquides comprend ATCO Gas, ATCO Pipelines, ATCO Energy Solutions et ATCO Gas Australia. Ces entreprises offrent des produits et des services complémentaires qui leur permettent de fournir des services complets de transport et de distribution de gaz naturel et de stockage d'énergie ainsi que des solutions d'infrastructures hydrauliques aux clients actuels ainsi qu'aux nouveaux clients.

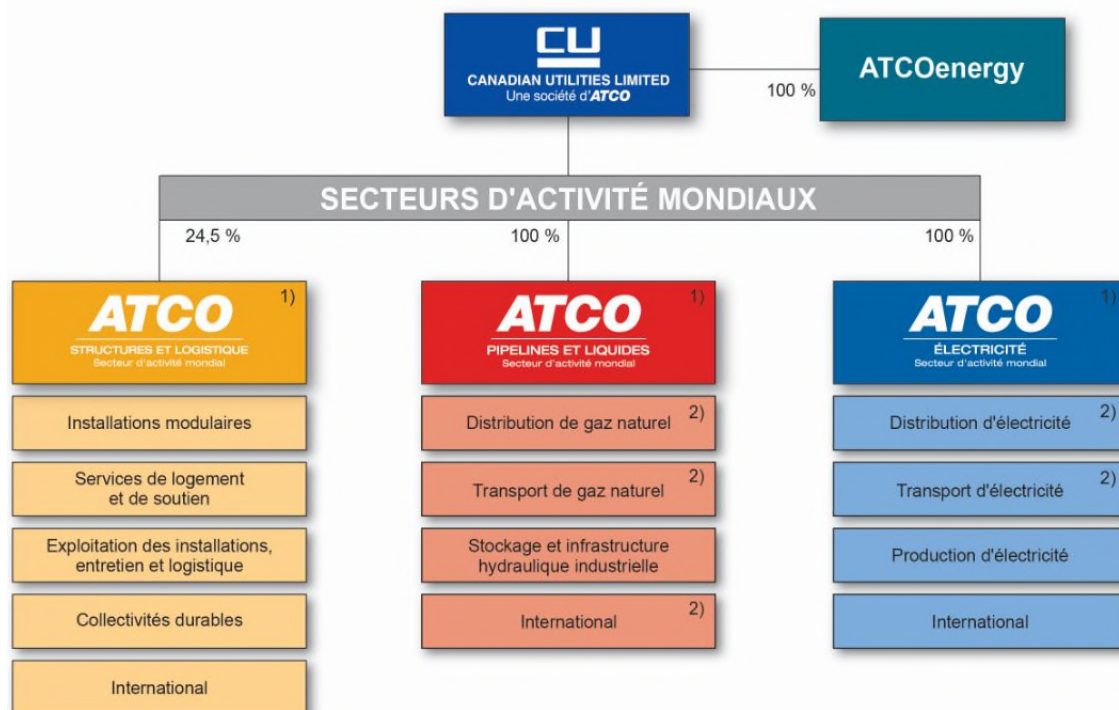
ATCOenergy a été créée en janvier 2016 afin de fournir des services liés à l'électricité et au gaz naturel en Alberta, aux clients de détail, aux clients commerciaux et aux clients industriels.

Les états financiers consolidés intermédiaires non audités comprennent les comptes de Canadian Utilities Limited, de ses filiales, y compris ses participations dans des coentreprises et sa quote-part des entreprises communes, ainsi que sa participation de 24,5 pour cent dans ATCO Structures & Logistics Ltd.

Les états financiers consolidés intermédiaires non audités ont été dressés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »), et le dollar canadien est utilisé comme monnaie de présentation. Certaines données comparatives contenues dans le présent rapport de gestion ont été reclassées afin de les rendre conformes à la présentation actuelle.

Le site Web de Canadian Utilities, www.canadianutilities.com, est une précieuse source d'informations pour connaître les dernières nouvelles au sujet des activités de la société. Les rapports des années précédentes sont aussi accessibles sur ce site Web.

STRUCTURE ORGANISATIONNELLE SIMPLIFIÉE



¹⁾ Les descriptions des activités des secteurs d'activité sont fournies à la rubrique « Information sur les secteurs d'activité mondiaux » du présent rapport de gestion.

²⁾ Les activités réglementées comprennent ATCO Gas, ATCO Pipelines, ATCO Gas Australia, ATCO Electric Distribution et ATCO Electric Transmission.

REVUE DE LA PERFORMANCE

DONNÉES FINANCIÈRES

Le tableau ci-dessous résume les principales données financières associées à la performance financière de la société.

	Trimestres clos les 31 mars		
(en millions de dollars, sauf les données par action et les actions en circulation)	2016	2015	Variation
Principales données financières			
Résultat ajusté ¹⁾	197	130	67
Électricité	102	66	36
Pipelines et liquides	105	75	30
Siège social et autres activités	(12)	(10)	(2)
Éliminations intersectorielles	2	(1)	3
Résultat attribuable aux porteurs d'actions de la société	192	174	18
Produits des activités ordinaires	851	918	(67)
Total des actifs	18 123	17 010	1 113
Dividendes en trésorerie déclarés sur les actions de catégorie A et de catégorie B (en cents par action)	32,50	29,50	3,00
Dépenses en immobilisations ¹⁾	343	403	(60)
Fonds provenant des activités d'exploitation ¹⁾	450	452	(2)
Autres données financières			
Nombre moyen pondéré d'actions de catégorie A et de catégorie B en circulation (en milliers) :			
De base	266 554	263 599	2 955
Dilué	267 191	264 437	2 754

1) De plus amples informations concernant cette mesure sont données à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR et mesures conformes aux PCGR supplémentaires ».

RÉSULTAT AJUSTÉ

Le résultat ajusté de la société pour le trimestre clos le 31 mars 2016 s'est élevé à 197 M\$, contre 130 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Cette hausse du résultat s'explique principalement par les facteurs suivants :

- Électricité – L'augmentation du résultat ajusté découle principalement des dépenses en immobilisations continues et de la croissance de la base de tarification des entreprises réglementées du secteur Électricité ainsi que des initiatives de réduction des coûts touchant l'ensemble des activités. Le résultat du premier trimestre de 2015 avait été inférieur en raison de l'effet non récurrent sur le résultat de plusieurs décisions réglementaires rétroactives qui ont été rendues au cours de ce trimestre.
- Pipelines et liquides – L'augmentation du résultat ajusté est principalement attribuable aux dépenses en immobilisations continues et à la croissance de la base de tarification des entreprises réglementées du secteur Pipelines et liquides ainsi qu'aux initiatives de réduction des coûts touchant l'ensemble des activités. Le résultat du premier trimestre de 2015 avait été inférieur en raison de l'effet non récurrent sur le résultat de plusieurs décisions réglementaires rétroactives qui ont été rendues au cours de ce trimestre.

La performance financière des secteurs d'activité de la société est analysée plus en détail à la rubrique « Information sur les secteurs d'activité mondiaux ».

RÉSULTAT ATTRIBUABLE AUX PORTEURS D' ACTIONS DE LA SOCIÉTÉ

Le résultat attribuable aux porteurs d'actions de la société s'est établi à 192 M\$ pour le premier trimestre de 2016, en hausse de 18 M\$ par rapport à la période correspondante de 2015. Le résultat attribuable aux porteurs d'actions de la société comprend un profit sur la vente d'une entreprise commune et des ajustements temporels liés aux activités à tarifs réglementés qui n'ont pas été pris en compte dans le résultat ajusté de 197 M\$ pour le premier trimestre de 2016. Canadian Utilities a comptabilisé un profit sur la vente d'une entreprise commune de 13 M\$ au premier trimestre de 2016 au titre de la vente de sa participation de 51,3 pour cent dans l'usine d'extraction d'éthane d'Edmonton. Les ajustements apportés au titre de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés ont réduit de 35 M\$ le résultat attribuable aux porteurs d'actions.

Se reporter à la rubrique « Rapprochement du résultat ajusté et du résultat attribuable aux porteurs d'actions de la société » du présent rapport de gestion pour des informations complémentaires sur ces éléments.

PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES

Les produits des activités ordinaires du premier trimestre de 2016 se sont chiffrés à 851 M\$, en baisse de 67 M\$ par rapport à la période correspondante de 2015. La diminution des produits des activités ordinaires est principalement attribuable à la baisse des prix de l'Alberta Power Pool pour ATCO Power, et la réduction des produits des activités ordinaires d'ATCO Energy Solutions s'explique surtout par la baisse des ventes de gaz naturel refacturées, que la société facture aux clients et qui n'ont pas d'incidence sur le résultat ajusté.

ACTIFS

Le total des actifs de la société est passé de 17 G\$ au premier trimestre de 2015 à 18 G\$ au premier trimestre de 2016. Cette augmentation s'est concentrée surtout dans les entreprises de services publics de l'Alberta, en raison des dépenses en immobilisations continues.

DIVIDENDES SUR LES ACTIONS ORDINAIRES

Le 7 avril 2016, le conseil d'administration a déclaré un dividende de 32,50 cents par action pour le deuxième trimestre. Ce montant représente une hausse de 10 pour cent par rapport au dividende de la période correspondante de l'exercice précédent. Les dividendes versés aux porteurs d'actions de catégorie A et de catégorie B au premier trimestre de 2016 ont totalisé 75 M\$.

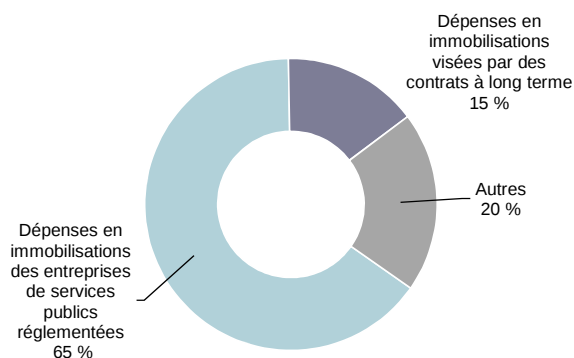
DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Les dépenses en immobilisations comprennent les ajouts d'immobilisations corporelles et incorporelles et les dépenses en immobilisations des coentreprises. Les dépenses en immobilisations ont totalisé 343 M\$ au premier trimestre de 2016.

Les dépenses en immobilisations liées aux entreprises de services publics réglementées de la société et aux immobilisations faisant l'objet de contrats à long terme représentent une tranche de 276 M\$ des dépenses en immobilisations effectuées au premier trimestre de 2016. Ces investissements rapportent un rendement selon un modèle d'affaires réglementaire ou sont visés par des contrats à long terme garantis sur le plan commercial.

Les autres dépenses concernent essentiellement l'acquisition par la société de la participation résiduelle de 49 pour cent dans Barking Power Limited. Cette transaction a été conclue afin de placer ATCO Power dans une position stratégique pour saisir des occasions futures sur le marché du Royaume-Uni, notamment la relance de la centrale existante de Barking si cela est faisable sur le plan économique dans l'avenir.

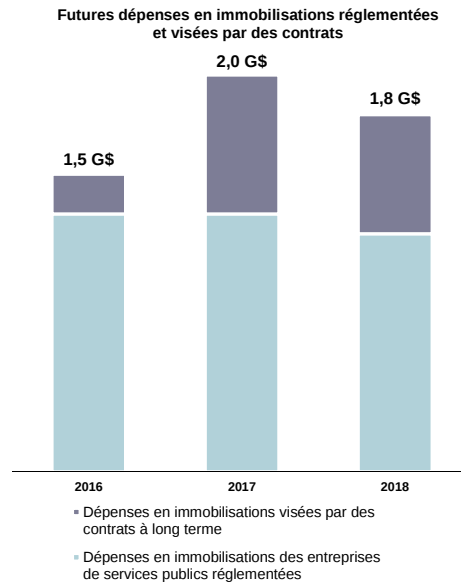
Dépenses en immobilisations réglementées et visées par des contrats



Pour la période de 2016 à 2018, Canadian Utilities prévoit investir une somme supplémentaire de 5,3 G\$ dans des projets de services publics réglementés et des projets de croissance des immobilisations garantis sur le plan commercial. Ces dépenses en immobilisations devraient contribuer considérablement au résultat et aux flux de trésorerie, en plus de créer de la valeur à long terme pour les actionnaires.

Ce plan triennal comprend un investissement en capital prévu de 4,1 G\$ dans les entreprises de services publics réglementées. ATCO Electric Distribution et ATCO Electric Transmission prévoient investir 2,1 G\$, et ATCO Gas, ATCO Pipelines et ATCO Gas Australia prévoient investir 2 G\$ de 2016 à 2018.

En plus de l'investissement en capital dans les entreprises de services publics réglementés, la société prévoit réaliser des dépenses supplémentaires de 1,2 G\$ visées par des contrats à long terme entre 2016 et 2018, dont une tranche de 1,1 G\$ est prévue au titre du projet de 500 kV à Fort McMurray d'Alberta PowerLine (« APL ») et une tranche d'environ 100 M\$ est prévue au titre de contrats de stockage d'hydrocarbures et de production décentralisée en Alberta et d'un pipeline de gaz naturel au Mexique. Canadian Utilities continue également de rechercher des occasions d'expansion des affaires présentant un potentiel à long terme, comme la centrale de cogénération de Tula au Mexique et la centrale de cogénération Strathcona en Alberta, qui ne sont pas incluses dans ces estimations de l'investissement en capital de croissance.



** Compte tenu de la quote-part des participations de la société dans des partenariats.*

INFORMATION SUR LES SECTEURS D'ACTIVITÉ MONDIAUX

Électricité

Le secteur Électricité exerce ses activités par l'entremise de deux entreprises réglementées, ATCO Electric Distribution et ATCO Electric Transmission (entreprises à tarifs réglementés du secteur Électricité), et de deux entreprises non réglementées, ATCO Power et ATCO Power Australia (entreprises à tarifs non réglementés du secteur Électricité).

PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES	Les produits des activités ordinaires du secteur Électricité de 448 M\$ pour le premier trimestre de 2016 ont été comparables à ceux de la période correspondante de 2015. L'augmentation des produits des activités ordinaires des entreprises à tarifs réglementés du secteur Électricité attribuable à la croissance de la base de tarification a été neutralisée par la baisse des prix de l'Alberta Power Pool pour ATCO Power et par la fermeture de la centrale électrique de Bulwer Island appartenant à ATCO Power Australia.
RÉSULTAT AJUSTÉ	Le tableau suivant présente le résultat ajusté d'ATCO Electric Distribution, d'ATCO Electric Transmission, d'ATCO Power et d'ATCO Power Australia.

	Trimestres clos les 31 mars		
(en millions de dollars)	2016	2015	Variation
Entreprises à tarifs réglementés du secteur Électricité			
ATCO Electric Distribution	37	18	19
ATCO Electric Transmission	51	27	24
Total – entreprises à tarifs réglementés du secteur Électricité	88	45	43
Entreprises à tarifs non réglementés du secteur Électricité			
ATCO Power			
Centrales électriques indépendantes	1	1	–
Centrales thermiques visées par des EAE	6	13	(7)
ATCO Power Australia	7	7	–
Total – entreprises à tarifs non réglementés du secteur Électricité	14	21	(7)
Total – secteur Électricité	102	66	36

Le secteur Électricité a dégagé un résultat ajusté de 102 M\$ pour le premier trimestre de 2016, en hausse de 36 M\$ par rapport à la période correspondante de 2015. La progression du résultat s'explique principalement par les dépenses en immobilisations continues et par l'augmentation de la base de tarification des entreprises à tarifs réglementés du secteur Électricité, ainsi que par les initiatives de réduction des coûts touchant l'ensemble des activités. Au premier trimestre de 2015, le résultat des entreprises à tarifs réglementés du secteur Électricité avait été inférieur en raison de l'effet non récurrent sur le résultat de plusieurs décisions réglementaires rétroactives qui ont été rendues au cours de ce trimestre, et le résultat des entreprises à tarifs non réglementés du secteur Électricité tenait compte de l'incidence positive de l'amortissement des incitatifs cumulés au titre des EAE liées aux centrales thermiques.

Les sections suivantes fournissent des informations plus détaillées sur les activités et les résultats financiers des entreprises du secteur Électricité.

ACTIVITÉS À TARIFS RÉGLEMENTÉS DU SECTEUR ÉLECTRICITÉ

Le secteur Électricité exerce ses activités à tarifs réglementés par l'entremise d'ATCO Electric Distribution et d'ATCO Electric Transmission et de leurs filiales, ATCO Electric Yukon, Northland Utilities (NWT) et Northland Utilities (Yellowknife). Ces entreprises fournissent des services réglementés de distribution et de transport d'électricité ainsi que de production décentralisée principalement dans le nord et le centre-est de l'Alberta, au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest. Le territoire desservi comprend les zones productrices de sables pétrolifères près de Fort McMurray et les zones productrices de pétrole lourd près de Cold Lake et de Peace River.

Distribution d'électricité

Le résultat ajusté de 37 M\$ d'ATCO Electric Distribution pour le premier trimestre de 2016 rend compte d'une augmentation de 19 M\$ par rapport à la période correspondante de 2015. Cette progression du résultat est principalement attribuable à l'augmentation de la base de tarification, aux initiatives de réduction des coûts touchant l'ensemble des activités et à l'incidence défavorable sur le résultat qu'ont eue les décisions réglementaires concernant le coût générique du capital (« CGC ») de 2013 et le suivi des dépenses en immobilisations rendues au premier trimestre de 2015.

Transport d'électricité

Le résultat ajusté de 51 M\$ d'ATCO Electric Transmission pour le premier trimestre de 2016 rend compte d'une augmentation de 24 M\$ par rapport à la période correspondante de 2015. Cette hausse résulte principalement de l'augmentation de la base de tarification, des initiatives de réduction des coûts touchant l'ensemble des activités et de l'incidence défavorable sur le résultat qu'a eue la décision réglementaire concernant le CGC rendue au premier trimestre de 2015.

ACTIVITÉS À TARIFS NON RÉGLEMENTÉS DU SECTEUR ÉLECTRICITÉ

La société exerce ses activités de production d'électricité par l'entremise d'ATCO Power et d'ATCO Power Australia. Ces entreprises fournissent de l'électricité provenant de centrales alimentées au gaz naturel, au charbon et à l'hydroélectricité dans l'Ouest canadien, en Ontario et en Australie.

Disponibilité des centrales électriques

La disponibilité de la capacité de production pour les premiers trimestres de 2016 et de 2015 est indiquée ci-dessous. La capacité de production des centrales varie en fonction du moment et de la durée des interruptions de service. La disponibilité réduite des centrales électriques indépendantes au premier trimestre de 2016 s'explique principalement par l'interruption de service prévue de la centrale de Joffre en mars 2016. La disponibilité des centrales thermiques visées par des EAE a été plus élevée au premier trimestre de 2016 qu'à la période correspondante, en raison essentiellement des interruptions de service prévues pour entretien qui ont eu lieu au premier trimestre de 2015. La disponibilité d'ATCO Power Australia est restée élevée au premier trimestre de 2016, le nombre d'interruptions de service prévues et non prévues ayant été minime.

	Trimestres clos les 31 mars		
	2016	2015	Variation
Centrales électriques indépendantes ¹⁾	96 %	98 %	(2) %
Centrales thermiques visées par des EAE ^{2) 3)}	89 %	81 %	8 %
ATCO Power Australia	98 %	97 %	1 %

1) Une importante interruption de service prévue pour entretien a débuté à la centrale électrique de Joffre au premier trimestre de 2016. L'interruption de service se poursuivra au deuxième trimestre de 2016.

2) L'importante interruption de service prévue pour entretien de la centrale électrique Battle River 5 qui a débuté au premier trimestre de 2015 s'est terminée au deuxième trimestre de 2015.

3) L'importante interruption de service prévue pour entretien de la centrale électrique Sheerness 1 a pris fin au premier trimestre de 2015.

Centrales électriques indépendantes

Le résultat ajusté tiré des centrales électriques indépendantes pour le premier trimestre de 2016 a été comparable à celui de la période correspondante de 2015.

Le tableau suivant présente les prix moyens de l'Alberta Power Pool et du gaz naturel ainsi que les différentiels de prix connexes pour les trimestres clos les 31 mars 2016 et 2015.

	Trimestres clos les 31 mars		
	2016	2015	Variation
Prix moyen de l'électricité de l'Alberta Power Pool (\$/MWh)	18,11	29,03	(38) %
Prix moyen du gaz naturel (\$/GJ)	1,74	2,62	(34) %
Différentiel de prix moyen (\$/MWh)	5,06	9,38	(46) %

La diminution des prix de l'Alberta Power Pool et la réduction de la volatilité des prix au premier trimestre de 2016 étaient principalement attribuables à l'offre d'électricité plus importante et à la demande plus faible sur le marché albertain qu'au premier trimestre de 2015.

Centrales thermiques visées par des EAE

L'électricité produite par l'unité 5 de Battle River et la centrale de Sheerness est vendue aux termes d'EAE. En vertu des EAE, ATCO Power doit mettre à la disposition de l'acquéreur de l'EAE la capacité de production de chaque unité génératrice. Selon ces arrangements, ATCO Power a le droit de recouvrer auprès de l'acquéreur de l'EAE les coûts fixes et variables prévisionnels. Aux termes des EAE, ATCO Power est assujettie à un incitatif lié à la disponibilité des unités génératrices. Les incitatifs doivent être payés par les contreparties aux EAE lorsque la disponibilité excède des cibles préétablies. Ces montants sont amortis selon les estimations de la disponibilité future des unités génératrices et des prix futurs de l'électricité pendant la durée des EAE.

Le résultat ajusté tiré des centrales thermiques visées par des EAE pour le premier trimestre de 2016 a été inférieur de 7 M\$ à celui de la période correspondante de 2015, en raison surtout du résultat plus élevé tiré de l'amortissement des incitatifs cumulés au titre des EAE au premier trimestre de 2015.

Production d'électricité à l'international

La société exerce ses activités internationales de production d'électricité par l'entremise d'ATCO Power Australia. Cette entreprise fournit de l'électricité provenant de deux centrales alimentées au gaz naturel situées à Adelaide dans le sud de l'Australie et à Karratha en Australie occidentale. De plus, la centrale de Bulwer Island à Brisbane fournissait auparavant de la vapeur de cogénération. British Petroleum (« BP ») ayant annoncé la fermeture de sa raffinerie de pétrole à Brisbane au milieu de 2015, la centrale de Bulwer Island a été fermée le 23 juin 2015.

Le résultat ajusté d'ATCO Power Australia pour le premier trimestre de 2016 a été comparable à celui de la période correspondante de 2015.

Mises à jour sur les projets importants du secteur Électricité

Projet de 500 kV à Fort McMurray

En décembre 2014, APL, société en nom collectif formée par ATCO et Quanta Capital, a obtenu un contrat de 35 ans d'une valeur de 1,4 G\$ de l'AESO pour concevoir, construire, détenir et exploiter le projet de 500 kV à Fort McMurray. Ce projet augmentera la capacité du réseau électrique dans le nord-est de l'Alberta et permettra d'assurer que cette zone vitale pour l'économie de la province dispose de l'énergie dont elle a besoin.

En décembre 2015, APL a soumis la demande relative aux installations pour le projet à l'AUC. APL se concentre maintenant sur la préparation en vue de l'audience publique que l'AUC prévoit tenir en juin 2016. Si la demande relative aux installations est approuvée, la construction devrait débuter en 2017 et le projet devrait entrer en service en 2019.

Production décentralisée

La production décentralisée s'inscrit dans la stratégie de la société qui consiste à faire preuve de créativité et d'innovation pour répondre aux besoins de ses clients en construisant un parc d'unités portatives alimentées au gaz naturel pouvant être affectées à des projets temporaires ou permanents.

Au premier trimestre de 2016, ATCO Power a signé un contrat de 10 ans visant la construction et l'exploitation d'une centrale électrique alimentée au gaz naturel de 3 MW comprenant deux unités située au sud-est de Grande Prairie, en Alberta. Ce projet, qui nécessite un investissement en capital de 8 M\$, est en cours de construction et sera opérationnel au deuxième trimestre de 2016.

Pipelines et liquides

Le secteur Pipelines et liquides exerce ses activités par l'entremise de trois entreprises à tarifs réglementés, ATCO Gas, ATCO Pipelines et ATCO Gas Australia, et d'une entreprise à tarifs non réglementés, ATCO Energy Solutions.

PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES	Les produits des activités ordinaires du secteur Pipelines et liquides se sont élevés à 400 M\$ pour le premier trimestre de 2016, en baisse par rapport au premier trimestre de 2015. La diminution des produits des activités ordinaires est principalement attribuable à la baisse des ventes de gaz naturel refacturées d'ATCO Energy Solutions, que la société facture aux clients et qui n'ont pas d'incidence sur le résultat ajusté.
RÉSULTAT AJUSTÉ	Le tableau suivant présente le résultat ajusté d'ATCO Gas, d'ATCO Pipelines, d'ATCO Gas Australia et d'ATCO Energy Solutions.

	Trimestres clos les 31 mars		
(en millions de dollars)	2016	2015	Variation
Entreprises à tarifs réglementés du secteur Pipelines et liquides			
ATCO Gas	77	63	14
ATCO Pipelines	15	8	7
ATCO Gas Australia	8	7	1
Total – entreprises à tarifs réglementés du secteur Pipelines et liquides	100	78	22
Entreprises à tarifs non réglementés du secteur Pipelines et liquides			
ATCO Energy Solutions	5	(3)	8
Total – entreprises à tarifs non réglementés du secteur Pipelines et liquides	5	(3)	8
Total – Pipelines et liquides	105	75	30

Pour le premier trimestre de 2016, le résultat ajusté du secteur Pipelines et liquides s'est élevé à 105 M\$, en hausse de 30 M\$ par rapport à la période correspondante de 2015. Cette progression du résultat ajusté est principalement attribuable aux dépenses en immobilisations continues et à l'augmentation de la base de tarification ainsi qu'aux initiatives de réduction des coûts des entreprises du secteur Pipelines et liquides. Au premier trimestre de 2015, le résultat des entreprises à tarifs réglementés du secteur Pipelines et liquides avait été inférieur en raison de l'effet non récurrent sur le résultat de plusieurs décisions réglementaires rétroactives qui ont été rendues au cours de ce trimestre.

Les sections suivantes fournissent des informations plus détaillées sur les activités et les résultats financiers des entreprises du secteur Pipelines et liquides.

ACTIVITÉS À TARIFS RÉGLEMENTÉS DU SECTEUR PIPELINES ET LIQUIDES

Distribution de gaz naturel

La société exerce ses activités de distribution de gaz naturel en Alberta et dans la région de Lloydminster en Saskatchewan par l'entremise d'ATCO Gas. Elle dessert des municipalités ainsi que des clients résidentiels, commerciaux et industriels.

Le résultat ajusté de 77 M\$ d'ATCO Gas pour le premier trimestre de 2016 a augmenté de 14 M\$ par rapport à la période correspondante de 2015. Cette progression du résultat est principalement attribuable à l'augmentation de la base de tarification et à l'accroissement de la clientèle, aux initiatives de réduction des coûts touchant l'ensemble des activités et à l'incidence défavorable sur le résultat qu'ont eue les décisions réglementaires concernant le CGC et le suivi des dépenses en immobilisations rendues au premier trimestre de 2015.

Transport de gaz naturel

La société exerce ses activités de transport de gaz naturel en Alberta par l'entremise d'ATCO Pipelines. Le gaz naturel qui circule dans son réseau de pipelines provient de diverses installations de traitement du gaz ainsi que d'autres réseaux de transport de gaz naturel, et il est transporté vers les utilisateurs finaux dans la province ou vers d'autres réseaux de pipelines, principalement à des fins d'exportation hors de la province.

Le résultat ajusté de 15 M\$ d'ATCO Pipelines pour le premier trimestre de 2016 rend compte d'une augmentation de 7 M\$ par rapport à la période correspondante de 2015. Cette progression du résultat est principalement attribuable à l'augmentation de la base de tarification et à l'incidence défavorable sur le résultat qu'a eue la décision réglementaire concernant le CGC rendue au premier trimestre de 2015.

Distribution de gaz naturel à l'international

ATCO Gas Australia fait partie des activités internationales de distribution de gaz naturel de la société. Il s'agit d'un fournisseur réglementé de services de distribution de gaz naturel en Australie occidentale qui dessert la grande région de Perth et les environs.

Le résultat ajusté de 8 M\$ d'ATCO Gas Australia pour le premier trimestre de 2016 rend compte d'une augmentation de 1 M\$ par rapport à la période correspondante de 2015.

ACTIVITÉS À TARIFS NON RÉGLEMENTÉS DU SECTEUR PIPELINES ET LIQUIDES

Stockage et infrastructures hydrauliques industrielles

La société exerce ses activités de fourniture de services d'infrastructures hydrauliques industrielles et ses activités non réglementées de stockage, de traitement et de transport de gaz naturel et de transport d'électricité par l'entremise d'ATCO Energy Solutions. ATCO Energy Solutions a vendu certains actifs non essentiels de collecte et de traitement du gaz naturel au premier trimestre de 2016. En 2016, les priorités stratégiques d'ATCO Energy Solutions seront l'expansion de la capacité de stockage de gaz naturel et d'hydrocarbures ainsi que les activités d'infrastructures hydrauliques.

Le résultat ajusté de 5 M\$ pour le premier trimestre de 2016 a été supérieur à celui de la période correspondante de 2015. La progression du résultat s'explique principalement par les coûts moins élevés découlant de la vente d'actifs non performants à la fin de 2015 et au début de 2016 ainsi que par l'augmentation du résultat attribuable au démarrage de nouveaux projets d'infrastructure hydraulique industrielle à la fin de 2015.

Redéploiement du capital

Au premier trimestre de 2016, ATCO Energy Solutions a vendu sa participation de 51,3 pour cent dans l'usine d'extraction d'éthane d'Edmonton. Le produit de la vente a totalisé 21 M\$, donnant lieu à un profit non récurrent de 13 M\$ après impôt. Le profit n'a pas été pris en compte dans le résultat ajusté, mais il a augmenté le résultat attribuable aux porteurs d'actions de la société. Le produit de la vente sera affecté à la poursuite de la croissance des immobilisations d'infrastructures hydrauliques industrielles et de stockage d'hydrocarbures dans le secteur Industrial Heartland de l'Alberta.

Siège social et autres activités

Le secteur Siège social et autres activités comprend une participation de 24,5 pour cent dans ATCO Structures & Logistics, les biens immobiliers commerciaux appartenant à la société en Alberta et les activités d'expansion des affaires associées à l'expansion de la société au Mexique. Au premier trimestre, ATCO a annoncé le lancement d'ATCOenergy, une nouvelle société de vente au détail d'électricité et de gaz naturel qui promet aux Albertains un service exceptionnel et des coûts moins élevés pour leurs résidences et leurs entreprises.

Le résultat ajusté du secteur Siège social et autres activités pour le trimestre clos le 31 mars 2016 a diminué de 2 M\$ par rapport à celui de la période correspondante de 2015, en raison surtout de l'augmentation des charges financières en 2016 découlant des émissions d'actions privilégiées réalisées au troisième trimestre de 2015.

Acquisition au Chili

En avril 2016, ATCO Structures & Logistics a annoncé l'expansion de ses activités internationales d'installations modulaires au moyen de l'acquisition d'une participation de 50 pour cent dans Sabinco Soluciones Modulares S.A. (« Sabinco ») auprès de Sitrans Servicios Integrados de Tranportes Ltda. (« Sitrans »). Sitrans conserve une participation de 50 pour cent dans la société, qui exercera dorénavant ses activités sous l'appellation ATCO-Sabinco S.A. La transaction comprend l'acquisition d'un terrain ainsi que l'affectation de fonds destinés à une usine de fabrication future.

Sabinco, dont le siège social est à Santiago, au Chili, possède un parc de près de 2 500 espaces à louer et logements pour les travailleurs qui représente environ 10 pour cent du marché chilien. De plus, la présence bien établie de Sabinco au Chili assure une fondation solide sur laquelle le partenariat peut s'appuyer pour prendre de l'expansion, des possibilités de croissance ayant été repérées sur d'autres marchés sud-américains.

FAITS RÉCENTS D'ORDRE RÉGLEMENTAIRE

Coût générique du capital (« CGC »)

En mars 2015, la société a obtenu la décision de l'AUC concernant le CGC pour 2013. La décision établit le rendement des capitaux propres (« RCP ») et les ratios réputés des actions ordinaires pour les entreprises de services publics de l'Alberta pour la période de 2013 à 2015. Le RCP a été fixé à 8,30 pour cent pour 2013, 2014 et 2015, ce qui est inférieur à celui de 8,75 pour cent approuvé précédemment. La décision concernant le CGC a également réduit les ratios réputés des actions ordinaires de un pour cent par rapport à ceux qui ont été précédemment approuvés. Ces taux demeureront en vigueur sur une base provisoire pour 2016, jusqu'à ce que l'AUC rende une décision sur les taux définitifs dans le cadre de la procédure sur le CGC. L'audience sur le CGC de 2016 devrait commencer le 31 mai et prendre fin le 16 juin 2016, et une décision est attendue d'ici la fin de l'année.

Demandes relatives au suivi des dépenses en immobilisations (facteur K) selon la RFR

Le facteur K est un mécanisme prévu par le modèle de RFR qui permet à la société de recouvrer des dépenses en immobilisations qui satisfont certains critères et qui ne sont pas recouvrables suivant la formule de RFR de base. ATCO Electric Distribution a obtenu en mars 2016 les décisions concernant l'égaleisation du facteur K pour 2014 et les demandes relatives au suivi des dépenses en immobilisations pour 2016 et 2017; ATCO Gas a reçu ces décisions en avril 2016. Ces décisions comportaient notamment l'approbation du financement supplémentaire demandé au titre de la majorité des programmes de suivi des dépenses en immobilisations de la société prévus pour 2016 et 2017.

Demande générale de hausse tarifaire d'ATCO Electric Transmission pour 2015 à 2017

En mars 2015, ATCO Electric Transmission a déposé une demande générale de hausse tarifaire pour 2015, 2016 et 2017. Cette demande vise notamment une augmentation des produits des activités ordinaires aux fins du recouvrement des pertes de valeur, des charges d'exploitation et des charges financières plus élevées associées à la hausse de la base de tarification en Alberta. En décembre 2015 et en février 2016, ATCO Electric Transmission a mis à jour sa demande générale de hausse tarifaire pour 2015 à 2017 en modifiant les requêtes qu'elle présente pour actualiser les prévisions de coûts par rapport aux projections de coûts soumises initialement dans le cadre de la demande générale de hausse tarifaire pour 2015 à 2017. La décision de l'AUC est attendue au troisième trimestre de 2016.

Décision concernant l'entente d'accès d'ATCO Australie

En juillet 2015, l'Economic Regulatory Authority (l'« ERA ») a rendu sa décision définitive concernant la prochaine période visée par l'entente d'accès d'ATCO Gas Australia (AA4) allant de juillet 2014 à décembre 2019. Par suite de cette décision, le RCP a été ramené de 10,41 pour cent à 7,28 pour cent.

Le 1^{er} octobre 2015, ATCO Gas Australia a demandé l'autorisation de porter en appel la décision auprès du Tribunal de la concurrence de l'Australie. Le 1^{er} décembre 2015, le Tribunal de la concurrence de l'Australie a autorisé ATCO Gas Australia à interjeter appel pour examiner les questions de fond. La révision est en cours et devrait prendre fin en avril 2016, et une décision définitive est attendue vers la fin du deuxième trimestre de 2016.

ENVIRONNEMENT ET CHANGEMENTS CLIMATIQUES

Plan de leadership de l'Alberta sur le climat

En novembre 2015, le gouvernement de l'Alberta a annoncé le plan de leadership de la province sur le climat, un cadre qui comprend l'élimination graduelle proposée de l'électricité provenant de centrales alimentées au charbon, l'accélération de l'introduction progressive de l'énergie renouvelable, une taxe sur les émissions de carbone s'appliquant à tous les secteurs à compter de 2017 et la réduction des émissions de méthane.

Élimination graduelle du charbon

En mars 2016, le gouvernement de l'Alberta a nommé M. Terry Boston en tant que facilitateur de l'élimination graduelle du charbon pour aider la province à concrétiser sa transition du charbon vers des sources d'énergie plus propres. Le facilitateur de l'élimination graduelle du charbon travaille de concert avec les producteurs d'électricité alimentée au charbon, l'AESO et le gouvernement de l'Alberta pour élaborer des options d'élimination graduelle des émissions provenant des centrales alimentées au charbon d'ici 2030, dans le but de préserver la fiabilité du réseau électrique de l'Alberta, d'assurer la stabilité des prix pour les consommateurs, de veiller à ce que les entreprises et les employés touchés soient traités de manière équitable et d'éviter la monopolisation inutile de capitaux. Canadian Utilities participe activement à ce processus afin de protéger ses intérêts.

Remplacement du règlement intitulé *Specified Gas Emitters Regulations* par la tarification du carbone

Les participants au marché de l'électricité en Alberta et les acheteurs aux termes d'EAE dans le secteur passent actuellement en revue la réglementation en matière de changements climatiques et d'environnement ainsi que les prix du marché afin de déterminer la rentabilité des EAE en vigueur.

ENMAX Corporation (« Enmax ») et TransCanada Energy Limited (« TransCanada ») ont informé l'Alberta Balancing Pool de leur intention de résilier les EAE visant l'unité 5 de Battle River et les unités 1 et 2 de Sheerness appartenant à ATCO Power. Enmax et TransCanada ont revendiqué l'exercice du droit de résiliation aux termes des EAE découlant d'une modification législative, déclarant que les modifications apportées au règlement intitulé *Specified Gas Emitters Regulations* ont rendu les EAE non rentables ou encore moins rentables. Le Balancing Pool a indiqué qu'il examinait les avis de résiliation et qu'il mènera une évaluation pour examiner et analyser les conséquences potentielles. L'électricité produite par les installations visées continue d'être expédiée par Enmax et TransCanada. Dans l'éventualité où le Balancing Pool deviendrait l'acheteur aux termes des EAE, il sera responsable d'offrir la capacité à l'Alberta Power Pool et de verser les paiements applicables aux termes des EAE à ATCO Power. Si le Balancing Pool décide de résilier les EAE avant leur date d'échéance, le 31 décembre 2020, les droits associés aux unités de production d'électricité reviendront à ATCO Power et le Balancing Pool sera tenu, selon la loi, de verser les paiements applicables à ATCO Power. ATCO Power participe activement à ce processus afin de protéger ses intérêts aux termes des EAE et de la législation connexe.

AUTRES CHARGES ET PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES

Le tableau suivant présente un résumé financier des autres charges et produits des activités ordinaires consolidés pour les trimestres clos les 31 mars 2016 et 2015. Ces montants sont présentés selon les IFRS. Ils n'ont pas été ajustés pour tenir compte du calendrier des produits des activités ordinaires et des charges associés aux activités à tarifs réglementés ainsi que des autres éléments qui ne s'inscrivent pas dans le cours normal des activités.

	Trimestres clos les 31 mars		
(en millions de dollars)	2016	2015	Variation
Charges d'exploitation	379	499	(120)
Résultat tiré de la participation dans des coentreprises	4	6	(2)
Dotation aux amortissements et pertes de valeur	141	123	18
Charges financières, montant net	94	71	23
Impôt sur le résultat	68	56	12

CHARGES D'EXPLOITATION

Les charges d'exploitation, qui s'entendent du total des frais et des charges après déduction de la dotation aux amortissements, ont diminué de 120 M\$ pour le premier trimestre de 2016 par rapport à la période correspondante de 2015, en raison principalement de la baisse des ventes de gaz naturel refacturées d'ATCO Energy Solutions, que la société facture aux clients et qui n'ont pas d'incidence sur le résultat ajusté, ainsi que des initiatives de réduction des coûts touchant l'ensemble des activités de la société pour contrer la conjoncture de marché difficile.

RÉSULTAT TIRÉ DE LA PARTICIPATION DANS DES COENTREPRISES

Le résultat tiré de la participation dans des coentreprises au premier trimestre de 2016 a été comparable à celui de la période correspondante de 2015.

DOTATION AUX AMORTISSEMENTS

Au premier trimestre de 2016, la dotation aux amortissements a augmenté de 18 M\$ par rapport à la période correspondante de 2015. Cette hausse est principalement attribuable à l'important programme de dépenses en immobilisations des entreprises de services publics réglementées qui se poursuit.

CHARGES FINANCIÈRES, MONTANT NET

Les charges financières, montant net, ont augmenté pour le premier trimestre de 2016 par rapport à la période correspondante de 2015, en raison surtout des intérêts auparavant incorporés au coût de l'actif qui sont désormais comptabilisés à titre de charge d'intérêts du fait de l'achèvement du projet de ligne de transport dans l'est de l'Alberta (« EATL ») au quatrième trimestre de 2015. L'augmentation de la charge d'intérêts résulte également des titres de créance supplémentaires émis pour financer l'important programme de dépenses en immobilisations des entreprises de services publics réglementées.

IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

L'impôt sur le résultat a augmenté pour le premier trimestre de 2016 par rapport à la période correspondante de 2015. L'augmentation est essentiellement attribuable au résultat avant impôt plus élevé et à la hausse de l'impôt découlant de l'augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta, qui est passé de 10 pour cent à 12 pour cent le 1^{er} juillet 2015.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

La situation financière de la société est soutenue par les activités de services publics réglementées et les activités effectuées dans le cadre de contrats à long terme. Ses stratégies commerciales ainsi que le financement de ses activités et de sa croissance future prévue s'appuient sur le maintien de notations de crédit de première qualité et l'accès aux marchés financiers à des taux concurrentiels. Les principales sources de financement sont les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ainsi que les marchés des titres de créance et des actions privilégiées. Les actions de catégorie A sans droit de vote que la société émet aux termes de son régime de réinvestissement des dividendes (« RRD ») constituent une source de financement supplémentaire.

La société juge qu'il est prudent de conserver des liquidités suffisantes pour financer les besoins en trésorerie d'environ un exercice complet afin de maintenir une grande souplesse financière. Les liquidités proviennent des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et sont soutenues par des niveaux appropriés de trésorerie et les facilités de crédit engagées.

FACILITÉS DE CRÉDIT

Au 31 mars 2016, la société et ses filiales disposaient des facilités de crédit suivantes :

<i>(en millions de dollars)</i>	Total	Montant utilisé	Montant disponible
Facilités engagées à long terme	2 248	425	1 823
Facilités non engagées	303	127	176
Total	2 551	552	1 999

Des facilités de crédit totales de 2 551 M\$, une tranche de 303 M\$ correspond à des facilités de crédit non engagées pour lesquelles aucune date d'échéance n'est fixée. Le solde de 2 248 M\$ représente des facilités de crédit engagées, dont une tranche de 600 M\$ vient à échéance vers la fin de 2017. Pour les autres facilités de crédit, les dates d'échéance s'échelonnent entre 2018 et 2019 et peuvent être prorogées au gré des prêteurs.

La majeure partie du montant de 552 M\$ prélevé sur les facilités de crédit se rapporte à ATCO Gas Australia. Les facilités de crédit engagées à long terme servent à satisfaire tous les besoins d'ATCO Gas Australia en matière de financement par emprunts. Les facilités de crédit d'ATCO Gas Australia sont fournies par des banques australiennes, et la majorité des autres facilités de crédit sont fournies par des banques canadiennes.

FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

Au 31 mars 2016, la société détenait un montant de 384 M\$ en trésorerie, en baisse de 135 M\$ par rapport au 31 décembre 2015. Ce recul s'explique principalement par les flux de trésorerie affectés aux dépenses en immobilisations et les intérêts versés, en partie compensés par le résultat de la période.

Fonds provenant des activités d'exploitation

Les fonds provenant des activités d'exploitation pour le premier trimestre de 2016 se sont chiffrés à 450 M\$, en baisse de 2 M\$ par rapport à la période correspondante de 2015. Cette diminution découle essentiellement de la réduction des apports de clients aux fins des dépenses en immobilisations des entreprises de services publics réglementées, partiellement compensée par les initiatives de réduction des coûts touchant l'ensemble des activités.

Flux de trésorerie affectés aux dépenses en immobilisations

Les flux de trésorerie affectés aux dépenses en immobilisations se sont chiffrés à 343 M\$ pour le premier trimestre de 2016, comparativement à 403 M\$ pour la période correspondante de 2015. Cette diminution s'explique surtout par la réduction prévue et annoncée antérieurement des dépenses en immobilisations d'ATCO Electric Distribution et d'ATCO Electric Transmission.

Le tableau suivant présente les dépenses en immobilisations pour les trimestres clos les 31 mars 2016 et 2015.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars		
	2016	2015	Variation
Électricité			
ATCO Electric Distribution	56	91	(35)
ATCO Electric Transmission	49	133	(84)
Alberta PowerLine	11	4	7
ATCO Power	66	14	52
Total – Électricité	182	242	(60)
Pipelines et liquides			
ATCO Gas	60	57	3
ATCO Pipelines	41	30	11
ATCO Gas Australia	17	16	1
Dépenses en immobilisations des entreprises non réglementées ^{1) 3)}	42	56	(14)
Total – Pipelines et liquides	160	159	1
Siège social et autres activités	1	2	(1)
Total ^{1) 2)}	343	403	(60)

1) Compte tenu des dépenses en immobilisations des coentreprises de 19 M\$ (13 M\$ en 2015) pour le trimestre clos le 31 mars 2016.

2) Compte tenu des ajouts d'immobilisations corporelles et incorporelles ainsi que des intérêts incorporés au coût de l'actif pendant la construction de 4 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2016 (24 M\$ en 2015).

3) Les dépenses en immobilisations des entreprises non réglementées comprennent ATCO Pipelines Mexico et ATCO Energy Solutions.

Prospectus préalables de base

Débetures de CU Inc.

Le 24 juillet 2014, CU Inc. a déposé un prospectus préalable de base lui permettant d'émettre des débetures totalisant au plus 2,6 G\$ pendant la durée de 25 mois du prospectus. En date du 25 avril 2016, les émissions de débetures totalisaient 1,9 G\$.

Titres de créance et actions privilégiées de Canadian Utilities

Le 12 avril 2016, la société a déposé un prospectus préalable de base lui permettant d'émettre des titres de créance et des actions privilégiées pour un montant d'au plus 2 G\$ pendant la durée de 25 mois du prospectus. À ce jour, aucun titre de créance ni aucune action privilégiée n'ont été émis aux termes de ce prospectus préalable de base.

Dividendes et actions ordinaires

Depuis 1972, la société a augmenté son dividende sur les actions ordinaires tous les ans. Au cours des cinq derniers exercices, la société a majoré son dividende trimestriel de 10 pour cent. Les dividendes versés aux porteurs d'actions de catégorie A et de catégorie B pour le premier trimestre ont totalisé 75 M\$. Le 7 avril 2016, le conseil d'administration a déclaré un dividende de 32,50 cents par action pour le deuxième trimestre. Les dividendes sont versés au gré du conseil d'administration, en fonction de la situation financière de la société et d'autres facteurs.

Augmentation de
10 % du dividende
trimestriel pour la
cinquième année
consécutive

Régime de réinvestissement des dividendes

Au premier trimestre de 2016, la société a émis 402 718 actions de catégorie A sans droit de vote aux termes de son RRD en remplacement du versement de dividendes au comptant de 13 M\$.

CAPITAL-ACTIONS

Les actions de Canadian Utilities se composent d'actions de catégorie A et de catégorie B.

En date du 25 avril 2016, 192 496 109 actions de catégorie A et 74 826 153 actions de catégorie B de la société étaient en circulation, et des options visant l'achat de 932 400 actions de catégorie A de la société étaient en cours.

ACTIONS DE CATÉGORIE A SANS DROIT DE VOTE ET ACTIONS ORDINAIRES DE CATÉGORIE B

Les porteurs des actions de catégorie A et de catégorie B sont en droit de se partager également, sur une base par action, tous les dividendes déclarés par la société sur ces catégories d'actions ainsi que l'actif résiduel de la société après sa dissolution. Les porteurs des actions de catégorie B sont en droit de voter et d'échanger en tout temps chaque action détenue contre une action de catégorie A.

Advenant une offre publique d'achat (« OPA ») des actions de catégorie B qui ferait en sorte que l'initiateur détiendrait plus de 50 pour cent des actions de catégorie B en circulation (exclusion faite des actions de catégorie B acquises à la conversion des actions de catégorie A, le cas échéant), les porteurs d'actions de catégorie A seraient en droit, pour la durée de l'OPA, d'échanger leurs actions de catégorie A contre des actions de catégorie B et de remettre ces nouvelles actions de catégorie B dans le cadre de l'OPA. Le droit d'échange et de remise est assujéti à la conclusion de l'OPA.

De plus, les porteurs d'actions de catégorie A sont en droit d'échanger leurs actions contre des actions de catégorie B de la société si ATCO Ltd., l'actionnaire contrôlant de la société, cesse de détenir ou de contrôler, directement ou indirectement, plus de 10 000 000 des actions de catégorie B émises et en circulation de la société. Dans tous les cas, chaque action de catégorie A est échangeable contre une action de catégorie B, sous réserve de modifications du ratio d'échange dans certaines situations, comme un fractionnement d'actions ou une émission de droits de souscription d'actions.

Des 12 800 000 actions de catégorie A pouvant être émises à l'exercice d'options dans le cadre du régime d'options sur actions de la société, 5 362 200 actions de catégorie A pouvaient être émises au 31 mars 2016. Les options peuvent être attribuées aux dirigeants et aux employés clés de la société et de ses filiales à un prix d'exercice égal à la moyenne pondérée du cours des actions à la Bourse de Toronto pendant les cinq jours ouvrables précédant immédiatement la date d'attribution. Les modalités d'acquisition des droits ainsi que la période d'exercice (qui ne peut dépasser 10 ans) sont déterminées au moment de l'attribution.

INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

Le tableau suivant présente les informations financières des huit trimestres clos du 30 juin 2014 au 31 mars 2016.

<i>(en millions de dollars, sauf les données par action)</i>	T2 2015	T3 2015	T4 2015	T1 2016
Produits des activités ordinaires	780	705	861	851
Résultat attribuable aux porteurs d'actions de la société	43	89	46	192
Résultat par action de catégorie A et de catégorie B <i>(en dollars)</i>	0,12	0,28	0,11	0,66
Résultat dilué par action de catégorie A et de catégorie B <i>(en dollars)</i>	0,12	0,28	0,10	0,65
Résultat ajusté				
Électricité	98	95	63	102
Pipelines et liquides	13	17	84	105
Siège social et autres activités et éliminations intersectorielles	(10)	(13)	6	(10)
Total du résultat ajusté	101	99	153	197

<i>(en millions de dollars, sauf les données par action)</i>	T2 2014	T3 2014	T4 2014	T1 2015
Produits des activités ordinaires	856	802	925	918
Résultat attribuable aux porteurs d'actions de la société	115	224	151	174
Résultat par action de catégorie A et de catégorie B <i>(en dollars)</i>	0,39	0,81	0,52	0,61
Résultat dilué par action de catégorie A et de catégorie B <i>(en dollars)</i>	0,39	0,80	0,53	0,61
Résultat ajusté				
Électricité	72	105	90	66
Pipelines et liquides	6	25	85	75
Siège social et autres activités et éliminations intersectorielles	7	(8)	7	(11)
Total du résultat ajusté	85	122	182	130

Les résultats financiers des huit derniers trimestres reflètent la croissance continue des activités de services publics réglementées de la société et l'incidence des fluctuations des prix des marchandises sur la production et la vente d'électricité et sur ses activités de collecte, de traitement et de stockage de gaz naturel ainsi que d'extraction de liquides de gaz naturel. En outre, les résultats intermédiaires varient en raison de la nature saisonnière de la demande d'électricité et de gaz naturel, du calendrier des décisions réglementaires concernant les services publics et du cycle de demande pour les produits et services d'hébergement des travailleurs et de location d'espaces.

Résultat ajusté

Le résultat ajusté du secteur Électricité reflète les importantes dépenses en immobilisations réalisées par les entreprises de services publics réglementées au cours des huit derniers trimestres. Ces dépenses, qui rapportent un rendement selon un modèle d'affaires réglementé, stimulent la progression du résultat ajusté. Le résultat ajusté a également été influencé par le moment où certaines décisions réglementaires importantes ont été rendues, les prix de l'Alberta Power Pool et les différentiels de prix. La baisse du résultat ajusté au deuxième trimestre de 2014 rend compte de l'incidence financière de la décision concernant l'application Evergreen de 2010 et de la diminution des prix réalisés de l'Alberta Power Pool. L'incidence positive de la décision concernant les tarifs provisoires pour 2014 sur les activités de distribution des entreprises à tarifs réglementés du secteur Électricité est prise en compte dans le résultat du troisième trimestre de 2014. La baisse du résultat ajusté au premier trimestre de 2015 rend compte de l'incidence financière des décisions concernant le CGC et le suivi des dépenses en immobilisations pour les entreprises à tarifs réglementés du secteur Électricité. La diminution du résultat ajusté au quatrième trimestre de 2015 s'explique principalement par le décalage réglementaire qui a nécessité une révision des coûts prévus par rapport aux projections de coûts soumises initialement dans le cadre de la demande générale de hausse tarifaire d'ATCO Electric Transmission pour 2015 à 2017. La hausse du résultat ajusté au premier trimestre de 2016 rend compte des dépenses en immobilisations continues et de l'augmentation de la base de tarification ainsi que des initiatives de réduction des coûts touchant l'ensemble des activités.

Le résultat ajusté du secteur Pipelines et liquides rend compte des importantes dépenses en immobilisations effectuées par les entreprises à tarifs réglementés du secteur Pipelines et liquides au cours des huit derniers trimestres. Ces dépenses, qui rapportent un rendement selon un modèle d'affaires réglementé, stimulent la progression du résultat ajusté. Le résultat ajusté a également été influencé par le moment où certaines décisions réglementaires importantes ont été rendues, les variations saisonnières et les prix des marchandises. La baisse du résultat ajusté au deuxième trimestre de 2014 rend compte de l'incidence financière de la décision concernant l'application Evergreen de 2010 pour ATCO Gas et ATCO Pipelines. La diminution du résultat ajusté qui s'est poursuivie au troisième trimestre de 2014 rend compte de la demande saisonnière pour ATCO Gas, partiellement neutralisée par l'incidence positive de la décision concernant les tarifs provisoires pour 2014. La baisse du résultat ajusté au premier trimestre de 2015 rend compte de l'incidence financière des décisions concernant le CGC et le suivi des dépenses en immobilisations pour les entreprises à tarifs réglementés du secteur Pipelines et liquides. Le résultat du deuxième trimestre de 2015 rend compte de la baisse saisonnière de la demande pour ATCO Gas, de l'incidence de la décision concernant l'entente d'accès pour ATCO Gas Australia, ainsi que du resserrement des écarts de fractionnement et des frais de stockage pour ATCO Energy Solutions. La hausse des coûts d'exploitation et d'entretien et la plus faible demande saisonnière pour ATCO Gas sont prises en compte dans le résultat du troisième trimestre. La hausse du résultat ajusté au premier trimestre de 2016 rend compte des dépenses en immobilisations continues et de l'augmentation de la base de tarification ainsi que des initiatives de réduction des coûts touchant l'ensemble des activités.

Résultat attribuable aux porteurs d'actions de la société

Le résultat attribuable aux porteurs d'actions de la société tient compte des ajustements temporels liés aux activités à tarifs réglementés. Il comprend également les profits et les pertes non récurrents, les pertes de valeur importantes, les coûts de restructuration et d'autres éléments ne faisant pas partie du cours normal des activités ou de l'exploitation courante qui ont été comptabilisés à divers moments au cours des huit derniers trimestres. Ces éléments ont été exclus du résultat ajusté et ils sont décrits ci-dessous :

- au premier trimestre de 2016, ATCO a comptabilisé un profit sur la vente d'une entreprise commune de 13 M\$ relativement à la vente de la participation de 51,3 pour cent d'ATCO Energy Solutions dans l'usine d'extraction d'éthane d'Edmonton;
- au quatrième trimestre de 2015, Canadian Utilities a comptabilisé 27 M\$ au titre de la vente de la division Gestion des émissions d'ATCO Structures & Logistics, de la vente de certains actifs non essentiels de collecte et de traitement du gaz naturel et de la réévaluation de la participation de la société dans Barking Power;
- au quatrième trimestre de 2015, des pertes de valeur de 103 M\$ ont été comptabilisées au titre des actifs de production d'électricité des unités 3 et 4 de Battle River, du pipeline de Tula au Mexique ainsi que de certaines installations de collecte et de traitement de gaz naturel;
- au quatrième trimestre de 2015, la société a inscrit des coûts de restructuration de 73 M\$. Ces coûts étaient principalement liés aux suppressions de postes et aux indemnités de cessation d'emploi connexes;
- au troisième trimestre de 2015, la société a comptabilisé des coûts de restructuration de 5 M\$;
- au deuxième trimestre de 2015, la société a inscrit des coûts de restructuration de 4 M\$ et un ajustement de 67 M\$ de l'impôt exigible et différé découlant de la hausse annoncée par le gouvernement de l'Alberta du taux d'imposition des sociétés, qui est passé de 10 pour cent à 12 pour cent. Une tranche de 63 M\$ de cet ajustement est liée à l'impôt différé comptabilisé par les entreprises de services publics de l'Alberta qui est exclu du résultat ajusté;
- au quatrième trimestre de 2014, la société a comptabilisé une perte de valeur de 14 M\$ au titre de certains actifs de collecte et de traitement de gaz naturel et d'extraction de liquides de gaz naturel, et une perte de valeur de 3 M\$ liée aux actifs de production d'électricité de sa coentreprise au Royaume-Uni;
- au troisième trimestre de 2014, ATCO a comptabilisé un profit de 138 M\$ sur la vente d'ATCO I-Tek;
- au deuxième trimestre de 2014, la société a comptabilisé une perte de valeur de 11 M\$ à l'égard de la centrale de Bulwer Island en Australie.

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR ET MESURES CONFORMES AUX PCGR SUPPLÉMENTAIRES

Les fonds provenant des activités d'exploitation correspondent aux flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors trésorerie. De l'avis de la direction, les fonds provenant des activités d'exploitation constituent un indicateur clé de la capacité de la société à générer, au cours d'une période, les fonds nécessaires au financement de ses dépenses en immobilisations, sans variation du fonds de roulement hors trésorerie. La mesure des fonds provenant des activités d'exploitation n'a pas de sens normalisé selon les IFRS et pourrait être sans valeur comparative par rapport aux mesures similaires présentées par d'autres sociétés.

Le résultat ajusté s'entend du résultat attribuable aux porteurs d'actions de la société, après ajustement au titre du calendrier des produits des activités ordinaires et des charges associés aux activités à tarifs réglementés et des dividendes sur les actions privilégiées de la société. De plus, le résultat ajusté ne tient pas compte des profits et des pertes non récurrents, des pertes de valeur importantes ni des éléments ne faisant pas partie du cours normal des affaires ou de l'exploitation courante.

Le résultat ajusté permet de présenter le résultat tiré des activités à tarifs réglementés sur la même base qu'avant l'adoption des IFRS, à savoir les PCGR des États-Unis pour les activités à tarifs réglementés. La direction est d'avis que le résultat ajusté permet une analyse plus efficace du rendement et des tendances opérationnels. Un rapprochement du résultat ajusté et du résultat attribuable aux porteurs d'actions de la société figure dans le présent rapport de gestion. Le résultat ajusté constitue une mesure conforme aux PCGR supplémentaires présentée à la note 3 des états financiers consolidés intermédiaires non audités de 2016.

L'investissement en capital s'entend des flux de trésorerie affectés aux dépenses en immobilisations. Il comprend les ajouts d'immobilisations corporelles et incorporelles et la quote-part qui revient à la société des dépenses en immobilisations des coentreprises, ainsi que les intérêts capitalisés pendant la construction. De l'avis de la direction, l'investissement en capital reflète le total des liquidités investies par la société dans ses actifs.

RAPPROCHEMENT DU RÉSULTAT AJUSTÉ ET DU RÉSULTAT ATTRIBUABLE AUX PORTEURS D' ACTIONS DE LA SOCIÉTÉ

Le résultat ajusté s'entend du résultat attribuable aux porteurs d'actions de la société, après ajustement au titre du calendrier des produits des activités ordinaires et des charges associés aux activités à tarifs réglementés et des dividendes sur les actions privilégiées de la société. De plus, le résultat ajusté ne tient pas compte des profits et des pertes non récurrents, des pertes de valeur importantes ni des éléments ne faisant pas partie du cours normal des affaires ou de l'exploitation courante.

Le résultat ajusté est une mesure clé du résultat sectoriel dont la direction se sert pour évaluer le rendement des secteurs d'activité et attribuer les ressources. La direction est d'avis que le résultat ajusté permet une meilleure appréciation des données relatives à la réglementation des tarifs au Canada et en Australie que le résultat établi selon les IFRS.

(en millions de dollars)						Trimestres clos les 31 mars
2016						
2015 (retraité) ¹⁾	Électricité	Pipelines et liquides	Siège social et autres activités	Éliminations intersectorielles	Total	
Produits des activités ordinaires	448	400	21	(18)	851	
	463	458	10	(13)	918	
Résultat ajusté	102	105	(12)	2	197	
	66	75	(10)	(1)	130	
Profit sur la vente d'une entreprise commune	—	13	—	—	13	
	—	—	—	—	—	
Activités à tarifs réglementés	(7)	(30)	—	2	(35)	
	30	—	—	2	32	
Dividendes sur les actions privilégiées de Canadian Utilities Limited	1	—	16	—	17	
	1	—	11	—	12	
Résultat attribuable aux porteurs d'actions de la société	96	88	4	4	192	
	97	75	1	1	174	

1) Au quatrième trimestre de 2015, la société a réorganisé ses filiales en exploitation selon les secteurs indiqués ci-dessus. Les montants comparatifs des périodes antérieures ont été retraités pour rendre compte de la réorganisation des secteurs.

PROFIT SUR LA VENTE D'UNE ENTREPRISE COMMUNE

Pipelines et liquides

Une évaluation en cours de la conjoncture et des perspectives économiques a mené la société à vendre sa participation de 51,3 pour cent dans l'usine d'extraction d'éthane d'Edmonton. Le produit de la vente a totalisé 21 M\$, donnant lieu à un profit non récurrent de 13 M\$ après impôt. Le produit sera affecté à la poursuite de la croissance des immobilisations d'infrastructures hydrauliques industrielles et de stockage d'hydrocarbures dans le secteur Industrial Heartland de l'Alberta.

ACTIVITÉS À TARIFS RÉGLEMENTÉS

À l'heure actuelle, les IFRS ne contiennent pas de directives précises que la société est en droit d'adopter concernant les entités à tarifs réglementés. Avant l'adoption des IFRS, la société utilisait les normes pour les activités à tarifs réglementés publiées par le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») des États-Unis comme autre référentiel comptable. La société continue d'avoir recours à ces normes du FASB pour assurer une présentation fidèle des résultats d'exploitation de ses activités à tarifs réglementés.

Selon la comptabilité des activités à tarifs réglementés, le résultat est moins volatil parce que la société diffère la comptabilisation des produits des activités ordinaires lorsque les rentrées de fonds précèdent les dépenses futures et qu'elle comptabilise des produits des activités ordinaires au titre des coûts recouvrables engagés en prévision des montants futurs facturés aux clients. Selon les IFRS, la société comptabilise des produits des activités ordinaires lorsque des montants sont facturés aux clients et elle comptabilise les coûts lorsqu'ils sont engagés. La société ne comptabilise pas leur recouvrement avant que la modification des tarifs ne soit prise en compte dans les montants futurs facturés aux clients.

Selon la comptabilité des activités à tarifs réglementés, la société comptabilise les produits des activités ordinaires découlant des effets des décisions réglementaires sur la période considérée et les périodes antérieures lorsqu'elle prend connaissance des décisions. Selon les IFRS, la société comptabilise ces produits des activités ordinaires lorsque les tarifs clients sont modifiés et que les montants sont facturés aux clients.

Enfin, selon la comptabilité des activités à tarifs réglementés, les montants liés aux profits intersociétés qui sont pris en compte dans la base de tarification par une autorité de réglementation ne sont pas éliminés à la consolidation. Selon les IFRS, cependant, les profits intersociétés sont éliminés à la consolidation. La société comptabilise ensuite ces profits en résultat à mesure que les montants sont facturés aux clients sur la durée d'utilité de l'actif connexe.

Le tableau suivant présente les ajustements temporels apportés selon la comptabilité des activités à tarifs réglementés.

	Trimestres clos les 31 mars		
(en millions de dollars)	2016	2015	Variation
Produits des activités ordinaires supplémentaires facturés dans la période considérée ¹⁾	26	27	(1)
Produits des activités ordinaires à facturer dans une période ultérieure ²⁾	(51)	(53)	2
Décisions d'ordre réglementaire relatives à la période considérée et aux périodes antérieures ³⁾	(11)	56	(67)
Élimination des profits intersociétés liés à la construction d'immobilisations corporelles et incorporelles	1	2	(1)
Total des ajustements	(35)	32	(67)

Notes :

1) Produits des activités ordinaires supplémentaires facturés dans la période considérée

Ces ajustements correspondent principalement aux frais futurs de retrait et de remise en état des lieux, qui sont facturés aux clients sur la durée d'utilité des actifs connexes en prévision des dépenses futures, et les charges financières engagées par ATCO Electric pendant la construction de grands projets d'immobilisations liés au transport d'énergie sont facturées aux clients au moment où elles sont engagées. Selon la comptabilité des activités à tarifs réglementés, les charges financières facturées aux clients sont différées. Les produits différés sont comptabilisés dans le résultat ajusté sur la durée d'utilité des actifs connexes.

2) Produits des activités ordinaires à facturer dans une période ultérieure

L'impôt différé est le principal élément compris dans cette catégorie. L'impôt différé n'est pas recouvré auprès des clients avant le paiement de l'impôt sur le résultat. L'impôt différé représente une charge hors trésorerie engagée par la société en raison de différences temporaires entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs et des passifs. L'impôt sur le résultat est facturé aux clients lorsqu'il est payé par la société. Selon la comptabilité des activités à tarifs réglementés, les produits des activités ordinaires sont comptabilisés pour la période considérée et l'impôt différé est facturé aux clients dans les périodes ultérieures. Les produits des activités ordinaires sont repris lorsque, au cours de périodes ultérieures, les différences temporaires ayant donné lieu à l'impôt différé se résorbent.

Les températures plus chaudes au premier trimestre de 2016 se sont également répercutées sur les produits des activités ordinaires dans cette catégorie. Les tarifs clients d'ATCO Gas sont fondés sur des prévisions de températures normales. Les variations de température peuvent se traduire par le recouvrement d'un montant plus élevé ou moins élevé que prévu auprès des clients. Selon la comptabilité des activités à tarifs réglementés, les produits des activités ordinaires inférieurs ou supérieurs à la norme pour la période considérée sont différés puis remboursés aux clients ou recouvrés auprès de ceux-ci dans les périodes ultérieures.

3) Décisions d'ordre réglementaire

Se reporter à la rubrique « Faits récents d'ordre réglementaire » du présent rapport de gestion et à la rubrique « Informations sectorielles » présentée à la note 3 des états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre clos le 31 mars 2016.

AUTRES INFORMATIONS FINANCIÈRES

MODIFICATIONS COMPTABLES

Certaines normes ou interprétations nouvelles ou révisées qui ont été publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB ») ou l'IFRS Interpretations Committee (« IFRIC ») n'ont pas à être adoptées pour la période à l'étude. Ces normes sont essentiellement les mêmes que celles qui sont décrites dans le rapport de gestion de 2015.

De l'avis de la société, aucune norme nouvelle ou révisée ayant été publiée par l'IASB ou l'IFRIC au premier trimestre de 2016 ne pourrait avoir une incidence significative sur les états financiers consolidés intermédiaires non audités ou sur les notes annexes.

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

Contrôle interne à l'égard de la communication de l'information financière

La société n'a apporté aucun changement à son contrôle interne à l'égard de la présentation de l'information financière au cours de la période ouverte le 1^{er} janvier 2016 et close le 31 mars 2016 qui ait eu ou aurait raisonnablement pu avoir une incidence significative sur le contrôle interne de la société à l'égard de la présentation de l'information financière.

INFORMATION PROSPECTIVE

Certains énoncés contenus dans le présent rapport de gestion constituent de l'information prospective, laquelle comprend généralement des expressions comme « s'attendre à », « planifier », « estimer », « prévoir », « peuvent », « seront », « a l'intention de », « devraient » et d'autres encore. L'information prospective est soumise à des risques connus et inconnus, à des incertitudes ainsi qu'à d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats ou événements réels diffèrent considérablement de l'information présentée. De l'avis de la société, les prévisions formulées dans l'information prospective sont raisonnables. Toutefois, rien ne garantit que ces prévisions se concrétiseront. C'est pourquoi il ne faut pas se fier outre mesure à l'information prospective.

Les décisions réglementaires, l'environnement concurrentiel des secteurs dans lesquels la société exerce ses activités, la conjoncture économique et d'autres facteurs, dont bon nombre échappent au contrôle de la société, pourraient faire en sorte que les résultats réels de la société diffèrent considérablement de l'information prospective présentée dans ce rapport de gestion.

L'information prospective qui figure dans le présent rapport de gestion représente les attentes de la société à la date des présentes, et elle pourrait changer après cette date. La société n'a pas l'intention ni l'obligation de mettre à jour ou de réviser l'information prospective par suite de nouvelles informations, d'événements futurs ou pour d'autres motifs, sauf si elle est tenue de le faire en vertu des lois sur les valeurs mobilières applicables.

INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

Canadian Utilities a publié ses états financiers consolidés intermédiaires non audités et son rapport de gestion du trimestre clos le 31 mars 2016. Il est possible d'obtenir des exemplaires de ces documents en en faisant la demande au service des relations avec les investisseurs par écrit au 1500, 909 -11th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2R 1N6, par téléphone au 403 292-7500, par télécopieur au 403 292-7532 ou par courriel à l'adresse investorrelations@atco.com.

GLOSSAIRE

Actions de catégorie A s'entend des actions de catégorie A sans droit de vote de la société.

Actions de catégorie B s'entend des actions ordinaires de catégorie B de la société.

AESO s'entend de l'Alberta Electric System Operator.

Alberta Power Pool s'entend du marché de l'électricité en Alberta exploité par l'AESO.

AUC désigne l'Alberta Utilities Commission.

Différentiel de prix s'entend de l'écart entre le prix de vente de l'électricité et le coût différentiel de production d'électricité à partir du gaz naturel. Dans le présent rapport de gestion, les différentiels de prix sont fondés sur une consommation de chaleur approximative de 7,5 GJ par MWh.

Disponibilité s'entend d'une mesure de temps, exprimée selon un pourcentage d'exploitation continue, pendant laquelle une unité génératrice peut produire de l'électricité, sans égard au fait que l'unité produise effectivement de l'électricité ou non.

EAE s'entend des ententes d'achat d'énergie qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2001 dans le cadre du processus de restructuration des activités de services publics d'électricité en Alberta. Les EAE sont obligatoires en vertu de la loi et sont approuvées par l'AUC.

Écart de fractionnement s'entend de la prime ou de l'escompte entre le coût d'achat du gaz naturel et le prix de vente des liquides de gaz naturel extraits sur une base d'équivalent de contenu calorifique.

Entreprises de services publics de l'Alberta désigne ATCO Electric Distribution, ATCO Electric Transmission, ATCO Gas et ATCO Pipelines.

Entreprises de services publics réglementées désigne ATCO Electric Distribution, ATCO Electric Transmission, ATCO Gas, ATCO Pipelines et ATCO Gas Australia.

États-Unis s'entend des États-Unis d'Amérique.

Gigajoule (GJ) s'entend d'une unité d'énergie égale à environ 948,2 milliers d'unités thermiques britanniques (BTU).

IFRS s'entend des Normes internationales d'information financière.

Km s'entend d'un kilomètre.

Mégawatt (MW) s'entend d'une mesure de puissance électrique égale à 1 000 000 de watts.

Mégawattheure (MWh) s'entend d'une mesure de consommation d'électricité égale à l'utilisation de 1 000 000 de watts de puissance sur une période de une heure.

PCGR s'entend des principes comptables généralement reconnus du Canada.

RFR s'entend de la réglementation fondée sur le rendement.

RRD s'entend du régime de réinvestissement des dividendes (se reporter à la rubrique « Régime de réinvestissement des dividendes »).

Société s'entend de Canadian Utilities Limited et, sauf si le contexte l'exclut, comprend ses filiales.