



CANADIAN UTILITIES LIMITED

An **ATCO** Company

RAPPORT DE GESTION

EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 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 (« Canadian Utilities », « nous », « notre » ou la « société ») qui se sont produits au cours du dernier exercice et qui ont eu une incidence sur ses résultats.

Ce rapport de gestion a été établi en date du 2 mars 2017 et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés audités de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 (les « états financiers annuels de 2016 »). Des informations supplémentaires, y compris la notice annuelle de la société, sont accessibles sur SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

La société est contrôlée par ATCO Ltd. et par ses actionnaires contrôlants, Sentgraf 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.

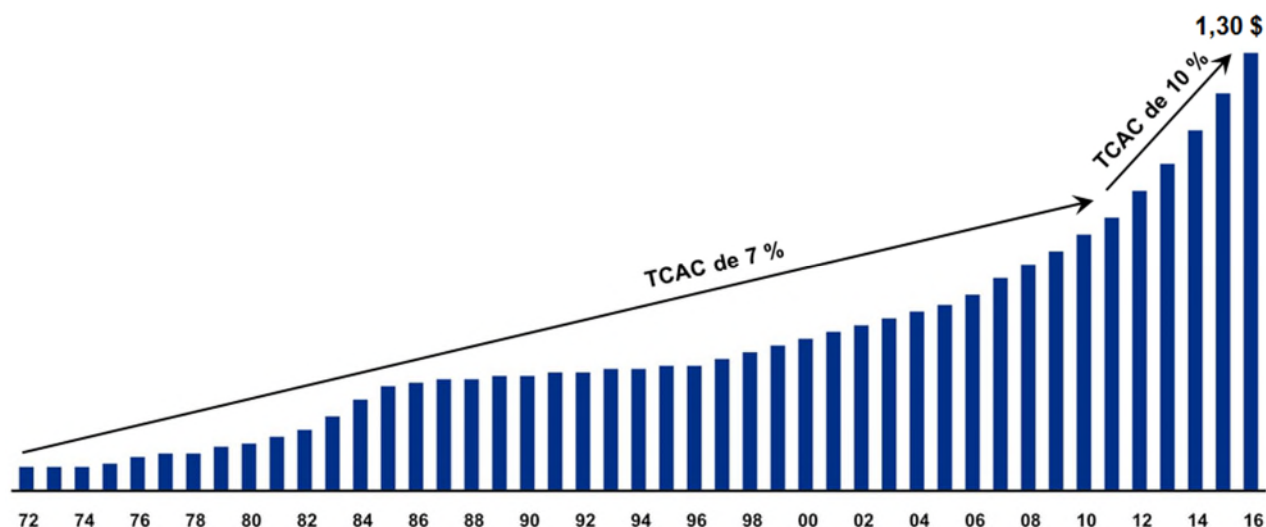
TABLE DES MATIÈRES

	Page
Canadian Utilities	2
Profil de la société et contexte d'exploitation	3
Valeurs fondamentales et vision de Canadian Utilities	6
Stratégies de Canadian Utilities	8
Réalisations stratégiques de 2016	10
Priorités stratégiques pour 2017	17
Revue de la performance	19
Performance des secteurs d'activité mondiaux	22
Électricité	22
Pipelines et liquides	27
Siège social et autres activités	30
Faits récents d'ordre réglementaire	31
Durabilité, environnement et changements climatiques	35
Autres charges et produits des activités ordinaires	38
Situation de trésorerie et sources de financement	40
Capital-actions	44
Informations trimestrielles	45
Risques commerciaux et gestion du risque	47
Mesures non conformes aux PCGR et mesures conformes aux PCGR supplémentaires	54
Rapprochement du résultat ajusté et du résultat attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B	55
Rapprochement des fonds provenant de l'exploitation et des flux de trésorerie liés	
aux activités d'exploitation	60
Autres informations financières	61
Glossaire	63
Annexe 1 information financière du quatrième trimestre	64

CANADIAN UTILITIES

HISTORIQUE DE CROISSANCE DES DIVIDENDES

Nous avons augmenté notre dividende sur les actions ordinaires chaque année depuis 45 ans, ce qui constitue la plus longue série de hausses annuelles du dividende pour une société ouverte canadienne. Le 12 janvier 2017, nous avons déclaré un dividende de 35,75 cents par action pour le premier trimestre, soit 1,43 \$ par action sur une base annualisée, ce qui représente une hausse de 10 pour cent par rapport au dividende annualisé de 2016.



CULTIVER UN RÉSULTAT DE HAUTE QUALITÉ

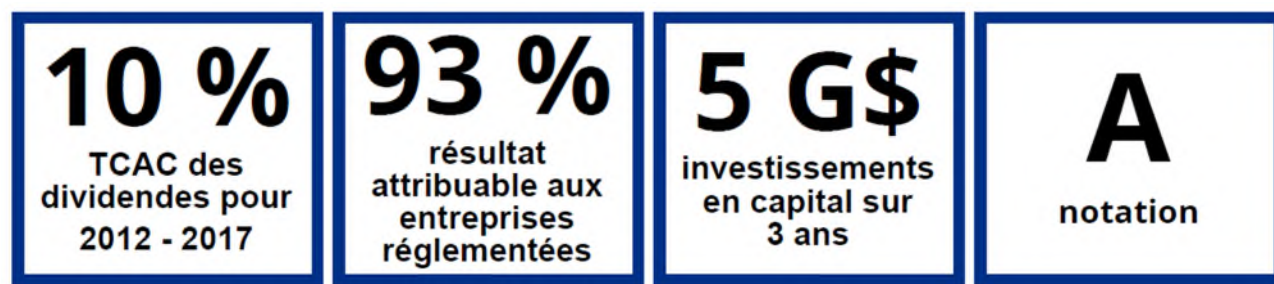
Depuis cinq ans, nous avons investi près de 10 G\$ dans les activités de services publics réglementées et les activités effectuées dans le cadre de contrats à long terme. La proportion du total de notre résultat ajusté attribuable aux entreprises de services publics (SP) réglementées est passée de 52 pour cent en 2011 à 93 pour cent en 2016. La part importante de notre résultat qui repose sur des contrats et des services réglementés constitue le fondement de la croissance continue de nos dividendes.

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS FUTURES

Nous poursuivrons l'expansion de nos activités dans les années à venir. Pour la période 2017 à 2019, nous prévoyons investir 5 G\$ dans les services publics réglementés et les actifs visés par des contrats à long terme, ce qui nous permettra de continuer à renforcer le résultat de haute qualité de Canadian Utilities. Des dépenses prévues de 5 G\$, une tranche de 3,8 G\$ est destinée aux services publics réglementés et le solde de 1,2 G\$, à des actifs visés par des contrats à long terme.

SANTÉ FINANCIÈRE

La santé financière est au cœur du succès actuel et futur de Canadian Utilities. Elle garantit que la société a la capacité de financer ses dépenses en immobilisations courantes et futures. Nous sommes déterminés à assurer le maintien de notations de crédit de première qualité qui nous ouvrent l'accès aux capitaux à des taux intéressants.

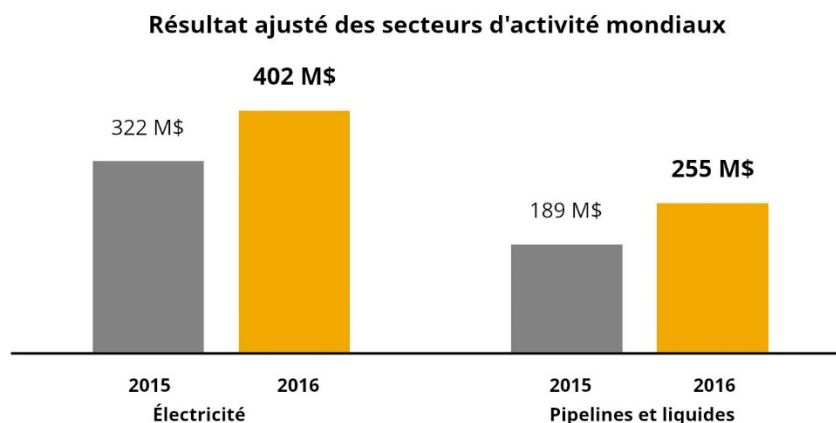
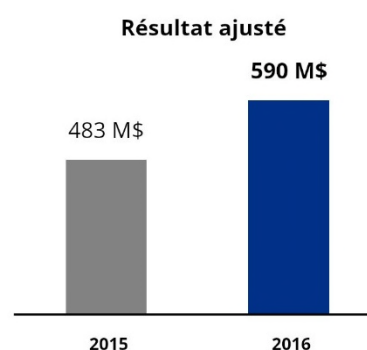


PROFIL DE LA SOCIÉTÉ ET CONTEXTE D'EXPLOITATION

Canadian Utilities Limited est une société diversifiée du groupe ATCO d'envergure mondiale dont les actifs s'élèvent à 19 G\$ et qui compte quelque 5 400 employés. Canadian Utilities Limited exerce des activités dans les secteurs Électricité, Pipelines et liquides, Vente au détail d'énergie et Structures et logistique. Nous surveillons attentivement les occasions et les défis qui se présentent sur le marché pour chacun de nos secteurs d'activité mondiaux, de manière à placer la société dans la meilleure position pour obtenir du succès à long terme tout en continuant de créer de la valeur pour les porteurs d'actions.

Le succès à long terme de Canadian Utilities dépend de sa capacité à étendre ses activités dans de nouveaux marchés et de nouveaux secteurs d'activité. Afin d'y arriver, nous étendons notre approche axée sur les ventes et la clientèle à toutes nos activités. En parallèle, nous continuons de chercher à réaliser des réductions de coûts et des gains d'efficacité dans chaque aspect de notre entreprise pour faire en sorte d'offrir les solutions les plus concurrentielles à nos clients.

En 2016, la société a fait face à plusieurs enjeux d'ordre macroéconomique : l'incertitude géopolitique et la faiblesse de la croissance économique mondiale et des prix des marchandises se sont répercutées sur le contexte commercial dans tous les marchés mondiaux sur lesquels la société est présente, et particulièrement en Alberta où se trouve la majeure partie de ses actifs. Néanmoins, grâce aux investissements soutenus dans les actifs réglementés et les actifs visés par des contrats à long terme, à la priorité renouvelée mise sur les ventes et la clientèle dans toutes les activités de la société ainsi qu'à la recherche d'économies dans tous les aspects de l'entreprise, Canadian Utilities a dégagé un résultat élevé de 590 M\$ en 2016.



Si certains enjeux géopolitiques et macroéconomiques persistent en 2017, l'incertitude s'est atténuée à d'autres égards. Les décisions d'ordre réglementaire rendues en 2016 nous ont beaucoup éclairés quant au contexte commercial de nos entreprises de services publics; ce sujet est analysé plus en détail à la rubrique « Faits récents d'ordre réglementaire » du présent rapport. Les annonces du gouvernement de l'Alberta concernant la réforme du marché de l'électricité et les précisions additionnelles sur le Plan de leadership sur les changements climatiques abordent une partie des questions qui touchent le marché de l'électricité; ce sujet est analysé plus en détail aux rubriques « Électricité » et « Développement durable, changements climatiques et environnement » du présent rapport.

ÉLECTRICITÉ

Le secteur mondial Électricité exerce ses activités par l'entremise de deux entreprises réglementées, ATCO Electric Distribution et ATCO Electric Transmission, et de trois entreprises non réglementées, ATCO Power, ATCO Power Australia et Alberta PowerLine (« APL »). Collectivement, ces entreprises fournissent des services de distribution, de transport et de production d'électricité ainsi que des services d'infrastructures connexes.

STRATÉGIE COMMERCIALE

La stratégie du secteur Électricité consiste à développer ses entreprises en réalisant des investissements continus et en mettant à profit son expertise en matière de distribution et de transport réglementés d'électricité, en exploitant l'occasion d'assurer une production d'électricité renouvelable et fiable aux Albertains, ainsi qu'en étendant la présence géographique de ses entreprises afin de répondre aux besoins en évolution de sa clientèle mondiale grâce à l'élaboration de solutions d'infrastructure novatrices.



OCCASIONS DU MARCHÉ

Le plan du gouvernement de l'Alberta pour éliminer les émissions provenant de la production d'électricité alimentée au charbon d'ici 2030 a créé un besoin de production d'électricité renouvelable et de capacité ferme, par exemple des centrales alimentées au gaz et hydroélectriques, ainsi que de stockage d'énergie pour garantir l'approvisionnement en électricité renouvelable. Cette évolution du marché de l'électricité pourrait donner lieu à de nouvelles occasions d'investissement dans la distribution et le transport d'électricité, en plus des investissements constants découlant de l'accroissement de la clientèle et du remplacement de composantes du réseau.

DÉFIS DU MARCHÉ

À court terme, les défis du marché de l'électricité attribuables au marché exclusivement axé sur la production d'énergie de l'Alberta exerceront une pression à la baisse sur les prix du marché jusqu'à ce qu'une offre excédentaire soit disponible et que plus d'éclaircissements sur la conception du marché soient obtenus.

PIPELINES ET LIQUIDES

Le secteur mondial Pipelines et liquides exerce ses activités par l'entremise de trois entreprises réglementées, ATCO Gas, ATCO Pipelines et ATCO Gas Australia, et d'une entreprise non réglementée, ATCO Energy Solutions. 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 industrielles aux clients actuels et à de nouveaux clients.

STRATÉGIE COMMERCIALE

La stratégie du secteur Pipelines et liquides consiste à développer ses entreprises en réalisant des investissements continus et en mettant à profit son expertise en matière de distribution et de transport réglementés de gaz naturel, ainsi qu'en profitant de sa position avantageuse dans le cœur industriel de l'Alberta pour devenir un fournisseur privilégié de services de stockage d'hydrocarbures liquides et de solutions d'infrastructures hydrauliques industrielles en Alberta. Le secteur Pipelines et liquides continuera d'étendre sa présence géographique afin de répondre aux besoins en évolution de sa clientèle mondiale.



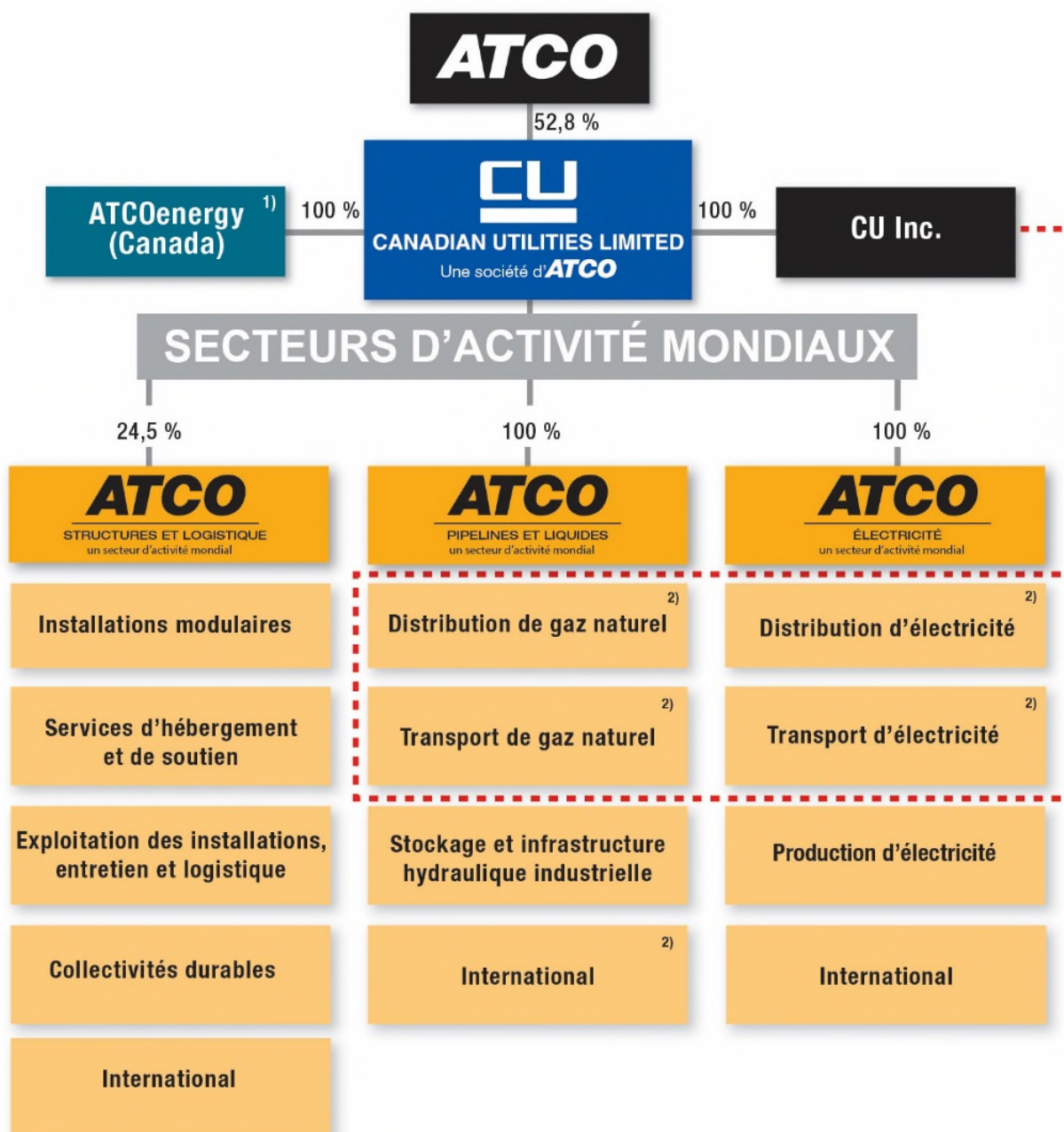
OCCASIONS DU MARCHÉ

Le développement des pipelines en Alberta devrait accroître les besoins en matière de stockage d'énergie aux fins de la gestion de l'offre et de la demande, et la tendance de l'industrie vers la durabilité devrait faire augmenter la demande de solutions d'infrastructures hydrauliques. Les entreprises réglementées s'attendent à une croissance soutenue compte tenu des prévisions d'accroissement de la clientèle et de remplacement de composantes du réseau.

DÉFIS DU MARCHÉ

D'éventuels changements touchant la conjoncture macroéconomique pourraient ralentir le rythme de croissance de ces entreprises.

STRUCTURE ORGANISATIONNELLE SIMPLIFIÉE



1) 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.

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

Les états financiers consolidés 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 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.

VALEURS FONDAMENTALES ET VISION DE CANADIAN UTILITIES

LE CŒUR ET L'ESPRIT D'ATCO : L'EXCELLENCE

« Aller bien au-delà de l'appel du devoir et faire plus que ce qu'on attend de nous : c'est ça, l'excellence. On l'atteint en ne ménageant aucun effort, en se souciant du moindre détail et en se dépassant. L'excellence exige minutie et efforts supplémentaires. »

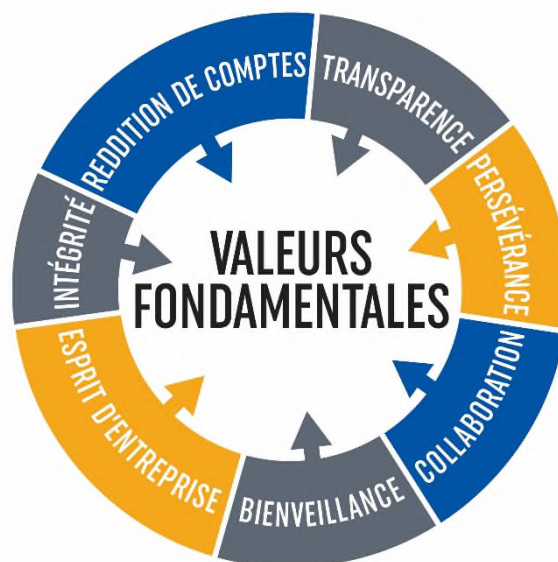
R.D. Southern, fondateur d'ATCO

VALEURS FONDAMENTALES

Le cœur et l'esprit d'ATCO sont à la source de son approche en matière de fiabilité des services et de qualité des produits, de sécurité du personnel, des sous-traitants et du public, et de respect de l'environnement.

Notre quête d'excellence régit notre façon d'agir et de prendre des décisions. Canadian Utilities véhicule les valeurs suivantes :

- **Intégrité** : Nous sommes honnêtes et éthiques, et nous traitons les autres de façon équitable, digne et respectueuse.
- **Transparence** : Nos intentions sont claires et nous communiquons ouvertement.
- **Esprit d'entreprise** : Nous sommes créatifs et novateurs et nous abordons les occasions de manière réfléchie, en tenant compte de l'horizon à long terme.
- **Reddition de comptes** : Nous prenons les bonnes décisions, nous nous chargeons personnellement de nos tâches, nous sommes responsables de nos actes et nous respectons nos engagements.
- **Collaboration** : Nous travaillons ensemble, échangeons des idées et reconnaissons l'apport d'autrui.
- **Persévérance** : Face à l'adversité, nous persévérons avec détermination, une attitude positive et la ferme intention de réussir.
- **Bienveillance** : Nous nous soucions de nos clients, de nos employés, de leur famille, de nos collectivités et de l'environnement.



VISION FONDAMENTALE

Notre vision fondamentale consiste à améliorer la vie de nos clients en offrant des solutions durables, innovantes et globales. Nous croyons en l'importance de bien gérer le risque et de maintenir une approche rigoureuse de la croissance. Nous stimulons l'imagination de nos employés afin d'alimenter une croissance à long terme et, ultimement, de créer de la valeur pour nos clients et nos actionnaires.

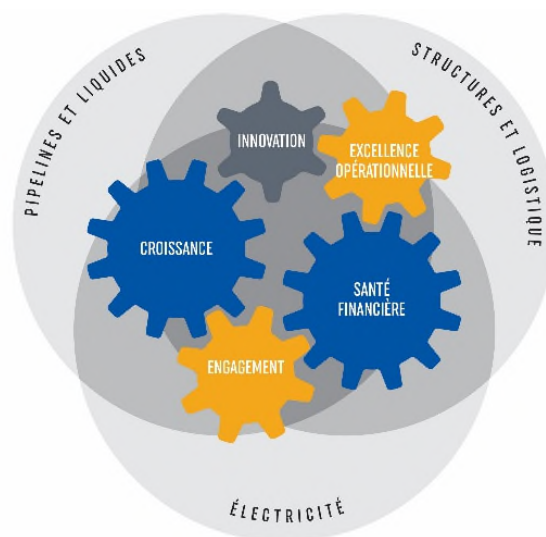
Notre excellente performance financière et opérationnelle reflète notre approche à l'égard des ventes et des clients, la force et la détermination de notre personnel, l'importance que nous accordons à l'excellence opérationnelle et au contrôle des coûts inhérent, et l'attention toute particulière accordée à l'incidence sociale et environnementale de nos actions, tant aujourd'hui que pour les années à venir.



STRATÉGIES DE CANADIAN UTILITIES

La croissance et la santé financière sont les stratégies fondamentales employées pour bâtir notre entreprise. Le succès à long terme de la société dépend de sa capacité à étendre ses activités dans de nouveaux marchés et de nouveaux secteurs d'activité, tout en offrant à ses clients des produits et des services complets qui répondent à leurs besoins.

Ces impératifs stratégiques sont soutenus par l'engagement de la société à l'égard de l'innovation et de l'excellence opérationnelle. Nous sommes également déterminés à nous impliquer auprès de nos employés tout au long de leur carrière et à contribuer à la création de collectivités saines et dynamiques là où nous exerçons nos activités et où notre personnel vit et travaille.



« Simplifier la vie de nos clients en offrant des solutions d'infrastructures verticalement intégrées partout dans le monde. »

CROISSANCE

La croissance durable à long terme est primordiale. La société aborde cette stratégie par l'expansion géographique pour répondre aux besoins généraux des clients, la conception de projets non polluants d'envergure et créateurs de valeur, et la promotion de l'amélioration et de l'innovation continues par l'entremise des activités de recherche et développement.

L'exploration constante des occasions d'acquisition d'actifs procure à la société un potentiel de croissance supplémentaire. La société procède à l'acquisition et à la mise en valeur d'actifs complémentaires qui offrent un potentiel de croissance future et créent de la valeur à long terme pour les actionnaires.

SANTÉ FINANCIÈRE

La santé financière est au cœur du succès actuel et futur de la société. Elle donne à la société la capacité de financer ses dépenses en immobilisations courantes et futures au moyen des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation prévisibles, des fonds en caisse, des facilités de crédit engagées et de l'accès aux marchés financiers. Elle permet à la société de soutenir ses activités et de croître au fil des cycles économiques, apportant ainsi des avantages financiers à long terme.

La société passe continuellement en revue ses avoirs pour évaluer les occasions de vendre des actifs parvenus à maturité et de réaffecter le produit de ces ventes à ses secteurs en croissance. La viabilité de ces occasions dépend des perspectives de chaque entreprise ainsi que de la conjoncture générale du marché. Cette priorité continue soutient la répartition optimale du capital au sein de la société.

INNOVATION

La société vise à créer un milieu de travail où les employés sont encouragés à répondre aux besoins des clients de manière créative et novatrice. En visant l'amélioration continue au moyen de la recherche et du développement, la société est en mesure d'offrir à ses clients des solutions uniques et imaginatives qui la distinguent de ses concurrents.

EXCELLENCE OPÉRATIONNELLE

Pour la société, l'excellence opérationnelle consiste à assurer un niveau élevé de service, de fiabilité et de qualité des produits pour ses clients et les collectivités qu'elle dessert. Elle ne fait aucun compromis lorsqu'il s'agit de maintenir un milieu de travail sécuritaire pour le personnel et les sous-traitants, de promouvoir la sécurité du public et de faire tout en son pouvoir pour réduire son impact sur l'environnement. La société a des plans à long terme pour s'assurer de disposer en temps voulu des biens et services qui sont essentiels à la capacité d'une entreprise d'atteindre ses objectifs d'affaires fondamentaux.

ENGAGEMENT DANS LES COLLECTIVITÉS

Canadian Utilities approche toujours les collectivités d'une manière respectueuse et collaborative et établit des partenariats significatifs et des relations positives avec les leaders et les groupes communautaires de manière à faire progresser le développement économique et social. L'investissement dans les collectivités comporte l'établissement de partenariats avec les groupes autochtones et communautaires susceptibles d'être touchés par les projets et les activités de la société à l'échelle mondiale, ainsi que l'établissement de relations positives continues avec les Premières Nations qui contribuent au développement économique et social de leurs communautés. La société tisse aussi des liens avec les autorités dirigeantes, les organismes de réglementation et les propriétaires fonciers. Nous favorisons, dans l'ensemble de l'organisation et à tous les niveaux, les partenariats au profit des organismes sans but lucratif sous forme de bénévolat, de l'apport de produits et de services en nature ainsi que de conseils généraux lorsqu'il y a lieu.

COMMENTAIRE CONCERNANT LES STRATÉGIES ET LES ENGAGEMENTS

Les réalisations financières et opérationnelles de Canadian Utilities pour 2016 à l'égard des stratégies décrites ci-dessus sont présentées dans le rapport de gestion, les états financiers annuels de 2016 et la notice annuelle de la société. D'autres commentaires concernant les stratégies et les engagements en matière de croissance, de santé financière, d'innovation, d'excellence opérationnelle et d'engagement dans les collectivités seront formulés dans le rapport annuel, la circulaire de sollicitation de procurations de la direction et le rapport sur la durabilité de 2016, lesquels seront publiés ultérieurement. La circulaire de sollicitation de procurations de la direction pour 2016 contient aussi une analyse des pratiques de la société en matière de gouvernance.

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.

RÉALISATIONS STRATÉGIQUES DE 2016

En 2016, Canadian Utilities a connu un certain nombre de réussites remarquables dans les secteurs mondiaux Électricité et Pipelines et liquides qui sont venues appuyer chacun de ses principaux impératifs stratégiques.

CROISSANCE

SECTEUR ÉLECTRICITÉ

Investissement en capital dans les entreprises de services publics réglementées

En 2016, le secteur Électricité a investi 470 M\$ dans des actifs qui rapportent un rendement selon un modèle d'affaires réglementé. Ce montant a été investi principalement dans le branchement de nouveaux clients et le remplacement de composantes du réseau.

Projet de transport de 500 kilovolts (kV) dans l'ouest de Fort McMurray (projet de 500 kV à Fort McMurray)

En décembre 2014, APL, partenariat formé par Canadian Utilities Limited et Quanta Capital Solutions Inc., 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. En décembre 2015, APL a soumis la demande relative aux installations pour le projet à l'AUC. L'audience publique a pris fin en novembre 2016 et une décision approuvant le tracé a été rendue au premier trimestre de 2017. Les phases de conception et de planification sont en cours, et la construction devrait débuter en 2017. Le projet devrait entrer en service en 2019.

Production décentralisée

La production décentralisée s'inscrit dans la stratégie de la société qui consiste à répondre aux besoins des clients de manière créative et novatrice 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 conclu un contrat de 10 ans pour la construction et l'exploitation d'une installation de deux unités de 3 MW alimentée au gaz naturel au sud-est de Grande Prairie, en Alberta, moyennant un investissement en capital de 8 M\$. Au quatrième trimestre de 2016, la société et son partenaire mexicain, Grupo Ranman, ont terminé la première phase d'une centrale de production décentralisée située dans le parc industriel World Trade Centre à San Luis Potosí, au Mexique. Deux unités alimentées au gaz naturel de 2 MW ont été installées pour desservir les premiers clients. ATCO Power prévoit agrandir cette installation pour en porter la production jusqu'à 20 MW d'ici à décembre 2017.



Centrale de cogénération de Strathcona

En septembre 2016, Inter Pipeline Ltd. a acquis les actions des entreprises canadiennes The Williams Companies Inc. et Williams Partners L.P., dont Williams Canada Propylene ULC (maintenant Inter Pipeline Propylene ULC depuis un changement d'appellation). Inter Pipeline Propylene ULC a retenu les services d'ATCO Power pour la construction et l'exploitation d'une centrale de cogénération au gaz naturel visant à répondre aux besoins en vapeur haute pression et en électricité des installations de déhydrogénation de propane qu'Inter Pipeline Propylene ULC se propose de construire dans le cœur industriel de l'Alberta. La centrale de cogénération de 90 MW proposée par Canadian Utilities est conditionnelle à la décision d'investissement définitive d'Inter Pipeline Ltd. L'AUC a approuvé le projet de centrale de cogénération de Canadian Utilities en septembre 2016.

SECTEUR PIPELINES ET LIQUIDES

Investissement en capital dans les entreprises de services publics réglementées

En 2016, le secteur Pipelines et liquides a investi 678 M\$ dans des actifs qui rapportent un rendement selon un modèle d'affaires réglementé. Ce montant a été investi principalement dans le programme de remplacement de pipelines urbains, les programmes de remplacement des conduites principales, le branchement de nouveaux clients et le remplacement de composantes du réseau.

Programme de remplacement de pipelines urbains

Les travaux de construction se sont poursuivis en 2016 dans le cadre du programme de RPU d'ATCO Pipelines qui a été approuvé par l'AUC. La construction durera jusqu'en 2020 et le coût total du programme de RPU, compte tenu des coûts liés à l'intégration du nouveau réseau à haute pression au réseau de distribution à basse pression d'ATCO Gas, est estimé à 850 M\$. En 2016, ATCO Gas et ATCO Pipelines ont investi 185 M\$ dans le programme de RPU. Le programme vise le remplacement et la relocalisation de pipelines de gaz naturel à haute pression vieillissants dans les zones densément peuplées de Calgary et d'Edmonton pour des raisons de sécurité, de fiabilité et de croissance future.

Programmes de remplacement des conduites principales

ATCO Gas a déterminé que des conduites de plastique totalisant 8 000 km et des conduites d'acier totalisant 9 000 km devront être remplacées. Le programme de remplacement des conduites principales en plastique s'échelonne sur 20 ans et vise le remplacement des conduites en polychlorure de vinyle (« PVC ») et en polyéthylène (« PE ») de première génération. Les conduites d'acier qui sont remplacées dans le cadre du programme de remplacement des conduites principales d'acier sont généralement âgées de plus de 60 ans. En 2016, ATCO Gas a remplacé des conduites de plastique d'une longueur de 242 km et des conduites d'acier d'une longueur de 41 km.

Stockage d'hydrocarbures

ATCO Energy Solutions, en collaboration avec notre partenaire, procède à l'aménagement de quatre cavernes de sel qui permettront de stocker quelque 400 000 mètres cubes d'hydrocarbures dans le centre énergétique de Canadian Utilities près de Fort Saskatchewan, dans le cœur de l'Alberta. Des contrats à long terme ont été conclus pour les quatre cavernes de sel. L'investissement total du partenariat, dans lequel ATCO Energy Solutions, qui exploite les installations, détient une participation de 60 pour cent, s'élève à quelque 200 M\$.

La construction des deux premières cavernes est terminée et leur exploitation est commencée; elles ont dégagé leur premier bénéfice au quatrième trimestre de 2016. La construction des deux autres cavernes devrait être achevée avant la fin de 2017. À mesure qu'ATCO Energy Solutions élargira sa clientèle et développera les infrastructures de soutien, la société pourra aménager jusqu'à 40 cavernes selon les droits miniers dont elle dispose actuellement dans le cœur industriel de l'Alberta.

Infrastructures hydrauliques industrielles

Au quatrième trimestre de 2015, ATCO Energy Solutions a conclu un accord commercial à long terme avec Air Products Canada Ltd. (Air Products) visant la prestation de services de prétraitement de l'eau, lequel s'ajoute au contrat de services d'aqueduc existant pour l'usine de production d'hydrogène d'Air Products à proximité de Fort Saskatchewan. La construction de ce projet a pris fin et les activités commerciales ont commencé au quatrième trimestre de 2016.

VENTE AU DÉTAIL D'ÉNERGIE

Dans le cadre de la stratégie de croissance continue de la société, ATCOenergy a été créée en janvier 2016 pour vendre de l'électricité et du gaz naturel aux clients résidentiels et aux petits clients commerciaux. ATCOenergy représente une étape logique dans la croissance verticalement intégrée de la société.

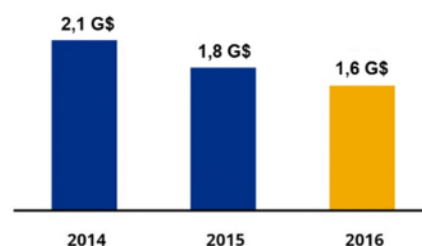
ATCOenergy comprend trois secteurs d'activité : ATCOhome, ATCObusiness et ATCO Blue Flame Kitchen. ATCOhome vise à devenir un détaillant d'électricité et de gaz naturel de premier plan en exploitant la force de la marque ATCO de concert avec une proposition de valeur alléchante comprenant des incitatifs à la signature, des primes de fidélité, des tarifs concurrentiels et des plans flexibles pour les clients. ATCObusiness vend de l'électricité et du gaz naturel à d'importants clients du commerce de détail. ATCO Blue Flame Kitchen, présente en Alberta depuis plus de 80 ans, a été intégrée à ATCOenergy en 2016.

SANTÉ FINANCIÈRE

Gestion des coûts

Canadian Utilities adopte une approche ciblée et rigoureuse en vue de réaliser des réductions de coûts et des gains d'efficacité dans chaque aspect de l'entreprise, pour s'assurer d'offrir les solutions les plus concurrentielles à ses clients. En 2016, Canadian Utilities a réussi à abaisser ses charges d'exploitation de 14 pour cent par rapport à l'exercice précédent. Les charges d'exploitation moins élevées sont l'une des principales raisons qui expliquent la progression du résultat en 2016.

Incidence positive de la réduction des charges d'exploitation sur le résultat de 2016



Redéploiement du capital

La société évalue continuellement les occasions de se départir d'actifs non essentiels. 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 21 M\$ tiré de la vente a servi à poursuivre la croissance des dépenses en immobilisations liées aux infrastructures hydrauliques industrielles et au stockage d'hydrocarbures dans le cœur industriel de l'Alberta.

Émission de titres de créance

En novembre 2016, CU Inc., filiale de la société, a émis des débentures à 3,763 pour cent échéant le 19 novembre 2046 et totalisant 375 M\$. Le produit tiré de cette émission a servi au financement d'importants investissements en capital, au remboursement du solde de la dette et à d'autres fins générales des entreprises de services publics de l'Alberta.

Notations

La société a maintenu des notations élevées de première qualité, ce qui lui permet d'accéder aux marchés financiers à des taux concurrentiels. En 2016, l'agence de notation Standard and Poor's (« S&P ») a confirmé sa notation de la société, soit A avec perspectives négatives. En août 2016, DBRS Limited (« DBRS ») a confirmé sa notation de la société, soit A avec tendance stable.

INNOVATION

Conversion du charbon au gaz

En novembre 2016, Canadian Utilities a annoncé qu'elle collaborera avec le gouvernement de l'Alberta pour effectuer la conversion au gaz naturel des centrales électriques alimentées au charbon. Cette initiative s'inscrit dans la transition plus globale de la province vers des sources d'électricité plus propres visant également un approvisionnement en énergie abordable, fiable et durable pour tous les Albertains.

Énergie solaire

En octobre 2016, Canadian Utilities a annoncé la mise en service du plus grand projet solaire autonome de l'Ouest canadien, situé sur le site de télécommunications Saddle Hills de Grande Prairie. Ce système novateur qui peut produire 75 kilowatts et stocker 250 kilowatts-heure d'énergie fournira 100 pour cent de l'électricité que nécessite ce site isolé, faisant partie intégrante du réseau de télécommunications de la société.

Ce projet d'énergie solaire est le plus récent de la série grandissante de solutions propres et novatrices qu'offre la société. Le lancement d'ATCOenergy en janvier 2016 a diversifié les choix offerts aux Albertains en ajoutant des options d'énergie verte pour ses clients. En effet, les clients d'ATCOenergy peuvent choisir qu'une part de 25 pour cent ou que la totalité de leur électricité provienne de sources renouvelables. Canadian Utilities continue en outre d'évaluer un éventail de technologies renouvelables et à faibles émissions de carbone destinées aux clients résidentiels et commerciaux.



En Australie, Canadian Utilities a lancé un nouveau projet de recherche et développement qui conjugue la fiabilité de son réseau gazier avec des technologies d'énergie renouvelable, notamment le stockage dans des batteries et les panneaux solaires de toit. Dans le cadre de la première étape du projet GasSola, neuf maisons ont été dotées de panneaux solaires sur le toit dans la ville de Busselton, dans le sud-ouest de l'Australie-Occidentale, et équipées d'une génératrice alimentée au gaz naturel, de batteries et d'un système de communication.

Le projet vise à démontrer comment le gaz naturel et une technologie hybride évolutive dans les secteurs résidentiel et commercial du marché peuvent contribuer à une production d'électricité stable à l'appui des énergies renouvelables et, ultimement, accroître la sécurité énergétique et éventuellement diminuer la nécessité d'effectuer des mises à niveau coûteuses du réseau électrique dans des zones enclavées du réseau.

Efficacité énergétique

En 2016, Canadian Utilities a collaboré avec PCL Construction et Ivanhoe Cambridge pour utiliser le gaz naturel aux fins du chauffage et de la production d'électricité pendant la construction du nouveau centre de magasins de manufacturiers de 500 000 pieds carrés à proximité de l'aéroport international d'Edmonton. Canadian Utilities a installé des conduites de gaz naturel avant l'érection du bâtiment pour alimenter les appareils de chauffage autonomes et une génératrice électrique au gaz naturel qui ont servi pendant la construction.

L'utilisation du gaz naturel, plutôt que du propane ou du diesel, aux fins du chauffage et de la production d'électricité lors de travaux de construction résidentielle et commerciale offre plusieurs avantages aux clients de la société, notamment une baisse importante des coûts du carburant, une diminution des coûts de main-d'œuvre et une réduction des émissions de gaz à effet de serre. Canadian Utilities continue de s'associer avec d'autres constructeurs et promoteurs pour piloter des projets semblables sur des emplacements de logements collectifs et d'établissements commerciaux.

Micro production combinée de chaleur et d'électricité

Nous aidons nos clients à réduire leurs émissions et leurs charges d'exploitation grâce à la technologie de micro production combinée de chaleur et d'électricité (*Combined Heat & Power* ou « CHP ») qui utilise le gaz naturel sur place pour produire efficacement de la chaleur et de l'électricité. En 2016, nous avons investi plus de 225 000 \$ dans un projet pilote visant plusieurs maisons en Alberta et une station de réglage du gaz naturel pour déterminer la viabilité de cette nouvelle offre de service potentielle. Nous vérifions aussi l'efficacité de l'intégration de panneaux solaires et de batteries pour les régions isolées qui n'ont pas accès au réseau.

Avec une unité de micro CHP, les clients peuvent combler leurs besoins de chauffage et d'électricité de manière économique tout en réduisant de 50 pour cent à 55 pour cent leurs émissions de gaz à effet de serre.

Traitement de l'eau

Canadian Utilities met en place des infrastructures de traitement des eaux industrielles afin de fournir de l'eau traitée aux clients du cœur industriel de l'Alberta, près d'Edmonton, par l'entremise d'un aqueduc pour utilisateurs multiples. En ayant de l'eau traitée acheminée directement à leurs installations, les clients profitent d'une eau industrielle de nettement meilleure qualité et peuvent libérer les terrains qui étaient auparavant consacrés au traitement de l'eau.

En permettant aux clients d'accéder à un réseau unique intégré, l'aqueduc pour utilisateurs multiples de Canadian Utilities offre plusieurs avantages sur le plan environnemental, notamment la réduction du nombre de prises d'eau requises dans la rivière et la capacité de collecter et de réutiliser l'eau traitée rejetée par les installations des clients.



EXCELLENCE OPÉRATIONNELLE

Disponibilité des centrales électriques

ATCO Power a été fidèle à son excellente performance en continuant d'offrir des solutions de pointe, fiables, responsables et économiques à ses clients et partenaires mondiaux en 2016. La disponibilité des centrales électriques a dépassé 90 pour cent, le nombre d'interruptions de service non prévues ayant été minime.

Révision générale pour entretien

La centrale de cogénération d'Osborne située à Adelaide, en Australie, a subi la plus importante révision générale de ses turbines et génératrices au gaz et à vapeur depuis son entrée en service en 1998. L'installation dont les composantes se trouvent en majeure partie à l'extérieur a été exposée à des conditions météorologiques parmi les plus pluvieuses et venteuses jamais enregistrées. Compte tenu en outre d'une panne généralisée dans le sud de l'Australie pendant laquelle le réseau électrique de l'État a été désactivé en entier, l'expertise opérationnelle de notre équipe a été essentielle. L'équipe a persévéré et, après 50 000 heures-personnes, elle a mené à bien la révision qui a duré sept semaines et permis à la centrale d'Osborne de se synchroniser à nouveau avec le réseau électrique national et de recommencer à fournir l'énergie de base essentielle aux clients du sud de l'Australie.

Au service des clients

En mai 2016, une vague de froid soudaine a fait tomber 20 pouces de neige sur la région de Peace Country dans le nord-ouest de l'Alberta. Les lignes électriques ayant été endommagées par le poids de la neige et les arbres cassés sur plusieurs kilomètres, 11 000 clients dans 17 de nos zones de service du nord de l'Alberta ont été privés d'électricité. Des centres de commande en cas d'incident de Canadian Utilities ont été ouverts à Grande Prairie, à Peace River et à Slave Lake, et les équipes locales ont travaillé jour et nuit pendant trois jours pour dégager les arbres tombés et réparer les lignes afin de rétablir le courant pour nos clients.

En mai également, les équipes de Canadian Utilities se sont dévouées corps et âme lors des incendies de forêt près de Fort McMurray pour protéger les biens de la collectivité et maintenir en fonction les services électriques importants afin que les pompiers puissent garder les flammes à distance. Pendant des semaines, nos employés ont travaillé dans des conditions dangereuses, notamment dans une fumée dense et une chaleur intense, pour réparer et maintenir en fonction les infrastructures électriques essentielles endommagées. Moins d'un mois après la plus grande évacuation et l'incendie de forêt le plus dévastateur de l'histoire canadienne, Canadian Utilities avait rétabli le service à Fort McMurray sans déplorer le moindre accident avec perte de temps de travail.

En janvier 2017, l'Edison Electric Institute (« EEI »), association commerciale regroupant toutes les entreprises d'électricité nord-américaines, a décerné à Canadian Utilities et à ses employés un prix (*Emergency Recovery Award*) en reconnaissance des efforts surhumains déployés et de l'esprit d'équipe manifesté pendant les feux de forêt survenus en 2016 à Fort McMurray. Ce prix de l'EEI récompense les sociétés qui ont su surmonter avec brio des difficultés survenues dans des circonstances extraordinaires et qui ont su prendre des mesures exceptionnelles pour rétablir les services publics.

Santé et sécurité

La sécurité est primordiale dans toutes nos activités. Nous cherchons continuellement à améliorer nos programmes de sécurité dans le but d'offrir la sensibilisation, la formation, les procédures, le matériel et le suivi nécessaires pour promouvoir notre culture de l'absence d'accidents. Depuis que nous avons commencé à produire notre rapport sur la durabilité en 2008, le temps de travail perdu et les taux d'accidents de travail devant être déclarés ont diminué sensiblement, en grande partie grâce à l'accent qui a été mis sur l'amélioration continue, l'engagement visible et la participation active de la direction et des employés, ainsi qu'à la plus grande mise en commun des leçons apprises. En ce qui concerne le taux d'accidents avec perte de temps de travail, Canadian Utilities se compare avantageusement avec Santé et sécurité au travail Alberta.

En mai 2016, le secteur Structures et logistique a obtenu la reconnaissance de Bechtel pour sa performance en matière de sécurité dans le cadre du projet de GNL Wheatstone exploité par Chevron en Australie-Occidentale. L'équipe du secteur Structures et logistique n'a pas perdu de vue l'objectif et a fait en sorte que le projet se déroule en toute sécurité et dans les délais prévus, et ce, grâce aux quelque 200 employés sur place en tout temps. Les critères d'évaluation de la performance sont notamment le respect de l'environnement, la santé et la sécurité, les relations de travail, l'échéancier, le coût et la qualité.

En novembre 2016, les services de camp du secteur Structures et logistique ont célébré une étape marquante en matière de sécurité : cinq millions d'heures-personnes travaillées sans accident avec perte de temps de travail.

En septembre 2016, cela a fait 14 années consécutives que les employés d'ATCO Pipelines n'ont enregistré aucun accident avec perte de temps de travail. Cet accomplissement remarquable témoigne des priorités et des efforts continus d'ATCO à cet égard.

Une description plus détaillée du rendement de la société en matière de santé et de sécurité sera présentée dans notre rapport sur la durabilité, dont la publication est prévue pour mai 2017.

ENGAGEMENT DANS LES COLLECTIVITÉS

Établissement et maintien de relations positives avec les Premières Nations

Canadian Utilities a établi plus de 40 coentreprises, protocoles d'entente et autres relations avec des communautés autochtones. Certains partenariats avec des Premières Nations marquent plus de 25 ans de collaboration.

En 2016, dans le cadre du programme des collectivités durables, la construction d'un centre multidisciplinaire doté d'une patinoire de hockey format LNH pour la nation Piikani de l'Alberta a été achevée, et la collectivité dispose maintenant d'un nouveau lieu pour se rassembler, se divertir et se développer.

En 2016, Canadian Utilities a encore une fois été le promoteur en titre de Ski Fit North Alberta (SFNA) qui utilise le ski de fond pour faire la promotion du plaisir et de la forme physique auprès des jeunes Autochtones. En partenariat avec Cross Country Canada et Cross Country Alberta, SFNA offre une occasion unique aux jeunes Autochtones de l'Alberta de découvrir les bienfaits de l'activité extérieure, d'en apprendre davantage sur l'importance d'une bonne alimentation et d'interagir avec d'anciens athlètes olympiques.

ATCO EPIC – Participation d'employés dans des collectivités

Ce programme reconnu à l'international donne aux employés la possibilité de contribuer aux organismes caritatifs de leur choix dans les collectivités où ils vivent et travaillent. L'administration de la campagne menée par des employés est financée par Canadian Utilities, ce qui permet de veiller à ce que la totalité des dons des employés soit versée aux organismes caritatifs choisis par eux.

Canadian Utilities honore la générosité de ses employés en versant, pour chaque don fait par un employé à un organisme axé sur la santé et le bien-être, un don d'un montant équivalent à l'organisme visé. En 2016, le programme ATCO EPIC a versé 3,6 M\$ à plus de 800 organismes de charité, et les employés de Canadian Utilities ont fait plus de 12 000 heures de bénévolat afin de faire de nos collectivités de meilleurs milieux de travail et de vie. Depuis 10 ans, le programme ATCO EPIC a permis d'amasser plus de 31 M\$.



Programme de soutien des étudiants autochtones (*Indigenous Education Awards*)

En 2016, le programme de soutien des étudiants autochtones *Indigenous Education Awards* de Canadian Utilities a appuyé 30 étudiants issus de 11 Premières Nations et communautés métisses en offrant des allocations, des bourses et des bourses d'études à des étudiants qui avaient fait preuve de leadership et qui s'efforçaient d'être des modèles au sein de leurs écoles et de leurs collectivités. Depuis le lancement du programme en 2011, 161 étudiants ont bénéficié du soutien financier de Canadian Utilities dans le cadre de leurs études. Canadian Utilities a aussi attribué 29 autres bourses d'études à des étudiants autochtones inscrits à NAIT, à Keyano College, à l'Université d'Alberta, à Aurora College ainsi que dans des collèges communautaires et des écoles de métiers partout au Canada.

PRIORITÉS STRATÉGIQUES POUR 2017

CROISSANCE

En 2017, Canadian Utilities compte investir 1,8 G\$ dans des occasions de croissance des immobilisations à l'échelle de ses entreprises de services publics réglementées et des activités effectuées dans le cadre de contrats à long terme. Ces investissements en capital devraient contribuer considérablement au résultat et aux flux de trésorerie, en plus de créer de la valeur à long terme pour les actionnaires.

SANTÉ FINANCIÈRE

Le maintien d'une situation financière saine permet à la société de soutenir ses activités et de croître au fil des cycles économiques, ce qui est avantageux sur le plan financier à long terme pour les actionnaires. La santé financière est particulièrement importante dans le contexte actuel de morosité économique mondiale. Nos notations « A » sont au cœur de notre succès actuel et futur. Elles donnent à la société la capacité de financer ses investissements en capital courants et futurs au moyen de l'accès aux marchés financiers à des taux intéressants.

INNOVATION

Canadian Utilities continuera d'explorer de nouvelles technologies et de nouveaux moyens d'approvisionner ses clients en énergie. L'accent que met la société sur la recherche et le développement jettera les bases de sa réussite pour les années à venir grâce à l'amélioration continue des produits et services existants, ainsi qu'à l'exploration et à la mise à l'essai de nouveaux produits et moyens d'expédition pour répondre aux besoins futurs de ses clients. Par exemple, Canadian Utilities travaillera de concert avec le gouvernement de l'Alberta à la conversion au gaz naturel de la production d'électricité alimentée au charbon, à l'exploration du potentiel hydroélectrique de l'Alberta et au développement d'un nouveau marché de capacité électrique en Alberta.

EXCELLENCE OPÉRATIONNELLE

Pour Canadian Utilities, l'excellence opérationnelle consiste à assurer un niveau élevé de service, de fiabilité et de qualité des produits et services pour ses clients et les collectivités qu'elle dessert. La société ne fait aucun compromis lorsqu'il s'agit de maintenir un milieu de travail sécuritaire pour le personnel et les sous-traitants, de promouvoir la sécurité du public et de faire tout en son pouvoir pour réduire son impact sur l'environnement. Nous avons pour objectif d'améliorer continuellement nos programmes de sécurité et d'atteindre des taux d'accidents avec perte de temps de travail qui se comparent avantageusement avec ceux de Santé et sécurité au travail Alberta.

Vers la fin de 2015, la société a entrepris une transformation organisationnelle visant à rationaliser les activités et à dégager des gains d'efficacité opérationnelle. Ces initiatives de transformation ont débouché sur des avantages concrets et elles conféreront un avantage concurrentiel à l'entreprise et permettront d'offrir des solutions économiques à nos clients. Canadian Utilities restera à l'affût des possibilités d'accroître la productivité.

ENGAGEMENT DANS LES COLLECTIVITÉS

Canadian Utilities continuera de mettre à profit et d'entretenir des relations positives avec les Autochtones, grâce à une communication constante et à la mise en commun d'intérêts et de façons de travailler ensemble qui contribuent au développement économique et social de leurs communautés.

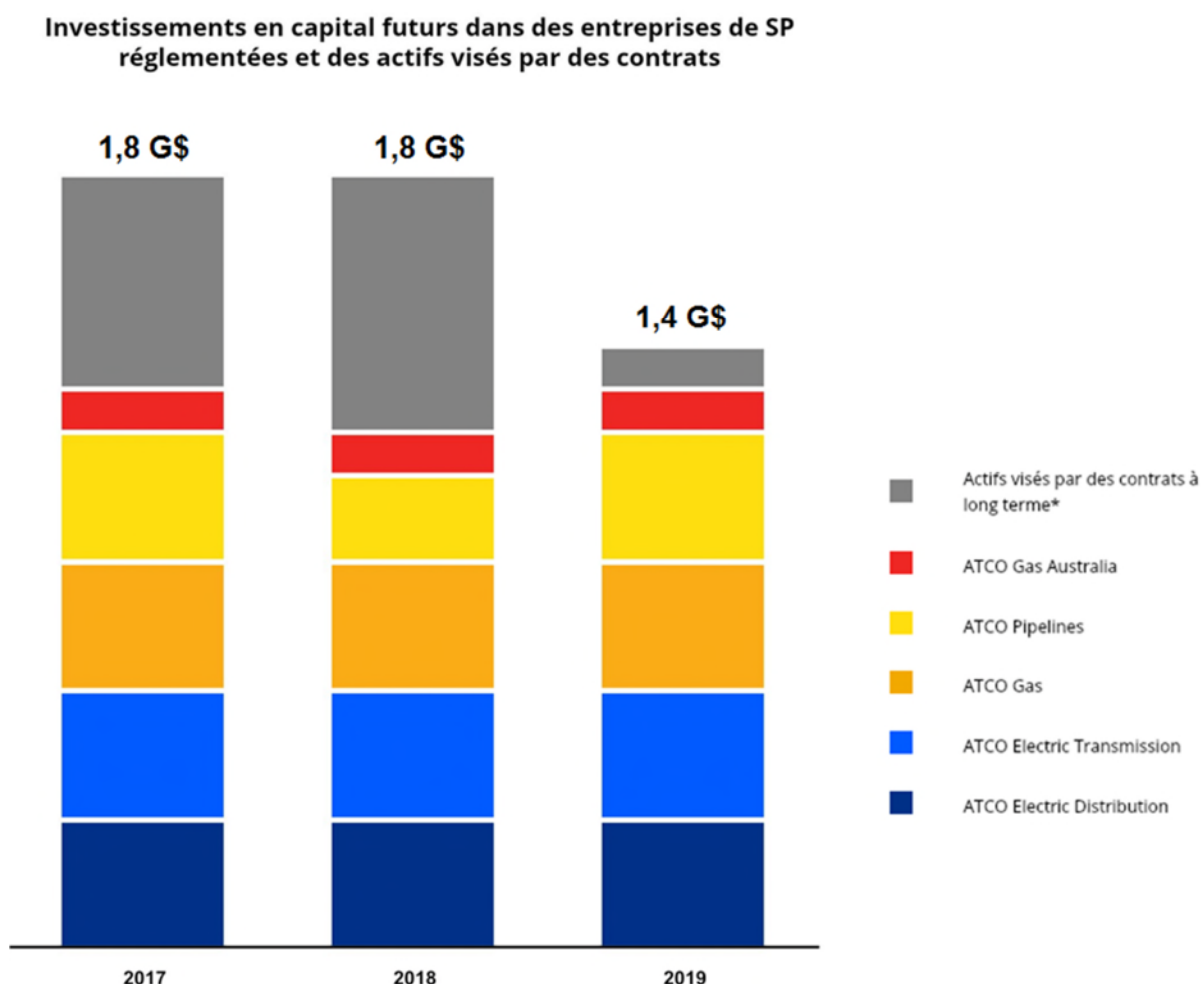
Nous favorisons, à l'échelle de la société, les partenariats au profit d'organismes à but non lucratif sous forme de bénévolat, d'offre de produits et services en nature, ainsi que de conseils généraux au besoin. Canadian Utilities continuera d'administrer le programme ATCO EPIC, dirigé par les employés, qui leur donne la possibilité de contribuer à des organismes de charité dans les collectivités où ils vivent et travaillent.

PLANS DE DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Pour la période de 2017 à 2019, Canadian Utilities prévoit investir un montant supplémentaire de 5 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 3,8 G\$ dans les entreprises de services publics réglementées. ATCO Electric Distribution et ATCO Electric Transmission prévoient investir 1,8 G\$, et ATCO Gas, ATCO Pipelines et ATCO Gas Australia prévoient investir 2 G\$ entre 2017 et 2019.

En plus de l'investissement en capital dans les entreprises de services publics réglementées, la société prévoit réaliser des dépenses supplémentaires de 1,2 G\$ dans des actifs visés par des contrats à long terme entre 2017 et 2019 au titre du projet de 500 kV à Fort McMurray d'APL et au titre de contrats de stockage d'hydrocarbures et de production décentralisée en Alberta. 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 et des accords de concession de services.

REVUE DE LA PERFORMANCE

DONNÉES FINANCIÈRES

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

	Exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les données par action et les actions en circulation)	2016	2015	2014
Principales données financières			
Résultat ajusté ¹⁾	590	483	575
Électricité	402	322	369
Pipelines et liquides	255	189	196
Siège social et autres activités	(69)	(29)	10
Éliminations intersectorielles	2	1	–
Résultat attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B	620	352	711
Produits des activités ordinaires	3 399	3 264	3 600
Total des actifs	18 781	18 069	16 702
Dette à long terme	8 318	7 991	7 315
Capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions de catégorie A et de catégorie B	4 735	4 523	4 305
Dividendes en trésorerie déclarés sur les actions de catégorie A et de catégorie B (en cents par action)	1,30	1,18	1,07
Investissements en capital ¹⁾	1 442	1 819	2 292
Fonds provenant de l'exploitation ¹⁾	1 803	1 532	1 643
Autres données financières			
Nombre moyen pondéré d'actions de catégorie A et de catégorie B en circulation (en milliers) :			
De base	267 173	264 652	262 013
Dilué	267 777	265 349	262 818

1) De plus amples informations concernant ces mesures 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 2016 s'est élevé à 590 M\$, en hausse de 107 M\$ par rapport à celui de 2015. Ce résultat s'explique principalement par les facteurs suivants :

- Électricité – Le résultat ajusté plus élevé en 2016 est principalement attribuable aux investissements en capital continus et à la croissance de la base de tarification des entreprises réglementées du secteur Électricité, ainsi qu'aux initiatives de réduction des coûts touchant l'ensemble des activités.
- Pipelines et liquides – L'augmentation du résultat ajusté en 2016 est principalement attribuable aux investissements en capital continus 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.
- Siège social et autres activités – La diminution du résultat s'explique d'abord et avant tout par les coûts des dividendes liés à l'émission d'actions privilégiées de la société au second semestre de 2015 et par la hausse des frais d'expansion des affaires.

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

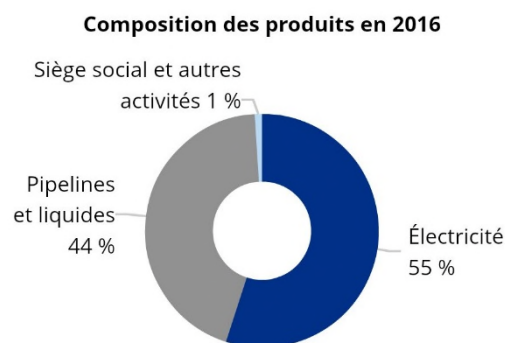
RÉSULTAT ATTRIBUABLE AUX ACTIONS DE CATÉGORIE A ET DE CATÉGORIE B

Le résultat attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B s'est établi à 620 M\$ en 2016, ce qui représente une hausse de 268 M\$ par rapport à celui de 2015 essentiellement attribuable aux investissements en capital continu et à la croissance de la base de tarification des entreprises de services publics réglementées, ainsi qu'aux initiatives de réduction des coûts touchant l'ensemble des activités. Le résultat attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B comprend des ajustements temporels liés aux activités à tarifs réglementés qui ne sont pas pris en compte dans le résultat ajusté.

Se reporter à la rubrique « Rapprochement du résultat ajusté et du résultat attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B » du présent rapport de gestion pour des informations complémentaires sur ces éléments.

PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES

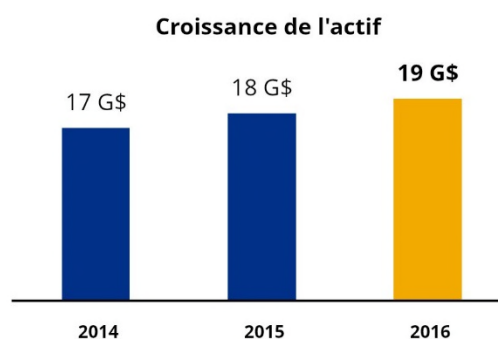
Pour 2016, les produits des activités ordinaires se sont chiffrés à 3 399 M\$, en hausse de 135 M\$ par rapport à ceux de 2015. La hausse des produits des activités ordinaires s'explique d'abord et avant tout par l'augmentation de la base de tarification des entreprises de services publics réglementées et par les produits des activités ordinaires comptabilisés au titre d'APL.



ACTIFS, DETTE ET CAPITAUX PROPRES

Le total des actifs, de la dette à long terme et des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions de catégorie A et de catégorie B de la société reflète la croissance importante enregistrée en 2016 et la façon dont cette croissance a été financée. Le total des actifs est passé de 18 G\$ au début de 2016 à 19 G\$ à la clôture de l'exercice. Cette augmentation s'est concentrée dans les entreprises de services publics de l'Alberta, en raison de dépenses en immobilisations majeures.

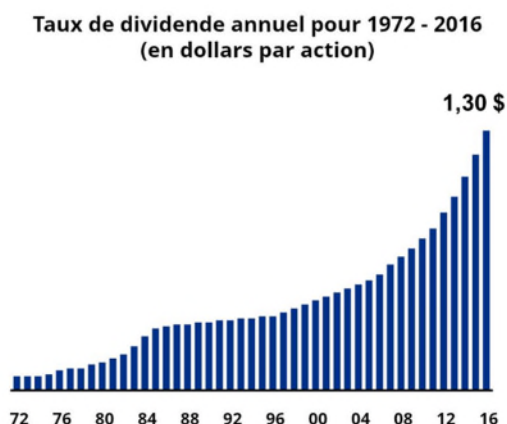
L'augmentation des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions de catégorie A et de catégorie B par rapport à l'exercice précédent s'explique principalement par le résultat de 2016, partiellement contrebalancé par la hausse des dividendes versés aux porteurs d'actions.



DIVIDENDES SUR LES ACTIONS ORDINAIRES

En 2016, le conseil d'administration a majoré le dividende trimestriel versé sur les actions de catégorie A et de catégorie B, le portant de 29,50 ¢ par action à 32,50 ¢ par action, en hausse de 10 pour cent par rapport à 2015. Les dividendes versés aux porteurs d'actions de catégorie A et de catégorie B en 2016 ont totalisé 296 M\$.

Le 12 janvier 2017, le conseil d'administration a déclaré un dividende de 35,75 ¢ par action pour le premier trimestre. Ce montant représente une hausse de 10 pour cent par rapport aux dividendes trimestriels déclarés en 2016. Depuis 1972, Canadian Utilities a augmenté son dividende sur les actions ordinaires tous les ans. Au cours de chacune des six dernières années, la société a majoré son dividende trimestriel de 10 pour cent.



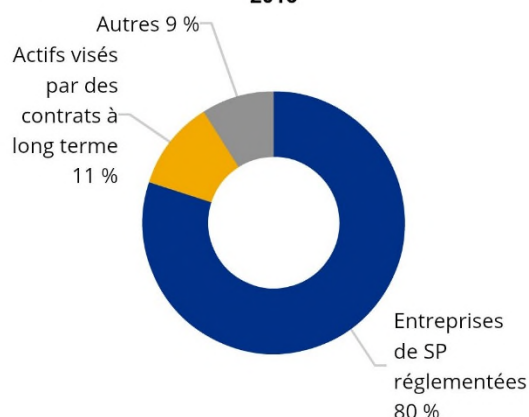
INVESTISSEMENTS EN CAPITAL

Les investissements en capital comprennent les ajouts d'immobilisations corporelles et incorporelles, les dépenses en immobilisations dans les coentreprises et les accords de concession de services. Les investissements en capital ont totalisé 428 M\$ et 1 442 M\$ pour le quatrième trimestre et l'exercice 2016.

Les dépenses en capital liées aux entreprises de services publics réglementées de la société et aux actifs visés par des contrats à long terme représentent une tranche de 386 M\$ des dépenses en capital effectuées au quatrième trimestre de 2016 et de 1 314 M\$ de celles effectuées pour l'exercice 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 (« Barking ») au premier trimestre de 2016.

Investissements en capital dans des entreprises de SP réglementées et des actifs visés par des contrats en 2016

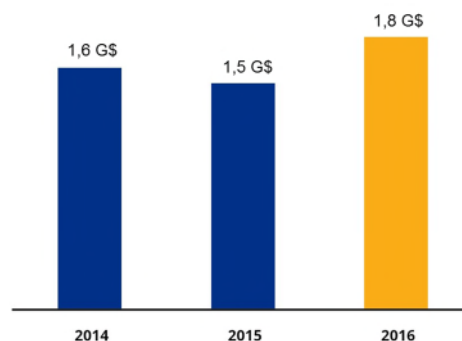


FONDS PROVENANT DE L'EXPLOITATION

Les fonds provenant de l'exploitation se sont chiffrés à 1 803 M\$ pour 2016, comparativement à 1 532 M\$ pour 2015.

Les investissements en capital continus et la croissance de la base de tarification des entreprises de services publics réglementées, ainsi que les initiatives de réduction des coûts touchant l'ensemble des activités ont donné lieu à une augmentation des fonds provenant de l'exploitation.

Fonds provenant de l'exploitation



PERFORMANCE DES SECTEURS D'ACTIVITÉ MONDIAUX



PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES

Les produits des activités ordinaires du secteur Électricité de 551 M\$ pour le quatrième trimestre et de 1 877 M\$ pour l'exercice 2016 ont augmenté de 87 M\$ et de 106 M\$, respectivement, par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2015.

Pour le quatrième trimestre de 2016, l'augmentation des produits des activités ordinaires résulte de ceux comptabilisés au titre d'APL. Pour l'exercice 2016, la hausse des produits des activités ordinaires des entreprises à tarifs réglementés du secteur Électricité est attribuable à la croissance de la base de tarification et aux produits des activités ordinaires comptabilisés au titre d'APL, ces facteurs ayant été contrebalancés en partie par la baisse des produits des activités ordinaires d'ATCO Power du fait de la diminution des prix de l'Alberta Power Pool.

RÉSULTAT AJUSTÉ

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre			Exercices clos les 31 décembre		
	2016	2015	Variation	2016	2015	Variation
Entreprises à tarifs réglementés du secteur Électricité						
ATCO Electric Distribution	28	22	6	129	93	36
ATCO Electric Transmission	49	22	27	188	155	33
Total – entreprises à tarifs réglementés du secteur Électricité	77	44	33	317	248	69
Entreprises à tarifs non réglementés du secteur Électricité						
ATCO Power						
Centrales électriques indépendantes	13	1	12	28	13	15
Centrales thermiques visées par des EAE	12	13	(1)	36	41	(5)
ATCO Power Australia	4	5	(1)	16	20	(4)
Alberta PowerLine	5	-	5	5	-	5
Total – résultat ajusté des entreprises à tarifs non réglementés du secteur Électricité	34	19	15	85	74	11
Total – résultat ajusté du secteur Électricité	111	63	48	402	322	80

Le résultat ajusté de 111 M\$ et de 402 M\$ enregistré respectivement pour le quatrième trimestre et l'exercice 2016 représente des augmentations de 48 M\$ et de 80 M\$ par rapport aux périodes correspondantes respectives de 2015. La progression du résultat s'explique principalement par les investissements en capital continu 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.

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

ENTREPRISES 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

Par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice 2015, le résultat ajusté de 28 M\$ pour le quatrième trimestre et de 129 M\$ pour l'exercice 2016 d'ATCO Electric Distribution a affiché des hausses de 6 M\$ et de 36 M\$, respectivement. La 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 des décisions d'ordre réglementaire concernant le coût générique du capital (« CGC ») et le suivi des dépenses en immobilisations, reçues en 2015.

Transport d'électricité

Le résultat ajusté de 49 M\$ pour le quatrième trimestre et de 188 M\$ pour l'exercice 2016 d'ATCO Electric Transmission a affiché des hausses de 27 M\$ et de 33 M\$ par rapport aux périodes correspondantes respectives de 2015. La 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 de la décision d'ordre réglementaire concernant le CGC reçue en 2015, facteurs partiellement contrebalancés par l'incidence de la décision concernant la demande générale de hausse tarifaire d'ATCO Electric Transmission reçue en août 2016.

ENTREPRISES À TARIFS NON RÉGLEMENTÉS DU SECTEUR ÉLECTRICITÉ

Le secteur Électricité de la société exerce ses activités à tarifs non réglementés par l'entremise d'ATCO Power, d'ATCO Power Australia et d'Alberta PowerLine. 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, en Australie et au Mexique et assurent le transport non réglementé d'électricité en Alberta.

Disponibilité des centrales électriques

Le tableau ci-dessous présente la disponibilité de la capacité de production pour les quatrièmes trimestres et les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015. La capacité de production des centrales varie en fonction du moment et de la durée des interruptions de service. La disponibilité des centrales électriques est restée élevée, la disponibilité combinée s'étant chiffrée à 92 pour cent et le nombre d'interruptions de service non prévues ayant été minime.

La disponibilité des centrales électriques indépendantes a diminué pour le quatrième trimestre et l'exercice 2016. La disponibilité moindre au quatrième trimestre s'explique principalement par des interruptions de service mineures des centrales de Cory, Muskeg et Scotford et de l'unité 3 de Battle River. En outre, les interruptions de service ont été plus fréquentes à la centrale Rainbow en raison des travaux effectués dans le cadre d'un projet d'immobilisations prévu au cours du trimestre. Pour l'exercice, la disponibilité réduite est surtout attribuable aux importantes interruptions de service prévues de la centrale de Joffre en 2016.

La disponibilité des centrales thermiques visées par des EAE a été plus élevée en 2016 qu'en 2015, en raison essentiellement de l'importante interruption de service prévue qui a eu lieu au deuxième trimestre de 2015 à l'unité 5 de Battle River.

La disponibilité réduite d'ATCO Power Australia pour le quatrième trimestre et l'exercice 2016 s'explique d'abord et avant tout par l'importante interruption de service prévue qui a eu lieu à la centrale de cogénération d'Osborne.

	Trimestres clos les 31 décembre			Exercices clos les 31 décembre		
	2016	2015	Variation	2016	2015	Variation
Centrales électriques indépendantes	93 %	96 %	(3) %	92 %	95 %	(3) %
Centrales thermiques visées par des EAE	99 %	95 %	4 %	95 %	88 %	7 %
ATCO Power Australia	64 %	99 %	(35) %	88 %	98 %	(10) %

Centrales électriques indépendantes

Le résultat ajusté tiré des centrales électriques indépendantes pour le quatrième trimestre et l'exercice 2016 a augmenté de 12 M\$ et de 15 M\$, respectivement, par rapport aux périodes correspondantes de 2015. Cette hausse s'explique par l'augmentation des ventes à terme et la diminution des charges découlant des initiatives de réduction des coûts, facteurs en partie neutralisés par la baisse des prix de l'Alberta Power Pool et le resserrement des différentiels de prix.

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 et les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015.

	Trimestres clos les 31 décembre			Exercices clos les 31 décembre		
	2016	2015	Variation	2016	2015	Variation
Prix moyen de l'électricité de l'Alberta Power Pool (\$/MWh)	22,03	21,19	4 %	18,28	33,34	(45) %
Prix moyen du gaz naturel (\$/GJ)	2,94	2,35	25 %	2,06	2,56	(20) %
Différentiel de prix moyen (\$/MWh)	(0,02)	3,56	(101) %	2,84	14,14	(80) %

La diminution des prix de l'Alberta Power Pool et de la volatilité des prix pour l'exercice 2016 est principalement attribuable à l'offre d'électricité plus importante et à la demande plus faible sur le marché albertain par rapport à 2015. La transition vers le contexte actuel de faiblesse des prix s'est produite au quatrième trimestre de 2015. Les prix de l'Alberta Power Pool pour le quatrième trimestre de 2016 ont été comparables à ceux du trimestre correspondant de 2015, mais les prix du gaz naturel ont été plus élevés, ce qui s'est traduit par un différentiel de prix moins important.

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 quatrième trimestre et l'exercice 2016 a été inférieur de 1 M\$ et de 5 M\$, respectivement, à celui des périodes correspondantes de 2015, ce qui s'explique surtout par le résultat plus élevé du quatrième trimestre de 2015 découlant de l'amortissement des incitatifs cumulés au titre des EAE, contrebalancé en partie par la baisse des dépenses d'entretien et les initiatives de réduction des coûts en 2016.

Production d'électricité à l'échelle internationale

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 cogénération de Bulwer Island à Brisbane fournissait auparavant de l'électricité et de la vapeur. 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 de 4 M\$ pour le quatrième trimestre et de 16 M\$ pour l'exercice 2016 a été inférieur de 1 M\$ et de 4 M\$, respectivement, à celui des périodes correspondantes de 2015, en raison surtout de la fermeture de la centrale de Bulwer Island à la fin du deuxième trimestre de 2015 et d'une interruption de service prévue pour entretien à la centrale d'Osborne au deuxième semestre de 2016.

Alberta PowerLine

Le résultat ajusté d'APL pour le quatrième trimestre et l'exercice 2016 a été supérieur de 5 M\$ à celui des périodes correspondantes de 2015. Le projet de 500 kV à Fort McMurray a été comptabilisé en tant qu'accord de concession de services selon les IFRS étant donné que l'AESO contrôle le débit des installations de transport qui font partie du réseau de l'Alberta et que la propriété des installations de transport sera transférée à l'AESO à la fin du contrat de service. Aux termes d'un accord de concession de services, les produits et les coûts liés aux phases de conception, de planification et de construction du projet sont comptabilisés selon la méthode de l'avancement des travaux, et les produits et les coûts liés à la phase d'exploitation seront comptabilisés à mesure que les services seront rendus. La comptabilisation d'APL est décrite plus en détail à la note 14 des états financiers annuels de 2016 de la société.

Mises à jour sur les projets importants du secteur Électricité

Projet de 500 kV à Fort McMurray d'Alberta PowerLine

En décembre 2014, APL a obtenu un contrat de 35 ans d'une valeur de 1,4 G\$ de la part 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. L'audience publique a pris fin en novembre 2016 et une décision approuvant le tracé a été rendue au premier trimestre de 2017. Les phases de conception et de planification sont en cours, et la construction devrait débuter en 2017. Le projet devrait entrer en service en 2019.

Production décentralisée

En 2016, ATCO Power a poursuivi la réalisation de projets de production décentralisée en Alberta et au Mexique. 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 conclu un contrat de 10 ans pour la construction et l'exploitation d'une installation à deux unités de 3 MW alimentée au gaz naturel au sud-est de Grande Prairie, en Alberta, moyennant un investissement en capital de 8 M\$. Au quatrième trimestre de 2016, la société et son partenaire mexicain, Grupo Ranman, ont terminé la première phase d'une centrale de production décentralisée située dans le parc industriel World Trade Centre à San Luis Potosi, au Mexique. Deux unités alimentées au gaz naturel de 2 MW ont été installées pour desservir les premiers clients. ATCO Power prévoit agrandir cette installation pour en porter la production jusqu'à 20 MW d'ici à décembre 2017.



Centrale de cogénération de Tula

En octobre 2014, PMX Cogeneracion S.A.P.I. de C.V., société liée de la compagnie pétrolière nationale du Mexique, Pemex, a choisi la société et son partenaire mexicain, Grupo Hermes S.A. de C.V., pour amorcer le processus de développement et d'approbation d'un projet de centrale de cogénération au gaz naturel à la raffinerie Miguel Hidalgo, située à proximité de la ville de Tula, dans l'État d'Hidalgo, au Mexique.

En 2015 et 2016, Canadian Utilities et Grupo Hermes ont collaboré avec Pemex pour faire avancer l'aménagement de la centrale. Les discussions commerciales se poursuivent avec Pemex, qui reste déterminée à réaliser le projet et à collaborer avec Canadian Utilities et Grupo Hermes.

Centrale de cogénération de Strathcona

En septembre 2016, Inter Pipeline Ltd. a acquis les actions des entreprises canadiennes The Williams Companies Inc. et Williams Partners L.P, dont Williams Canada Propylene ULC (maintenant Inter Pipeline Propylene ULC depuis un changement d'appellation). Inter Pipeline Propylene ULC a retenu les services d'ATCO Power pour la construction et l'exploitation d'une centrale de cogénération au gaz naturel visant à répondre aux besoins en vapeur haute pression et en électricité des installations de déhydrogénation de propane qu'Inter Pipeline Propylene ULC se propose de construire dans le cœur industriel de l'Alberta. En décembre 2016, le gouvernement de l'Alberta a annoncé que le projet d'Inter Pipeline obtiendrait des crédits de redevances de 200 M\$ par l'entremise du programme de diversification pétrochimique. La centrale de cogénération de 90 MW proposée par Canadian Utilities est conditionnelle à la décision d'investissement définitive d'Inter Pipeline Ltd., qui est attendue au deuxième trimestre de 2017. L'AUC a approuvé le projet de centrale de cogénération de Canadian Utilities le 28 septembre 2016.

Réforme du marché de l'électricité en Alberta

Le 23 novembre 2016, le gouvernement de l'Alberta a annoncé son intention de modifier le marché de l'électricité actuel basé exclusivement sur l'énergie produite pour créer un marché basé sur la capacité dès 2021. Un marché de capacité comprend une composante capacité, qui s'entend du potentiel de production d'électricité, qui s'ajoute à une composante de production d'électricité sur le marché. Le gouvernement de l'Alberta a indiqué qu'il comptait collaborer étroitement avec l'industrie, les groupes de consommateurs et les autres parties prenantes en vue de l'élaboration du cadre conceptuel et de la mise en œuvre du marché de capacité d'ici 2021.

À court terme, Canadian Utilities évaluera la viabilité économique de la conversion au gaz naturel d'une partie de ses centrales électriques alimentées au charbon et participera notamment à l'élaboration de règlements sur les émissions de gaz à effet de serre provenant de la production d'électricité alimentée au gaz naturel. De plus, Canadian Utilities travaillera de concert avec le gouvernement de l'Alberta pour explorer le potentiel de l'hydroélectricité en tant que moyen d'assurer une production de base fiable et exempte d'émissions dans la province. L'hydroélectricité, seule forme de production d'énergie renouvelable dont la répartition peut être contrôlée, constitue une solution optimale pour remplacer les centrales au charbon tout en appuyant la fiabilité et la durabilité du réseau électrique albertain.



PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES

Les produits des activités ordinaires du secteur Pipelines et liquides se sont élevés à 454 M\$ au quatrième trimestre de 2016, en hausse de 42 M\$ par rapport à ceux de la période correspondante de 2015, essentiellement du fait des dépenses en immobilisations continues et de la croissance de la base de tarification.

Pour l'exercice 2016, les produits des activités ordinaires se sont établis à 1 496 M\$, soit une baisse de 29 M\$ en regard de ceux de 2015. La diminution des produits des activités ordinaires est principalement attribuable à la cession et à la fermeture de plusieurs installations de traitement du gaz d'ATCO Energy Solutions à la fin de 2015 et au début de 2016, facteurs neutralisés en partie par l'augmentation des produits tirés des entreprises à tarifs réglementés du secteur Pipelines et liquides, attribuable essentiellement à la croissance de la base de tarification.

RÉSULTAT AJUSTÉ

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre			Exercices clos les 31 décembre		
	2016	2015	Variation	2016	2015	Variation
Entreprises à tarifs réglementés du secteur Pipelines et liquides						
ATCO Gas	48	51	(3)	123	106	17
ATCO Pipelines	15	11	4	59	41	18
ATCO Gas Australia	7	8	(1)	51	28	23
Total – résultat ajusté des entreprises à tarifs réglementés du secteur Pipelines et liquides	70	70	-	233	175	58
Entreprises à tarifs non réglementés du secteur Pipelines et liquides						
ATCO Energy Solutions	11	14	(3)	22	14	8
Total – résultat ajusté du secteur Pipelines et liquides	81	84	(3)	255	189	66

Le résultat ajusté du secteur Pipelines et liquides pour le quatrième trimestre de 2016, soit 81 M\$, a diminué de 3 M\$ par rapport à celui de la période correspondante de 2015, en raison surtout de l'augmentation des ventes d'excédents de gaz naturel par ATCO Energy Solutions en 2015.

Pour l'exercice 2016, le résultat ajusté de 255 M\$ a augmenté de 66 M\$ par rapport à celui 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 touchant l'ensemble des activités.

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

ENTREPRISES 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 48 M\$ d'ATCO Gas pour le quatrième trimestre de 2016 a diminué de 3 M\$ par rapport à celui de la période correspondante de 2015, en raison surtout de la hausse des charges d'exploitation et des coûts d'entretien pour le trimestre. Le résultat de 123 M\$ pour l'exercice 2016 a augmenté de 17 M\$ par rapport à celui de 2015. La 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 des décisions d'ordre réglementaire concernant le CGC et le suivi des dépenses en immobilisations, reçues 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 d'ATCO Pipelines de 15 M\$ pour le quatrième trimestre et de 59 M\$ pour l'exercice 2016 a progressé de 4 M\$ et de 18 M\$, respectivement, par rapport aux périodes correspondantes de 2015. Cette hausse du résultat est principalement attribuable à l'augmentation de la base de tarification et à l'incidence défavorable sur le résultat de la décision concernant le CGC reçue au premier trimestre de 2015.

Distribution de gaz naturel à l'échelle internationale

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 d'ATCO Gas Australia s'est établi à 7 M\$ pour le quatrième trimestre de 2016, ce qui a été comparable à celui de la période correspondante de 2015. Le résultat de 51 M\$ pour l'exercice 2016 a augmenté de 23 M\$ par rapport à celui de 2015. L'augmentation du résultat s'explique d'abord et avant tout par l'incidence de la décision concernant l'entente d'accès reçue au deuxième trimestre de 2015, par la décision d'appel reçue au deuxième trimestre de 2016, par la croissance continue de la base de tarification et par les initiatives de réduction des coûts touchant l'ensemble des activités.

ENTREPRISES À TARIFS NON RÉGLEMENTÉS DU SECTEUR PIPELINES ET LIQUIDES

Stockage et infrastructures hydrauliques industrielles

La société exerce ses activités de prestation de services d'infrastructures hydrauliques industrielles et ses activités non réglementées de stockage, de traitement et de transport d'hydrocarbures et de gaz naturel par l'entremise d'ATCO Energy Solutions.

Le résultat ajusté d'ATCO Energy Solutions de 11 M\$ pour le quatrième trimestre de 2016 a été inférieur à celui de la période correspondante de 2015. La diminution du résultat est essentiellement attribuable aux ventes de gaz naturel excédentaire qui ont été plus élevées en 2015, partiellement contrebalancées par la hausse de la demande de services de stockage et de leurs prix ainsi que par l'apport au résultat du démarrage de nouveaux projets d'infrastructures hydrauliques industrielles et de stockage d'hydrocarbures.

Le résultat ajusté s'est établi à 22 M\$ pour l'exercice 2016, en hausse de 8 M\$ par rapport à celui de 2015. L'augmentation du résultat s'explique principalement par l'accroissement de la demande de services de stockage et de leurs prix, par l'apport au résultat du démarrage de nouveaux projets d'infrastructures hydrauliques industrielles et de stockage d'hydrocarbures vers la fin de 2015 et de 2016 ainsi que par les initiatives de réduction des coûts touchant l'ensemble des activités, facteurs neutralisés en partie par les ventes de gaz naturel excédentaire qui ont été plus élevées en 2015.

Mises à jour sur les projets importants du secteur Pipelines et liquides

Programme de remplacement de pipelines urbains

Les travaux de construction se sont poursuivis en 2016 dans le cadre du programme de RPU d'ATCO Pipelines, lequel est approuvé par l'AUC. La construction durera jusqu'en 2020 et le coût total du programme de RPU, compte tenu des coûts liés à l'intégration du nouveau réseau à haute pression au réseau de distribution à basse pression d'ATCO Gas, s'établit à environ 850 M\$. En 2016, ATCO Gas et ATCO Pipelines ont investi 185 M\$ dans le programme de RPU. Le programme vise le remplacement et la relocalisation de pipelines de gaz naturel à haute pression vieillissants dans les zones densément peuplées de Calgary et d'Edmonton pour des raisons de sécurité, de fiabilité et de croissance future.

Programmes de remplacement des conduites principales

ATCO Gas a déterminé que des conduites en plastique totalisant 8 000 km et des conduites d'acier totalisant 9 000 km devront être remplacées. Le programme de remplacement des conduites principales en plastique s'échelonne sur 20 ans et vise le remplacement des conduites en polychlorure de vinyle (« PVC ») et en polyéthylène (« PE ») de première génération. Les conduites d'acier qui sont remplacées dans le cadre du programme de remplacement des conduites principales en acier sont généralement âgées de plus de 60 ans. En 2016, ATCO Gas a remplacé des conduites en plastique d'une longueur de 242 km et des conduites d'acier d'une longueur de 41 km.

Stockage d'hydrocarbures

ATCO Energy Solutions, en collaboration avec notre partenaire, procède à l'aménagement de quatre cavernes de sel qui permettront de stocker quelque 400 000 mètres cubes d'hydrocarbures dans le centre énergétique de Canadian Utilities près de Fort Saskatchewan, dans le cœur de l'Alberta. Des contrats à long terme ont été conclus pour les quatre cavernes de sel. L'investissement total du partenariat, dans lequel ATCO Energy Solutions, qui exploite les installations, détient une participation de 60 pour cent, s'élève à quelque 200 M\$.

La construction des deux premières cavernes est terminée et leur exploitation est commencée; elles ont dégagé leur premier résultat au quatrième trimestre de 2016. La construction des deux autres cavernes devrait être achevée avant la fin de 2017.



Infrastructures hydrauliques industrielles

Au moyen de son aqueduc industriel dans le cœur de l'Alberta, l'aqueduc pour utilisateurs multiples d'ATCO Energy Solutions relié à la rivière Saskatchewan Nord, Canadian Utilities fournit à des clients industriels des services hydrauliques intégrés, notamment le transport par pipeline et le traitement, le recyclage et l'évacuation des eaux. Cet aqueduc industriel fournit également l'eau nécessaire à l'aménagement des cavernes de sel aux fins du stockage d'hydrocarbures de la société dans la région. Le système de prises d'eau dans la rivière et la station de pompage moderne de la société, qui peuvent atteindre un débit de 3 550 mètres cubes à l'heure, traitent actuellement 1 300 mètres cubes à l'heure.

Au quatrième trimestre de 2015, ATCO Energy Solutions a conclu un accord commercial à long terme avec Air Products visant la prestation de services de prétraitement de l'eau qui s'ajoute au contrat de services d'aqueduc existant pour l'usine de production d'hydrogène d'Air Products près de Fort Saskatchewan. Les travaux de construction dans le cadre de ce projet sont terminés et l'exploitation commerciale a commencé au quatrième trimestre de 2016. Avec l'ajout de ce service, ATCO Energy Solutions est en mesure de continuer d'élargir la gamme des services liés à l'eau et aux eaux usées qu'elle offre aux clients industriels dans le cœur industriel de l'Alberta.

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 pour un produit de 21 M\$. Le produit de la vente servira à poursuivre la croissance des dépenses en immobilisations liées aux infrastructures hydrauliques industrielles et au stockage d'hydrocarbures dans le cœur industriel de l'Alberta.

Transport de gaz naturel à l'international – Pipeline de Tula au Mexique

En 2014, Canadian Utilities a signé avec la Comisión Federal De Electricidad (la « CFE ») une entente de services de transport d'une durée de 25 ans visant la conception, la construction et l'exploitation d'un pipeline de gaz naturel de 16 km près de la ville de Tula dans l'État d'Hidalgo, au Mexique. Canadian Utilities a terminé la majeure partie des travaux de construction et elle poursuit les travaux de concert avec le gouvernement du Mexique en ce qui concerne l'accès aux terrains et l'achèvement de la construction.

Siège social et autres activités

Le secteur Siège social et autres activités comprend les activités lancées récemment de vente au détail d'énergie par l'entremise d'ATCOenergy afin de fournir des services liés à l'électricité et au gaz naturel aux clients de détail en Alberta, les biens immobiliers commerciaux appartenant à la société en Alberta ainsi que l'investissement stratégique et l'expansion de la société au Mexique. Le secteur Siège social et autres activités comprend aussi le siège social mondial de la société à Calgary, au Canada, le siège social d'ATCO Australia à Perth, en Australie-Occidentale et la participation de 24,5 pour cent de la société dans ATCO Structures & Logistics.

Le résultat ajusté du secteur Siège social et autres activités pour le quatrième trimestre et l'exercice 2016 a diminué par rapport à celui des périodes correspondantes de 2015. Le recul du résultat s'explique d'abord et avant tout par les coûts des dividendes liés aux émissions d'actions privilégiées de Canadian Utilities au second semestre de 2015 et par les frais d'expansion des affaires d'ATCOenergy.

FAITS RÉCENTS D'ORDRE RÉGLEMENTAIRE

MODÈLES D'AFFAIRES RÉGLEMENTÉS

Les activités commerciales d'ATCO Electric Distribution, d'ATCO Electric Transmission, d'ATCO Gas et d'ATCO Pipelines sont réglementées par l'AUC. L'AUC assure l'application des lois et des règlements qui portent sur des questions tels les tarifs, le financement et les zones de service.

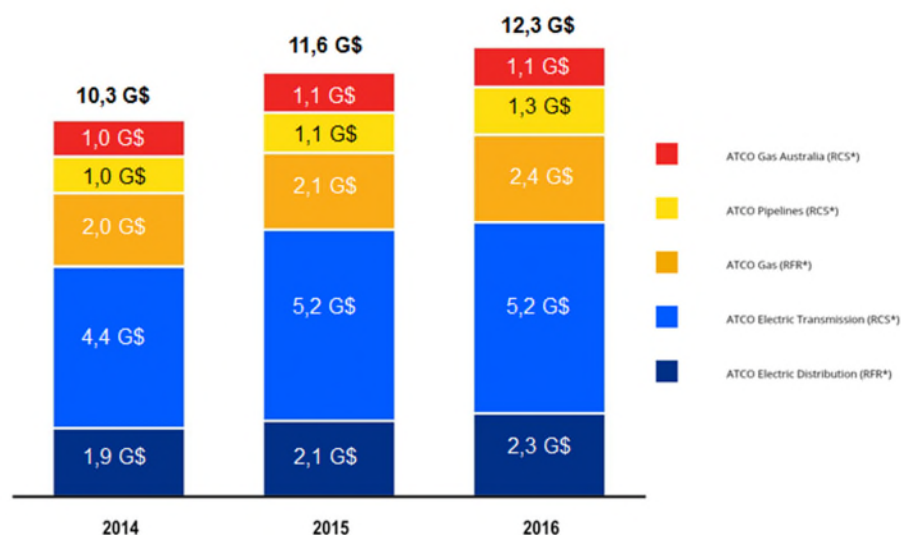
Les activités de transport d'ATCO Pipelines et d'ATCO Electric Transmission sont assujetties à une réglementation fondée sur le coût du service. Selon ce modèle, l'autorité de réglementation établit les produits requis pour assurer un rendement équitable du capital investi dans les services publics en se fondant sur le calcul à la mi-exercice de l'investissement total diminué de l'amortissement, ce que l'on appelle aussi « base de tarification à la mi-exercice ». L'augmentation de la base de tarification à la mi-exercice est un indicateur clé de l'évolution du résultat de l'entreprise, tout dépendant du ratio des capitaux propres selon la base de tarification à la mi-exercice et du taux de rendement des actions ordinaires.

Les activités de distribution d'ATCO Gas et d'ATCO Electric Distribution sont assujetties à une réglementation fondée sur le rendement (« RFR »). Selon la RFR, les produits sont déterminés suivant une formule qui ajuste les tarifs clients pour tenir compte de l'inflation et des gains de productivité attendus. L'AUC passe en revue les résultats des entreprises de services publics chaque année pour s'assurer que le taux de rendement des actions ordinaires s'inscrit dans une fourchette établie. Aux fins de ces calculs, l'AUC évalue la base de tarification à la mi-exercice. C'est pourquoi l'augmentation de la base de tarification à la mi-exercice peut constituer un indicateur clé de l'évolution du résultat de l'entreprise, tout dépendant de la capacité de l'entreprise à maintenir des coûts fondés principalement sur la formule qui ajuste les tarifs pour tenir compte de l'inflation et des gains de productivité.

ATCO Gas Australia est réglementée principalement par l'Economic Regulation Authority (« ERA ») d'Australie-Occidentale. ATCO Gas Australia exerce ses activités conformément à la réglementation fondée sur le coût du service, selon laquelle l'ERA établit chaque année les produits permettant de dégager un rendement sur la base de tarification à la mi-exercice prévue, compte tenu de l'impôt, de l'amortissement de la base de tarification prévue et des charges d'exploitation prévues. C'est pourquoi l'augmentation de la base de tarification à la mi-exercice peut constituer un indicateur clé de l'évolution du résultat de l'entreprise, tout dépendant de la capacité de l'entreprise à maintenir les coûts à l'intérieur de limites établies compte tenu de plusieurs autres ajustements annuels.

Ces questions d'ordre réglementaire sont analysées plus en détail à la rubrique sur la réglementation gouvernementale de la notice annuelle de la société.

Base de tarification à la mi-exercice des entreprises de SP réglementées



* RCS s'entend de la réglementation fondée sur le coût des services et RFR s'entend de la réglementation fondée sur le rendement.

Coût générique du capital (« CGC »)

En octobre 2016, la société a obtenu la décision de l'AUC concernant le CGC pour 2016. La décision fixe 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 2016 et 2017. Le RCP et les ratios autorisés des actions ordinaires pour 2017 demeureront en vigueur sur une base provisoire pour 2018 et par la suite, jusqu'à ce que l'AUC les modifie. Dans le cas d'ATCO Electric Distribution et d'ATCO Gas, la décision concernant le CGC pour 2016 s'applique uniquement au financement supplémentaire; elle ne s'applique pas à la formule de RFR de base. À la lumière des modifications apportées au RCP et aux ratios des actions ordinaires autorisés, l'incidence nette devrait être une amélioration du résultat ajusté de Canadian Utilities pour 2017, essentiellement en raison de l'accroissement du RCP et du ratio des actions ordinaires autorisés d'ATCO Electric Transmission.

Le tableau suivant compare le RCP et les ratios réputés des actions ordinaires fixés par les décisions concernant le CGC pour 2013 et 2016. Ces informations tiennent compte des plus récentes ordonnances modificatrices émises après la date de la décision initiale.

	Année	Décision de l'AUC	Taux de rendement des actions ordinaires (%) ¹⁾	Ratio des actions ordinaires (%) ²⁾	Base de tarification à la mi-exercice (en millions de dollars)
ATCO Electric Distribution	2017	CGC pour 2016 ³⁾	8,50	37,0	-
	2016	CGC pour 2016 ³⁾	8,30	37,0	2 315 ⁶⁾
	2015	CGC pour 2013 ⁴⁾	8,30	38,0	2 130 ⁷⁾
	2014	CGC pour 2013 ⁴⁾	8,30	38,0	1 949
ATCO Electric Transmission	2017	CGC pour 2016 ³⁾	8,50 ⁵⁾	37,0	-
	2016	CGC pour 2016 ³⁾	8,30 ⁵⁾	37,0	5 218 ⁸⁾
	2015	CGC pour 2013 ⁴⁾	8,30	36,0	5 198 ⁹⁾
	2014	CGC pour 2013 ⁴⁾	8,30	36,0	4 413
ATCO Gas	2017	CGC pour 2016 ³⁾	8,50	37,0	-
	2016	CGC pour 2016 ³⁾	8,30	37,0	2 352 ¹⁰⁾
	2015	CGC pour 2013 ⁴⁾	8,30	38,0	2 145 ¹¹⁾
	2014	CGC pour 2013 ⁴⁾	8,30	38,0	1 988
ATCO Pipelines	2017	CGC pour 2016 ³⁾	8,50	37,0	-
	2016	CGC pour 2016 ³⁾	8,30	37,0	1 263 ¹²⁾
	2015	CGC pour 2013 ⁴⁾	8,30	37,0	1 144
	2014	CGC pour 2013 ⁴⁾	8,30	37,0	979

1) Le taux de rendement des actions ordinaires correspond au taux de rendement sur la partie de la base de tarification qui est considérée comme étant financée par des actions ordinaires.

2) Le ratio des actions ordinaires correspond à la partie de la base de tarification qui est considérée comme étant financée par des actions ordinaires.

3) L'AUC a rendu sa décision concernant le CGC pour la période 2016 et 2017 le 7 octobre 2016.

4) Le RCP et le ratio des actions ordinaires sont fondés sur la plus récente décision de l'AUC concernant le CGC, datée du 23 mars 2015.

5) Le RCP et le ratio des actions ordinaires d'ATCO Electric Transmission ont été approuvés sur une base provisoire le 7 octobre 2016 et approuvés définitivement le 16 décembre 2016.

6) La base de tarification à la mi-exercice prévue pour 2016 est fondée sur la demande relative au suivi des dépenses en immobilisations pour 2016-2017 déposée le 14 avril 2016.

7) La base de tarification à la mi-exercice de 2015 est fondée sur les données réelles en vertu de la Règle 005 déposées le 2 mai 2016.

8) La base de tarification à la mi-exercice prévue pour 2016 est fondée sur la demande générale de hausse tarifaire pour 2015-2017 déposée le 14 décembre 2016.

9) La base de tarification à la mi-exercice de 2015 est fondée sur les données réelles en vertu de la Règle 005 déposées le 2 mai 2016.

10) La base de tarification à la mi-exercice prévue pour 2016 est fondée sur les prévisions pour 2016 incluses dans la demande relative au suivi des dépenses en immobilisations pour 2016-2017 déposée le 12 mai 2016.

11) La base de tarification à la mi-exercice de 2015 est fondée sur les données réelles en vertu de la Règle 005 déposées le 16 mai 2016.

12) La base de tarification à la mi-exercice prévue pour 2016 est fondée sur la demande générale de hausse tarifaire pour 2017-2018 déposée le 22 septembre 2016.

PROCHAINE GÉNÉRATION DE RÉGLEMENTATION FONDÉE SUR LE RENDEMENT (« RFR 2 »)

Le 16 décembre 2016, l'AUC a rendu sa décision concernant le cadre conceptuel de la deuxième génération de RFR pour les services publics de distribution d'électricité et de gaz naturel en Alberta. Selon ce cadre conceptuel pour la période 2018-2022, les tarifs des services publics continueront d'être ajustés suivant une formule qui estime l'inflation annuelle et suppose des gains de productivité. Le cadre conceptuel prévoit aussi des dispositions modifiées pour le financement supplémentaire des dépenses en immobilisations qui ne sont pas recouvrées dans le cadre de la formule de base de l'inflation diminuée de la productivité. Les demandes réglementaires concernant l'établissement des tarifs d'entrée seront déposées d'ici le 31 mars 2017. Cette décision ne concerne pas les activités de transport d'ATCO Electric et d'ATCO Pipelines, qui continuent d'être assujetties à la réglementation fondée sur le coût du service.

Le tableau suivant compare les principaux aspects de la première génération de RFR et de la deuxième génération de RFR d'après la décision rendue par l'AUC le 16 décembre 2016.

	Première génération de RFR	Deuxième génération de RFR
Période visée	2013 à 2017	2018 à 2022
Ajustement pour l'inflation (Facteur I)	Ajustement annuel selon les indices d'inflation (rémunération hebdomadaire moyenne (AWE) et IPC)	Pas de changement
Ajustement pour la productivité (Facteur X)	1,16 %	0,30 %
Coûts d'exploitation et d'entretien	D'après les prévisions approuvées en 2012; par la suite, multiplication par les facteurs I-X sur la durée de la RFR	D'après le niveau annuel réel le plus bas entre 2013 et 2016, ajusté pour tenir compte des anomalies, de l'inflation et de la croissance en dollars de 2017; par la suite, multiplication par les facteurs I-X sur la durée de la RFR
Traitement des dépenses en immobilisations	- Recouvrement à même les tarifs d'entrée multipliés par les facteurs I-X - Recouvrement au moyen du facteur K des dépenses en immobilisations importantes qui ne sont pas recouvrées intégralement selon la formule I-X et qui satisfont certains critères	- Recouvrement à même les tarifs d'entrée multipliés par les facteurs I-X et un facteur K fondé sur les dépenses en immobilisations historiques moyennes ajustées pour l'inflation pour la période 2013-2016 - Les dépenses en immobilisations importantes qui ne sont pas dans le cours normal des activités, qui n'ont pas été engagées auparavant et qui sont requises par un tiers sont recouvrées selon un facteur K de « type I »
RCP aux fins des tarifs d'entrée	8,75 %	8,5 % - ECM correspondant à + 0,5 % du RCP de la première génération de RFR ajouté pour 2018 et 2019
Mécanisme de report d'efficacité (Efficiency Carry-over Mechanism ou ECM)	ECM correspondant à un RCP additionnel d'au plus 0,5 % pour les années 2018 et 2019 selon certains critères	ECM correspondant à un RCP additionnel d'au plus 0,5 % pour les années 2023 et 2024 selon certains critères
Révision	+/- 300 points de base par rapport au RCP approuvé pour deux exercices consécutifs ou +/- 500 points de base par rapport au RCP approuvé pour un exercice donné	Pas de changement
RCP aux fins du calcul de la révision	2013 à 2016 : 8,3 % 2017 : 8,5 %	RCP approuvé pour 2018 (lorsqu'il sera connu) et taux approuvés par la suite

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 visait notamment une augmentation des produits afin de permettre le recouvrement d'une part plus importante des charges financières, de la dotation aux amortissements et des charges d'exploitation associées à la hausse de la base de tarification en Alberta. En août 2016, l'AUC a rendu une décision concernant la demande générale de hausse tarifaire, fixant des tarifs définitifs inférieurs aux tarifs provisoires approuvés pour 2015, essentiellement en raison de la baisse des coûts d'exploitation et d'entretien ainsi que des frais généraux et frais d'administration approuvés. Cette décision a donné lieu à une baisse de 19 M\$ du résultat ajusté de 2016, une tranche de 12 M\$ se rapportant à l'exercice 2016 et le solde de 7 M\$, à 2015.

Demandes relatives au suivi des dépenses en immobilisations selon la RFR

Le suivi des dépenses en immobilisations est un mécanisme prévu par le modèle de RFR pour 2013-2017 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. Les décisions concernant les demandes relatives à l'égalisation pour le suivi des dépenses en immobilisations pour 2014 et au suivi des dépenses en immobilisations pour 2016 et 2017 ont été reçues par ATCO Electric Distribution en mars 2016 et par ATCO Gas en avril 2016. Ces décisions ont notamment compris l'approbation du financement supplémentaire demandé au titre de la majorité des programmes de suivi des dépenses en immobilisations prévues de la société pour 2016 et 2017.

Décision concernant l'entente d'accès d'ATCO Gas Australia

En juillet 2015, l'Economic Regulatory Authority (l'« ERA ») d'Australie-Occidentale 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 la décision du Tribunal de la concurrence de l'Australie (le « Tribunal »), le RCP de l'entreprise de services publics a été ramené de 10,41 pour cent (AA3) à 7,21 pour cent (AA4).

Le 1^{er} octobre 2015, ATCO Gas Australia a demandé l'autorisation de porter en appel la décision auprès du Tribunal. Son appel porte sur plusieurs éléments clés, notamment le RCP et le recouvrement des charges d'exploitation, des dotations aux amortissements et des charges d'impôt des sociétés. Le Tribunal a rendu sa décision en juillet 2016, ce qui a donné lieu à une augmentation d'environ 5 M\$ du résultat ajusté de 2016, en raison surtout de la recouvrabilité accrue de certaines charges.

Le tableau suivant compare le RCP et les ratios réputés des actions ordinaires découlant de la décision finale modifiée de l'ERA pour 2016.

	Année	Décision de l'ERA	Base de tarification à la mi-exercice (en millions de dollars)	Taux de rendement des actions ordinaires (%) ¹⁾	Ratio des actions ordinaires (%) ²⁾
ATCO Gas Australia	2016	2016 AA4 ³⁾	1 111	7,21	40,0
	2015	2016 AA4 ³⁾	1 083	7,21	40,0
	2014	2016 AA4 ³⁾	953	8,81	40,0

1) Le taux de rendement des actions ordinaires correspond au taux de rendement sur la partie de la base de tarification qui est considérée comme étant financée par des actions ordinaires.

2) Le ratio des actions ordinaires correspond à la partie de la base de tarification qui est considérée comme étant financée par des actions ordinaires.

3) L'ERA a rendu sa décision finale modifiée concernant l'AA4 le 10 septembre 2015. Cette décision a été annulée lorsque l'ERA a rendu sa décision finale révisée concernant l'AA4 le 25 octobre 2016.

DURABILITÉ, ENVIRONNEMENT ET CHANGEMENTS CLIMATIQUES

Canadian Utilities estime que la réduction de son impact sur l'environnement fait partie intégrante de sa quête d'excellence opérationnelle et de croissance durable à long terme. La réussite de Canadian Utilities dépend de sa capacité à exercer ses activités de manière responsable et durable, aujourd'hui et dans l'avenir.

RAPPORTS SUR LA DURABILITÉ

Canadian Utilities publie des rapports externes sur la durabilité depuis 2008. Ces rapports sont fondés sur les lignes directrices en matière de rapports sur la durabilité de l'organisme Global Reporting Initiative (GRI) reconnu internationalement. Ces lignes directrices couvrent un large éventail de mesures (environnement, santé et sécurité, employés et collectivités, etc.).

La priorité a été mise sur la présentation d'indicateurs de base non financiers afin de fournir des informations significatives, efficaces et transparentes sur les aspects prioritaires pour les destinataires de nos rapports sur la durabilité (c'est-à-dire investisseurs, partenaires commerciaux, clients, collectivités, groupes autochtones, employés et gouvernements).

En 2016, une évaluation plus détaillée par sujet clé a été réalisée afin de rejoindre davantage les groupes touchés par nos activités, de prendre des mesures pour viser l'harmonisation avec les directives internationales en évolution (Sustainability Reporting Standards du GRI) et d'éclairer la nouvelle présentation de nos informations et de nos communications concernant la durabilité.

Le rapport sur la durabilité 2016, qui devrait être publié en mai 2017, sera axé sur les sujets d'importance suivants : responsabilité environnementale (changements climatiques et utilisation de l'énergie et respect des normes environnementales), responsabilité énergétique (accessibilité et caractère abordable, sécurité et fiabilité et satisfaction de la clientèle), sécurité (santé et sécurité du personnel, sécurité du public et préparation aux situations d'urgence) et relations avec les collectivités et les Autochtones.

CHANGEMENTS CLIMATIQUES ET ENVIRONNEMENT

Le texte qui suit donne un aperçu des faits récents en matière de réglementation liée à l'environnement, principalement en ce qui concerne l'Alberta (et le Canada) où se trouve la majorité de nos actifs.

Plan de leadership de la province d'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 projet de cadre conceptuel qui comprend :

1. l'élimination graduelle de la production d'électricité alimentée au charbon d'ici 2030;
2. l'accélération de l'introduction progressive de l'énergie renouvelable;
3. une taxe sur les émissions de carbone s'appliquant à tous les secteurs à compter de 2017; et
4. la réduction des émissions de méthane.

Canadian Utilities partage la vision de la province sur la réduction des émissions et l'amélioration de la performance environnementale. Canadian Utilities travaille en étroite collaboration avec le gouvernement à accroître la production d'énergie renouvelable sur le marché, tout en maintenant la fiabilité du réseau électrique, en protégeant les emplois et en réduisant les coûts pour les consommateurs.

1. Élimination graduelle de la production d'électricité alimentée au charbon d'ici 2030

Le 24 novembre 2016, ATCO Power et le gouvernement de l'Alberta ont conclu une entente conditionnelle sur le versement de paiements de transition relativement à l'élimination des émissions provenant de la centrale alimentée au charbon de Sheerness au plus tard le 31 décembre 2030. En guise de compensation pour les capitaux investis dans Sheerness, ATCO Power recevra du gouvernement de l'Alberta des paiements en trésorerie de 4,7 M\$ par année pendant une période de 14 ans commençant en 2017 et se terminant en 2030. La mise hors service des unités 1 et 2 de Sheerness était prévue en 2036 et en 2040, respectivement.

Centrales thermiques visées par des EAE

Le 25 juillet 2016, le gouvernement de l'Alberta a entamé une action en justice visant à établir la validité et à déterminer l'interprétation de certains termes au sens des EAE et des règlements connexes. L'action en justice intentée par le gouvernement a pour but d'empêcher que les EAE soient rendues au Balancing Pool. Canadian Utilities n'a jamais été acquéreur d'EAE visant du charbon, et les procédures ne visent pas un recours direct contre elle.

En décembre 2016, le gouvernement de l'Alberta a annoncé qu'il avait conclu une entente de règlement de la poursuite intentée contre TransCanada Energy. L'entente dégage complètement TransCanada Energy de l'action en justice et règle le litige entre les parties, ainsi que les arbitrages avec le Balancing Pool. En conséquence, les EAE visant les unités 1 et 2 de Sheerness ont été rendues au Balancing Pool, qui conserve les droits et les obligations aux termes des EAE.

Une action reste en instance entre le gouvernement de l'Alberta et Enmax concernant le retour de certaines EAE au Balancing Pool, notamment l'EAE visant l'unité 5 de Battle River.

Canadian Utilities continue d'exploiter l'unité 5 de Battle River et les unités 1 et 2 de Sheerness aux termes de leur EAE respective. Canadian Utilities surveillera les procédures et y participera en sa qualité de défendeur.

2. Introduction progressive de l'énergie renouvelable

Dans le cadre du plan de leadership sur le climat, le gouvernement de l'Alberta a fixé une cible concrète selon laquelle une proportion de 30 pour cent de l'électricité utilisée par la province devra provenir de sources renouvelables, comme l'énergie éolienne, hydroélectrique et solaire, d'ici 2030. Le gouvernement appuiera la création d'une capacité d'énergie renouvelable additionnelle de 5 000 MW. Les projets admissibles doivent être réalisés dans la province; il doit s'agir de projets nouveaux ou dont la portée est élargie, ils doivent viser la production de cinq MW ou plus, et ils doivent porter sur des sources d'énergie renouvelable selon la définition de Ressources naturelles Canada.

Le 3 novembre 2016, le gouvernement de l'Alberta a désigné l'AESO pour administrer un processus concurrentiel visant l'approvisionnement d'au plus 5 000 MW d'énergie renouvelable d'ici 2030. L'AESO compte obtenir les commentaires de l'industrie à l'égard des modalités commerciales proposées avant les premières enchères prévues en 2017 pour livraison en 2019. Canadian Utilities continue d'examiner les possibilités de production renouvelable qui appuient ses objectifs stratégiques en matière de participation active à la transformation du secteur de l'électricité en Alberta.

3. Taxe sur les émissions de carbone

Le gouvernement de l'Alberta introduira la taxe sur le carbone dans tous les secteurs en deux temps. Pour l'ensemble de l'économie, une taxe sur le carbone de 20 \$ la tonne sera établie en 2017, suivie d'une taxe sur le carbone de 30 \$ la tonne en 2018.

Les principales répercussions sur Canadian Utilities de la taxe sur le carbone entrée en vigueur en 2017 en Alberta concernent ses activités de distribution de gaz naturel. Canadian Utilities calculera la consommation à partir du compteur et appliquera la taxe au compte des détaillants pour que ceux-ci la facturent aux clients. Les détaillants paient Canadian Utilities, qui elle sera responsable d'effectuer une remise mensuelle au gouvernement de l'Alberta. Canadian Utilities suit le même processus en ce qui concerne la perception de la TPS et sa remise au gouvernement.

La réglementation est en cours d'élaboration pour encadrer l'application de la taxe sur le carbone aux unités de production d'électricité dont les émissions de gaz à effet de serre dépassent une limite déterminée. En ce qui concerne les unités thermiques visées par des EAE d'ATCO Power, l'unité 5 de Battle River et les unités 1 et 2 de Sheerness, l'EAE permet à la société de recouvrer les coûts associés au respect de la réglementation albertaine pendant la durée de l'EAE. Lorsque les coûts concernent les activités au-delà de la durée des EAE, les coûts incombent au propriétaire de la centrale plutôt qu'à la contrepartie à l'EAE. À plus long terme, la société s'attend à ce que les coûts liés aux émissions de carbone soient recouverts en grande partie sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

4. Réduction des émissions de méthane

Le gouvernement de l'Alberta compte réduire les émissions de méthane provenant des activités pétrolières et gazières de 45 pour cent d'ici 2025 en appliquant les nouvelles normes de conception en fonction des émissions aux nouvelles installations dans la province et en élaborant une initiative conjointe volontaire de cinq ans sur la réduction et la vérification des émissions de méthane.

La réglementation provinciale future sur les cibles de réduction des émissions de méthane touche principalement les émissions fugitives ou d'évacuation de la société provenant des activités liées au pipeline de gaz naturel. Les émissions fugitives ou d'évacuation représentent habituellement moins de quatre pour cent des émissions directes de gaz à effet de serre de Canadian Utilities, et Canadian Utilities a déjà mis en œuvre un certain nombre de programmes visant à améliorer l'efficacité et à réduire les émissions fugitives et d'évacuation.

L'exposition de la société est limitée en ce qui concerne les entreprises de services publics de l'Alberta, puisque les exigences réglementaires futures de mise à niveau du matériel visant à réduire davantage les émissions de méthane devraient être incluses dans la base de tarification de façon prospective.

Propositions du gouvernement du Canada en matière d'environnement

Élimination graduelle de la production d'électricité alimentée au charbon

En novembre 2016, le gouvernement du Canada a annoncé des règles relatives à l'électricité visant l'élimination graduelle de la production d'électricité alimentée au charbon d'ici le 31 décembre 2029. Comme le plan de leadership sur le climat de l'Alberta contient déjà une proposition d'élimination graduelle de la production d'électricité alimentée au charbon d'ici le 31 décembre 2030, ce plan du gouvernement du Canada n'aura vraisemblablement pas de répercussions importantes pour Canadian Utilities.

Taxe sur les émissions de carbone

En octobre 2016, la Chambre des communes du gouvernement du Canada a adopté une motion visant à ratifier l'Accord de Paris sur le climat. Parallèlement, le gouvernement a annoncé que toutes les administrations canadiennes devront avoir mis en place une tarification du carbone d'ici 2018 et a proposé une norme pancanadienne de 10 \$ par tonne de CO₂ d'ici 2018, qui augmenterait de 10 \$ par année pour atteindre 50 \$ par tonne en 2022. Le gouvernement a annoncé son intention de continuer de travailler avec les provinces et les territoires pour faire en sorte que toutes les recettes provenant de la taxe sur le carbone restent sous le contrôle direct des provinces et territoires respectifs.

Réduction des émissions de méthane

Le gouvernement du Canada a annoncé une cible de réduction des émissions de méthane visant à ramener celles-ci à 40 pour cent sous le niveau de 2012 d'ici 2025. L'exposition de la société est limitée en ce qui concerne les entreprises de services publics de l'Alberta, puisque des exigences de mise à niveau du matériel visant à réduire davantage les émissions de méthane devraient être incluses dans la base de tarification dans l'avenir.

AUTRES CHARGES ET PRODUITS

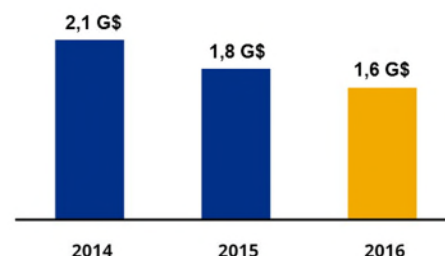
Le tableau suivant présente un résumé financier des autres charges et produits consolidés pour les trimestres et les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015. Ces montants sont présentés selon les IFRS. Ils n'ont pas été ajustés pour tenir compte du calendrier des produits et des charges associés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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre			Exercices clos les 31 décembre		
	2016	2015	Variation	2016	2015	Variation
Charges d'exploitation	426	483	(57)	1 557	1 804	(247)
Coûts liés aux accords de concession de services	69	-	69	69	-	69
Profit sur les ventes d'activités et la réévaluation d'une coentreprise	-	30	(30)	18	30	(12)
Résultat tiré de la participation dans des coentreprises	6	(3)	9	17	12	5
Dotation aux amortissements et pertes de valeur	142	261	(119)	573	642	(69)
Charges financières, montant net	98	79	19	382	289	93
Impôt sur le résultat	88	11	77	236	205	31

CHARGES D'EXPLOITATION

Les charges d'exploitation, qui s'entendent du total des frais et des charges après déduction des coûts liés aux accords de concession de services, de la dotation aux amortissements et des pertes de valeur, ont diminué de 57 M\$ pour le quatrième trimestre et de 247 M\$ pour l'exercice 2016 par rapport aux périodes correspondantes de 2015. La baisse des charges d'exploitation en 2016 s'explique par les démarches de restructuration entreprises par la société en 2015, lesquelles ont débouché sur des initiatives de réduction des coûts touchant l'ensemble des activités de la société. La diminution résulte également de la baisse des coûts du carburant qui a découlé de la vente et de la fermeture de certains actifs secondaires de collecte et de traitement de LGN et de gaz d'ATCO Energy Solutions vers la fin de 2015 et de 2016.

Incidence positive de la réduction des charges d'exploitation sur le résultat de 2016



COÛTS LIÉS AUX ACCORDS DE CONCESSION DE SERVICES

Les coûts liés aux accords de concession de services ont augmenté pour le quatrième trimestre et l'exercice 2016 comparativement aux périodes correspondantes de 2015. La hausse est attribuable aux coûts comptabilisés par APL relativement aux étapes de conception et de planification du projet de 500 kV à Fort McMurray. La comptabilisation d'APL est décrite plus en détail à la note 14 des états financiers annuels de 2016.

PROFIT SUR LES VENTES D'ACTIVITÉS ET LA RÉÉVALUATION D'UNE COENTREPRISE

Pour 2016, le profit sur les ventes résulte de la vente de l'usine d'extraction d'éthane d'Edmonton d'ATCO Energy Solutions au premier trimestre de 2016. Les apports plus importants en 2015 s'expliquent surtout par la réévaluation de la participation d'ATCO Power dans Barking et par la vente de certains actifs secondaires de collecte et de traitement de LGN et de gaz d'ATCO Energy Solutions.

RÉSULTAT TIRÉ DE LA PARTICIPATION DANS DES COENTREPRISES

Le résultat tiré de la participation dans des coentreprises se compose principalement des participations de la société dans plusieurs centrales électriques et dans Strathcona Storage Limited Partnership. Le résultat moins élevé en 2015 était essentiellement attribuable aux coûts associés à l'acquisition d'une participation supplémentaire dans Barking au quatrième trimestre de 2015.

DOTATION AUX AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR

Pour le quatrième trimestre et l'exercice 2016, le montant de la dotation aux amortissements et des pertes de valeur a diminué de 119 M\$ et de 69 M\$, respectivement, par rapport aux périodes correspondantes de 2015. Cette baisse s'explique surtout par les pertes de valeur inscrites en 2015 en raison de la conjoncture de marché défavorable.

CHARGES FINANCIÈRES, MONTANT NET

Le montant net des charges financières a augmenté pour le quatrième trimestre et l'exercice 2016 par rapport aux périodes correspondantes de 2015, en raison surtout des intérêts auparavant incorporés au coût de l'actif qui sont désormais comptabilisés à titre de charge d'intérêts, principalement du fait de l'achèvement du projet de ligne de transport dans l'est de l'Alberta (« EATL ») de 1,8 G\$ au quatrième trimestre de 2015. L'augmentation de la charge d'intérêts résulte également des titres de créance supplémentaires émis pour financer le programme continu d'investissement en capital des entreprises de services publics réglementées.

IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

L'impôt sur le résultat a augmenté pour le quatrième trimestre et l'exercice 2016 par rapport aux périodes correspondantes de 2015, essentiellement en raison de la hausse du résultat avant impôt découlant des investissements en capital continus et de la croissance de la base de tarification des entreprises de services publics réglementées de même que des initiatives de réduction des coûts touchant l'ensemble des activités de la société.

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.

NOTATIONS

Les notations sont importantes pour les coûts de financement et la capacité de mobiliser des fonds de la société. La société entend maintenir d'excellentes cotes de solvabilité pour avoir un accès efficace et économique aux fonds requis pour ses activités et sa croissance.

En juillet 2016, l'agence de notation Standard and Poor's (« S&P ») a confirmé sa notation de la société, soit A avec perspectives négatives. En août 2016, DBRS Limited a confirmé sa notation de la société, soit A avec perspectives stables.

En octobre 2016, S&P a confirmé sa notation de A- avec perspectives négatives pour les titres de créance d'ATCO Gas Australia.

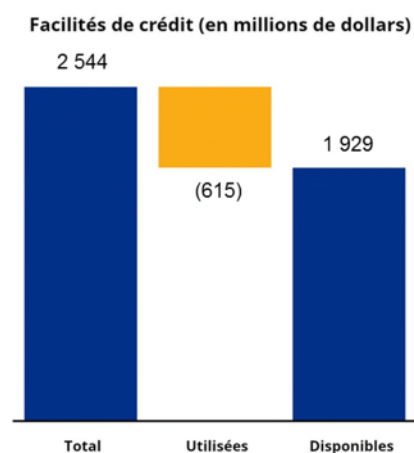
FACILITÉS DE CRÉDIT

Au 31 décembre 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	2 237	479	1 758
Facilités non engagées	307	136	171
Total	2 544	615	1 929

Des facilités de crédit totales de 2 544 M\$, une tranche de 307 M\$ correspond à des facilités de crédit non engagées pour lesquelles aucune date d'échéance n'est fixée. Le solde de 2 237 M\$ représente des facilités de crédit engagées, dont une tranche de 600 M\$ vient à échéance vers la fin de 2018. Pour les autres facilités de crédit, les dates d'échéance s'échelonnent entre 2019 et 2020 et peuvent être prorogées au gré des prêteurs.

La majeure partie du montant de 615 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.

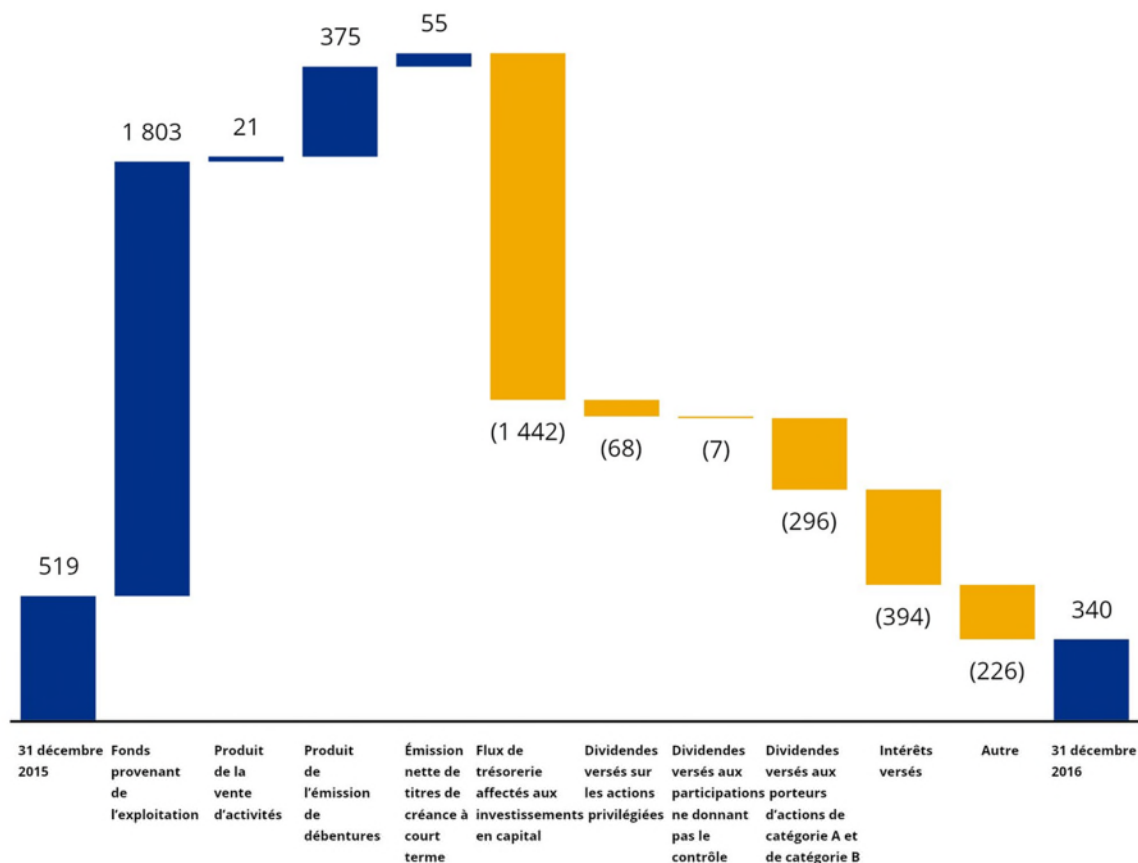


FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

Au 31 décembre 2016, la société détenait un montant de 340 M\$ en trésorerie, en baisse de 179 M\$ par rapport à 2015. Le tableau suivant montre les principales variations :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre			Exercices clos les 31 décembre		
	2016	2015	Variation	2016	2015	Variation
Fonds provenant de l'exploitation	586	341	245	1 803	1 532	271
Produit de la vente d'activités	-	7	(7)	21	7	14
Produit de l'émission de débentures	375	250	125	375	650	(275)
(Remboursement) émission de titres de créance à court terme, montant net	(320)	-	(320)	55	-	55
Flux de trésorerie affectés aux investissements en capital	(428)	(610)	182	(1 442)	(1 819)	377
Émission d'actions privilégiées	-	-	-	-	375	(375)
Dividendes versés sur les actions privilégiées	(17)	(17)	-	(68)	(56)	(12)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(1)	(2)	1	(7)	(8)	1
Dividendes versés aux porteurs d'actions de catégorie A et de catégorie B	(74)	(53)	(21)	(296)	(213)	(83)
Intérêts versés	(107)	(100)	(7)	(394)	(369)	(25)
Autre	(91)	125	(216)	(226)	73	(299)
(Diminution) augmentation de la trésorerie	(77)	(59)	(18)	(179)	172	(351)

Variations des flux de trésorerie consolidés en 2016
(en millions de dollars)



Fonds provenant de l'exploitation

Les fonds provenant de l'exploitation se sont établis à 586 M\$ pour le quatrième trimestre et à 1 803 M\$ pour l'exercice 2016, par rapport à 341 M\$ et à 1 532 M\$, respectivement, pour les périodes correspondantes de 2015. Cette augmentation découle essentiellement de la hausse du résultat attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B traduisant les investissements en capital et l'accroissement de la base de tarification des entreprises de services publics réglementées ainsi que les initiatives de réduction des coûts touchant l'ensemble des activités.

Flux de trésorerie affectés aux investissements en capital

Les flux de trésorerie affectés aux investissements en capital se sont chiffrés à 428 M\$ pour le quatrième trimestre et à 1 442 M\$ pour l'exercice 2016, comparativement à 610 M\$ et à 1 819 M\$ pour les périodes correspondantes de 2015. Ces diminutions découlent de la réduction prévue et annoncée antérieurement des dépenses en immobilisations affectées au transport d'électricité par rapport à un an plus tôt, en raison surtout de l'achèvement du projet de LTEA au quatrième trimestre de 2015.

Le tableau suivant présente les investissements en capital pour les trimestres et les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre			Exercices clos les 31 décembre		
	2016	2015	Variation	2016	2015	Variation
Électricité						
ATCO Electric Distribution	83	100	(17)	267	355	(88)
ATCO Electric Transmission	43	141	(98)	203	471	(268)
ATCO Power ¹⁾	24	23	1	108	85	23
Alberta PowerLine	26	9	17	69	24	45
Total – Électricité	176	273	(97)	647	935	(288)
Pipelines et liquides						
ATCO Gas	92	100	(8)	336	331	5
ATCO Pipelines	115	127	(12)	252	257	(5)
ATCO Gas Australia	27	23	4	90	80	10
Investissements en capital des entreprises non réglementées ²⁾	17	82	(65)	112	207	(95)
Total – Pipelines et liquides	251	332	(81)	790	875	(85)
Siège social et autres activités	1	5	(4)	5	9	(4)
Total ^{3) 4)}	428	610	(182)	1 442	1 819	(377)

1) Compte tenu des dépenses en immobilisations dans des coentreprises d'ATCO Power Australia de 6 M\$ pour le quatrième trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2016 (néant en 2015).

2) Les investissements en capital des entreprises non réglementées comprennent ceux d'ATCO Pipelines Mexico et d'ATCO Energy Solutions.

3) Compte tenu des dépenses en immobilisations des coentreprises de 12 M\$ et de 62 M\$ pour le quatrième trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2016 (19 M\$ et 51 M\$ en 2015).

4) 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\$ et de 18 M\$ pour le quatrième trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2016 (20 M\$ et 97 M\$ en 2015).

Émissions et remboursements de titres de créance

Le 19 novembre 2016, CU Inc. a émis des débentures à 3,763 pour cent d'une durée de 30 ans totalisant 375 M\$. Le produit de cette émission a servi à financer des investissements en capital importants, à rembourser des dettes existantes et à d'autres fins générales des entreprises de services publics de l'Alberta.

Prospectus préalables de base

Débentures et actions privilégiées de CU Inc.

Le 16 mai 2016, CU Inc. a déposé un prospectus préalable de base lui permettant d'émettre des débentures totalisant au plus 1,5 G\$ pendant la durée de 25 mois du prospectus. En date du 1^{er} mars 2017, les émissions de débentures totalisaient 375 M\$.

Le 1^{er} juin 2016, le taux de dividende annuel des actions privilégiées rachetables à dividende cumulatif, série 4, de CU Inc. a été ramené de 3,80 pour cent à 2,24 pour cent pour la prochaine période de cinq ans.

Titres de créance et actions privilégiées de Canadian Utilities

Le 12 avril 2016, Canadian Utilities 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 six 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 trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2016 ont totalisé 74 M\$ et 296 M\$, respectivement. Le 12 janvier 2017, le conseil d'administration a déclaré un dividende de 35,75 cents par action pour le premier trimestre. Les dividendes sont versés au gré du conseil d'administration, en fonction de la situation financière de la société et d'autres facteurs.

**Hausse de 10 %
du dividende
trimestriel pour la
sixième année
de suite**

Régime de réinvestissement des dividendes

Au quatrième trimestre de 2016, la société a émis 395 544 actions de catégorie A sans droit de vote aux termes de son RRD en remplacement du versement de dividendes au comptant de 14 M\$.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016, la société a émis 1 484 241 (2 792 302 en 2015) actions de catégorie A sans droit de vote aux termes de son RRD en remplacement du versement de dividendes au comptant de 52 M\$ (99 M\$ en 2015).

CAPITAL-ACTIONS

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

En date du 1^{er} mars 2017, 194 290 102 actions de catégorie A et 74 265 683 actions de catégorie B de la société étaient en circulation, et des options visant l'achat de 780 850 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, 5 360 750 actions de catégorie A pouvaient être émises au 31 décembre 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

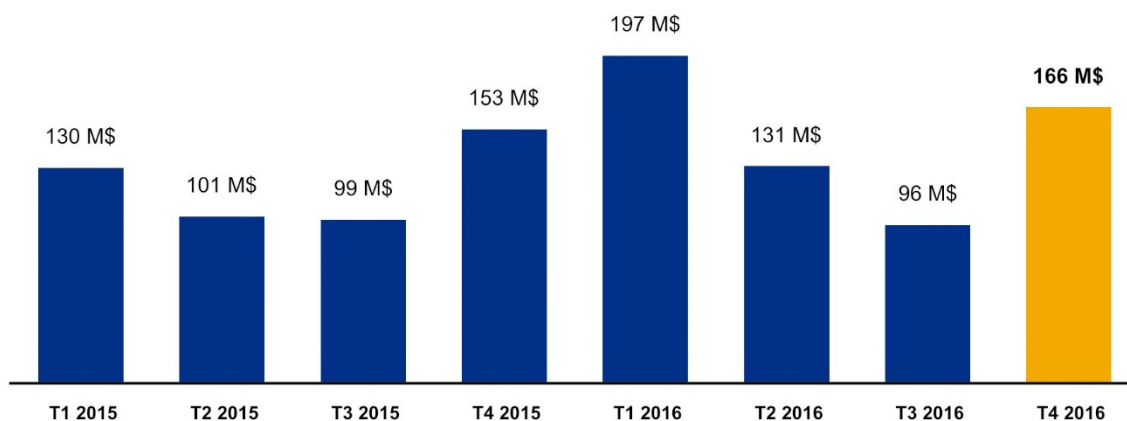
Le tableau suivant présente les informations financières des huit trimestres clos du 31 mars 2015 au 31 décembre 2016.

<i>(en millions de dollars, sauf les données par action)</i>	T1 2016	T2 2016	T3 2016	T4 2016
Produits des activités ordinaires	851	756	778	1 014
Résultat attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B	192	108	124	196
Résultat par action de catégorie A et de catégorie B <i>(en dollars)</i>	0,66	0,34	0,40	0,67
Résultat dilué par action de catégorie A et de catégorie B <i>(en dollars)</i>	0,65	0,34	0,40	0,67
Résultat ajusté				
Électricité	102	102	87	111
Pipelines et liquides	105	43	26	81
Siège social et autres activités et éliminations intersectorielles	(10)	(14)	(17)	(26)
Total du résultat ajusté	197	131	96	166

<i>(en millions de dollars, sauf les données par action)</i>	T1 2015	T2 2015	T3 2015	T4 2015
Produits des activités ordinaires	918	780	705	861
Résultat attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B	174	43	89	46
Résultat par action de catégorie A et de catégorie B <i>(en dollars)</i>	0,61	0,12	0,28	0,11
Résultat dilué par action de catégorie A et de catégorie B <i>(en dollars)</i>	0,61	0,12	0,28	0,10
Résultat ajusté				
Électricité	66	98	95	63
Pipelines et liquides	75	13	17	84
Siège social et autres activités et éliminations intersectorielles	(11)	(10)	(13)	6
Total du résultat ajusté	130	101	99	153

Résultat ajusté

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 d'ordre réglementaire concernant les services publics et du cycle de demande pour les produits et services d'hébergement des travailleurs et de location d'espaces. Les résultats financiers de 2016 reflètent l'amélioration du résultat attribuable aux initiatives de réduction des coûts touchant l'ensemble des activités.



Électricité

Le résultat ajusté du secteur Électricité reflète les importants investissements en capital réalisés par les entreprises de services publics réglementées au cours des huit derniers trimestres. Ces investissements, 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 d'ordre réglementaire importantes ont été rendues, les prix de l'Alberta Power Pool et les différentiels de prix. Le résultat du premier trimestre de 2015 tient 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 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 en 2016 rend essentiellement compte des investissements en capital continus et de l'augmentation de la base de tarification ainsi que des initiatives de réduction des coûts touchant l'ensemble des activités. La diminution du résultat du troisième trimestre de 2016 découle de l'incidence financière de la décision concernant la demande générale de hausse tarifaire.

Pipelines et liquides

Le résultat ajusté du secteur Pipelines et liquides rend compte des importants investissements en capital effectués 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 d'ordre réglementaire importantes ont été rendues, les variations saisonnières et les prix des marchandises. Le résultat du 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 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 de 2015. La hausse du résultat au quatrième trimestre de 2015 et au premier semestre de 2016 rend compte des investissements en capital continus, de l'accroissement de la base de tarification et de la clientèle ainsi que des initiatives de réduction des coûts touchant l'ensemble des activités. La hausse du résultat au quatrième trimestre de 2016 rend compte des investissements en capital continus, de l'accroissement de la base de tarification et de la clientèle ainsi que des initiatives de réduction des coûts touchant l'ensemble des activités.

Résultat attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B

Le résultat attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B 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 quatrième trimestre de 2016, la société a ajusté l'actif d'impôt différé qui a été comptabilisé par suite d'une perte de valeur du projet de pipeline de Tula. L'ajustement de 9 M\$ est attribuable à l'écart entre la monnaie utilisée aux fins de l'impôt, soit le peso mexicain, et la monnaie fonctionnelle, soit le dollar américain;
- au premier trimestre de 2016, Canadian Utilities 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 un montant de 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;
- 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 a été exclu du résultat ajusté.

RISQUES COMMERCIAUX ET GESTION DU RISQUE

Il incombe au conseil d'administration de la société de comprendre les principaux risques associés aux activités qu'exerce la société. Le conseil doit également atteindre un équilibre prudent entre les risques pris et le rendement potentiel pour les actionnaires. Il doit confirmer que des contrôles existent pour surveiller et gérer efficacement ces risques dans l'optique de la viabilité à long terme de la société.

Le conseil a constitué un comité de l'audit et des risques, qui passe en revue les risques importants associés au rendement futur et à la croissance. Ce comité est chargé de confirmer que la direction a mis en place des mesures pour atténuer les risques cernés.

Risque commercial : Investissements en capital	
Entreprises touchées :	Stratégies associées :
• Toutes les entreprises	• Croissance • Santé financière
Description et contexte	Approche de gestion des risques
La société fait face aux risques normaux associés aux grands projets de dépenses en immobilisations, notamment le risque de retard et de dépassement des coûts.	La société tente d'atténuer les risques de retard et de dépassement de coûts au moyen d'une planification soigneuse, de bonnes pratiques en matière d'approvisionnement et de la conclusion de contrats à long terme, lorsqu'elle le peut. Les investissements en capital d'ATCO Gas Australia sont planifiés et approuvés par l'autorité de réglementation. Les investissements en capital prévus des entreprises de services publics de l'Alberta s'appuient sur les principales hypothèses suivantes : les projets déterminés par l'AESO iront de l'avant comme prévu actuellement; les autres investissements en capital prévus sont nécessaires pour maintenir un service sûr et fiable et pour répondre à la croissance prévue dans les zones desservies par les entreprises de services publics de l'Alberta; l'approbation des projets d'investissement par les autorités de réglementation peut être obtenue en temps voulu; et la société conservera un accès continu aux financements sur les marchés financiers. La société estime que ces hypothèses sont raisonnables.

Risque commercial : Risque de crédit**Entreprises touchées :**

- Toutes les entreprises

Stratégies associées :

- Santé financière

Description et contexte

En ce qui concerne la trésorerie et les équivalents de trésorerie ainsi que les créances d'exploitation, le risque de crédit correspond à leur valeur comptable inscrite à l'état consolidé de la situation financière. Le risque de crédit associé aux dérivés, aux créances au titre des contrats de location et à la créance au titre d'un accord de concession de services découle de la possibilité qu'une contrepartie à un contrat manque aux obligations prévues à ce contrat. L'exposition maximale au risque de crédit correspond à la valeur comptable des prêts et créances et des instruments financiers dérivés.

Approche de gestion des risques

La société atténue le risque de crédit relatif à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie au moyen de placements en instruments émis par des institutions financières solvables et en instruments à court terme émis par le gouvernement fédéral. La société réduit au minimum ce risque en faisant affaire avec des contreparties solvables de grande envergure dotées de politiques d'approbation de crédit établies. Une part importante des prêts et créances se rapporte aux activités de la société en Alberta, sauf la créance sur le contrat de location de la centrale de Karratha en Australie. Le risque de crédit associé aux créances d'exploitation est atténué grâce au maintien d'une clientèle vaste et diversifiée et à la sûreté relative au crédit au moyen, par exemple, de lettres de crédit. Les entreprises de services publics de l'Alberta peuvent également recouvrer un montant estimatif au titre des créances douteuses par l'intermédiaire des tarifs facturés aux clients et peuvent demander le recouvrement, également par l'intermédiaire des tarifs facturés aux clients, de toute perte attribuable aux détaillants qui dépasse le montant couvert par la sûreté fournie par le détaillant conformément à la réglementation provinciale.

Risque commercial : Cybersécurité**Entreprises touchées :**

- Toutes les entreprises

Stratégies associées :

- Excellence opérationnelle
- Innovation

Description et contexte

La dépendance de la société à la technologie, qui soutient ses systèmes d'information et de contrôle industriel, l'expose à des risques de cyberattaques pouvant comprendre l'accès non autorisé à des informations confidentielles et la mise hors service d'infrastructures critiques.

Approche de gestion des risques

Canadian Utilities a établi un programme de cybersécurité à l'échelle de l'entreprise qui englobe tous les actifs technologiques et suit les meilleures pratiques de l'industrie. Le programme de cybersécurité comprend l'utilisation de contrôles d'accès en couches, la surveillance continue, la détection des menaces réseau et des mesures d'intervention coordonnées en cas d'incident par l'entremise d'un centre d'intervention en technologies de l'information. La gestion de la cybersécurité au sein de la société est regroupée au sein d'une structure commune pour accroître l'efficacité et la conformité dans l'ensemble de la société.

Risque commercial : Risque associé au prix de l'énergie**Entreprises touchées :**

- ATCO Power
- ATCO Energy Solutions

Stratégies associées :

- Santé financière

Description et contexte

Le résultat d'ATCO Power est influencé par la volatilité des prix à court terme. Les variations de la marge de réserve d'énergie (offre d'électricité par rapport à la demande) et des prix du gaz naturel peuvent provoquer la volatilité des prix de l'Alberta Power Pool et des différentiels de prix correspondants. La volatilité des prix résulte de plusieurs facteurs clés, dont la demande et l'offre d'électricité, principalement en provenance des centrales alimentées au charbon et des parcs éoliens de l'Alberta. L'installation de stockage de gaz naturel d'ATCO Energy Solutions à Carbon, en Alberta, est également exposée à des risques relatifs aux différentiels de prix liés au stockage.

Approche de gestion des risques

Dans la conduite de ses activités, la société peut recourir à divers instruments, dont des contrats à terme, des swaps et des options, pour gérer les risques découlant des fluctuations des prix des marchandises. La société conclut des contrats d'achat de gaz naturel et des contrats de vente d'électricité à terme qui servent d'instruments de couverture aux fins de la gestion de l'exposition aux fluctuations des prix du marché de l'électricité et du gaz naturel. Ces instruments ne sont utilisés qu'à des fins de gestion des risques et d'optimisation de la capacité marchande disponible.

Risque commercial : Risque de financement**Entreprises touchées :**

- Toutes les entreprises

Stratégies associées :

- Santé financière

Description et contexte

Le risque de financement de la société se rapporte à la volatilité des prix et à la disponibilité du financement externe requis pour financer le programme de dépenses en immobilisations et refinancer les dettes existantes à leur échéance. Le risque de financement est directement influencé par le marché. En fonction de l'évolution de la conjoncture des marchés des capitaux, ces facteurs de risque sont susceptibles d'influer sur la disponibilité des capitaux et sur les coûts de financement qui s'y rattachent.

Approche de gestion des risques

Pour atténuer ce risque, la société gère la structure de son capital de manière à maintenir des notations élevées qui lui assurent un accès continu aux marchés financiers. La société juge également prudent de conserver des liquidités suffisantes pour financer ses besoins de trésorerie pour environ un exercice afin de maintenir une grande marge de manœuvre financière. Ces 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.

Risque commercial : Risque de change**Entreprises touchées :**

- Structures & Logistics
- ATCO Gas Australia
- ATCO Power Australia
- ATCO Pipelines Mexico

Stratégies associées :

- Santé financière

Description et contexte

La société est exposée aux fluctuations des taux de change à l'égard des résultats et des valeurs comptables de ses établissements à l'étranger. La société est également exposée au risque de change associé aux transactions libellées en monnaies étrangères.

Approche de gestion des risques

Dans la conduite de ses activités, la société peut recourir à divers instruments, dont des contrats à terme, des swaps et des options, pour gérer les risques découlant des fluctuations des taux de change. Ces instruments ne sont utilisés qu'à des fins de gestion des risques, et non à des fins de négociation. L'effet du change est en partie neutralisé par le financement libellé en monnaies étrangères et par les activités de couverture. Les produits des activités ordinaires et les charges établis dans des monnaies fonctionnelles autres que le dollar canadien sont convertis aux taux de change mensuels moyens de la période. Les profits et les pertes découlant de la conversion des actifs et passifs des établissements à l'étranger sont pris en compte dans les écarts de conversion inscrits au titre du cumul des autres éléments du résultat global dans les états financiers annuels de 2016. La société gère ce risque par le truchement de sa politique d'appariement des produits des activités ordinaires et des charges dans la même monnaie. Lorsque cela n'est pas possible, la société emploie des contrats de change à terme pour gérer le risque.

Risque commercial : Risque lié à l'équipement de production d'électricité et à la technologie**Entreprises touchées :**

- ATCO Power
- ATCO Power Australia

Stratégies associées :

- Santé financière
- Excellence opérationnelle

Description et contexte

Les centrales de production d'électricité d'ATCO Power et d'ATCO Power Australia sont exposées à des risques d'exploitation qui pourraient provoquer des pannes découlant, par exemple, de défaillances de chaudières, de turbines ou de génératrices. Une panne prolongée pourrait avoir une incidence négative sur le résultat et les flux de trésorerie. Si une centrale n'atteint pas les cibles de disponibilité ou de production établies dans l'EAE ou un autre contrat à long terme, la société peut être tenue de dédommager l'acheteur pour le manque de disponibilité de la production.

Approche de gestion des risques

Afin d'atténuer ce risque, un programme proactif d'entretien est régulièrement mis en œuvre et comprend des interruptions prévues pour des révisions générales et d'autres activités d'entretien. De plus, la société a souscrit des assurances sur les biens et contre les interruptions des activités de ses centrales électriques afin de se protéger contre le risque de pannes prolongées. Les EAE sont conçues de manière à prévoir des clauses de force majeure pour les pannes de centrales réglementées qui dépasseraient les durées prescrites ou qui surviendraient dans des circonstances particulières.

Risque commercial : Risque de taux d'intérêt**Entreprises touchées :**

- Toutes les entreprises

Stratégies associées :

- Santé financière

Description et contexte

Le risque de taux d'intérêt auquel est exposée la société découle en grande partie de sa dette à long terme avec et sans recours à des taux variables, ainsi que de la trésorerie et des équivalents de trésorerie. La société assume également un risque à l'égard des fluctuations de taux d'intérêt qui se produisent après la date d'échéance des placements à taux fixe.

Approche de gestion des risques

Dans la conduite de ses activités, la société peut recourir à divers instruments, dont des contrats à terme, des swaps et des options, pour gérer les risques découlant des fluctuations des taux d'intérêt. Ces instruments ne sont utilisés qu'à des fins de gestion des risques, et non à des fins de négociation. La société a converti certaines dettes à long terme et dettes à long terme sans recours portant intérêt à des taux variables en dettes à taux fixe au moyen de swaps de taux d'intérêt. Au 31 décembre 2016, 100 pour cent (99 pour cent en 2015) des dettes à long terme et des dettes à long terme sans recours totales de la société portaient intérêt à des taux fixes, soit directement, soit par l'intermédiaire de swaps de taux d'intérêt. Par conséquent, l'exposition au risque de fluctuation des flux de trésorerie futurs associés aux dettes par suite de variations des taux d'intérêt du marché est limitée. La trésorerie et les équivalents de trésorerie de la société comprennent des instruments à taux fixe assortis d'échéances de 90 jours ou moins en général qui sont réinvestis à l'échéance.

Risque commercial : Intégrité des pipelines**Entreprises touchées :**

- ATCO Gas
- ATCO Gas Australia
- ATCO Pipelines

Stratégies associées :

- Excellence opérationnelle
- Engagement dans les collectivités

Description et contexte

ATCO Gas, ATCO Pipelines et ATCO Gas Australia possèdent une infrastructure de pipelines importante. Bien que la probabilité de rupture d'un pipeline soit très faible, les conséquences d'un tel événement pourraient être graves.

Approche de gestion des risques

Des programmes sont en place pour surveiller l'intégrité de l'infrastructure de pipelines et remplacer des pipelines au besoin pour des raisons de sécurité, de fiabilité et de croissance future, notamment les programmes de RPU d'ATCO Gas et d'ATCO Pipelines et les programmes de remplacement des conduites principales d'ATCO Gas et d'ATCO Gas Australia. De plus, la société a souscrit des assurances sur les biens et une assurance responsabilité civile.

Risque commercial : Activités réglementées**Entreprises touchées :**

- ATCO Electric Distribution
- ATCO Electric Transmission
- ATCO Gas
- ATCO Pipelines
- ATCO Gas Australia

Stratégies associées :

- Croissance
- Santé financière
- Excellence opérationnelle

Description et contexte

Les entreprises de services publics réglementées font face aux risques auxquels sont ordinairement exposées les sociétés réglementées, notamment l'approbation par l'autorité de réglementation des tarifs facturés aux clients permettant de recouvrer de façon raisonnable et en temps opportun les coûts associés à la prestation des services, y compris un juste rendement sur la base de tarification. Ces risques s'entendent aussi de la possibilité que les coûts engagés soient refusés par l'autorité de réglementation. Les activités d'ATCO Electric Distribution et d'ATCO Gas sont régies par la réglementation fondée sur le rendement (« RFR »). Selon la RFR, les produits des activités ordinaires des entreprises de services publics sont établis d'après une formule, ce qui crée une incertitude quant au recouvrement des coûts.

Approche de gestion des risques

Les entreprises de services publics réglementées soumettent des prévisions dans le cadre du processus d'établissement des tarifs afin de recouvrer les coûts de prestation des services et de dégager un taux de rendement équitable. La détermination d'un taux de rendement équitable sur la composante capitaux propres en actions ordinaires de la base de tarification est établie dans le cadre d'une procédure concernant le coût générique du capital en Alberta et l'entente d'accès en Australie. Les entreprises de services publics réglementées suivent constamment l'évolution des décisions d'ordre réglementaire et des causes afin d'en évaluer l'incidence éventuelle sur les demandes réglementaires de la société visant le recouvrement des coûts prudents. Les entreprises de services publics réglementées font preuve d'une prudence proactive et recherchent sans cesse des moyens de réduire leurs charges d'exploitation sans diminuer leurs niveaux de service.

Risque commercial : Risque de liquidité**Entreprises touchées :**

- Toutes les entreprises

Stratégies associées :

- Santé financière

Description et contexte

Le risque de liquidité s'entend du risque que la société ne soit pas en mesure d'honorer ses obligations financières.

Approche de gestion des risques

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation comblent une part importante des besoins de liquidités de la société. Pour satisfaire ses besoins de liquidités supplémentaires, la société a recours à ses soldes de trésorerie existants, à des emprunts bancaires et à l'émission de titres de créance à long terme, de titres de créance à long terme sans recours et d'actions privilégiées. La société a recours aux billets de trésorerie et aux emprunts bancaires à court terme disponibles aux termes de ses facilités de crédit afin de se donner la marge de manœuvre dont elle a besoin pour respecter l'échéancier des emprunts à long terme et s'acquitter des montants à payer sur ceux-ci. La société a pour ligne de conduite de ne placer aucun solde de trésorerie dans des titres adossés à des créances mobilières. Au 31 décembre 2016, la société détenait un montant de 340 M\$ en trésorerie et avait accès à des facilités de crédit engagées et non engagées d'environ 1,9 G\$ qui pouvaient servir aux fins des besoins généraux.

Le risque de liquidité (analysé dans le tableau des risques commerciaux et de la gestion des risques qui précède) tient compte des obligations financières contractuelles que la société réglera au moyen des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, des soldes de trésorerie existants et de financement externe, au besoin. Le tableau suivant présente les obligations contractuelles de la société pour les cinq prochains exercices et par la suite.

(en millions de dollars)	2017	2018	2019	2020	2021	2022 et par la suite
Passifs financiers						
Dette bancaire	5					
Dettes d'exploitation et charges à payer	605	-	-	-	-	-
Dette à court terme	55	-	-	-	-	-
Dette à long terme :						
Capital	155	8	1 142	162	160	6 635
Charge d'intérêts ¹⁾	392	384	367	328	310	6 336
Dette à long terme sans recours :						
Capital	14	15	15	14	11	30
Charge d'intérêts	7	6	5	4	3	4
Instruments dérivés ²⁾	2	4	5	5	-	-
	1 235	417	1 534	513	484	13 005
Engagements						
Contrats de location simple	26	28	14	13	12	14
Obligations d'achat :						
Contrats d'achat de charbon	64	67	70	72	75	145
Contrats d'exploitation et d'entretien	289	286	250	104	101	326
Dépenses en immobilisations	590	557	118	-	-	-
Autre	8	-	-	-	-	-
	977	938	452	189	188	485
Total	2 212	1 355	1 986	702	672	13 490

1) Les paiements d'intérêts sur la dette à taux variable ont été estimés au moyen des taux en vigueur au 31 décembre 2016. Les paiements d'intérêts sur la dette qui faisait l'objet d'une couverture ont été estimés au moyen des taux couverts.

2) Les paiements liés aux instruments dérivés en cours ont été estimés selon les taux de change et les prix des marchandises en vigueur au 31 décembre 2016.

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR ET MESURES CONFORMES AUX PCGR SUPPLÉMENTAIRES

Les fonds provenant de l'exploitation correspondent aux flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement et la variation de la créance au titre d'accords de concession de services. De l'avis de la direction, les fonds provenant de l'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. La mesure des fonds provenant de l'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. Un rapprochement des fonds provenant de l'exploitation et des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation figure plus loin dans le présent rapport de gestion.

Le résultat ajusté s'entend du résultat attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B, 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 actions de catégorie A et de catégorie B 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 annuels de 2016.

Les investissements en capital s'entendent des fonds affectés aux dépenses en immobilisations et aux accords de concession de services. Les dépenses en immobilisations comprennent 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 inscrits au coût des actifs 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 ACTIONS DE CATÉGORIE A ET DE CATÉGORIE B

Le résultat ajusté s'entend du résultat attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B, 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 décembre
2016					Chiffres consolidés
2015	Électricité	Pipelines et liquides	Siège social et autres activités	Éliminations intersectorielles	
Produits des activités ordinaires	551	454	38	(29)	1 014
	464	412	17	(32)	861
Résultat ajusté	111	81	(26)	-	166
	63	84	5	1	153
Profit sur les ventes d'activités et la réévaluation d'une coentreprise	-	-	-	-	-
	19	4	4	-	27
Coûts de restructuration	-	-	-	-	-
	(25)	(34)	(14)	-	(73)
Pertes de valeur	-	(9)	-	-	(9)
	(26)	(66)	(11)	-	(103)
Activités à tarifs réglementés	5	15	-	2	22
	33	(9)	-	1	25
Dividendes sur les actions privilégiées de Canadian Utilities Limited	1	-	16	-	17
	1	-	16	-	17
Résultat attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B	117	87	(10)	2	196
	65	(21)	-	2	46

(en millions de dollars)		Exercices clos les 31 décembre			
2016					
2015	Électricité	Pipelines et liquides	Siège social et autres activités	Éliminations intersectorielles	Chiffres consolidés
Produits des activités ordinaires	1 877	1 496	109	(83)	3 399
	1 771	1 525	49	(81)	3 264
Résultat ajusté	402	255	(69)	2	590
	322	189	(29)	1	483
Profit sur les ventes d'activités et la réévaluation d'une coentreprise	-	13	-	-	13
	19	4	4	-	27
Coûts de restructuration	-	-	-	-	-
	(32)	(36)	(14)	-	(82)
Pertes de valeur	-	(9)	-	-	(9)
	(26)	(66)	(15)	-	(107)
Activités à tarifs réglementés	(8)	(41)	-	7	(42)
	(10)	(18)	-	3	(25)
Dividendes sur les actions privilégiées de Canadian Utilities Limited	3	1	64	-	68
	3	1	52	-	56
Résultat attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B	397	219	(5)	9	620
	276	74	(2)	4	352

PROFIT SUR LA VENTE D'ACTIVITÉS ET LA RÉÉVALUATION D'UNE COENTREPRISE

Électricité

En 2015, la société a porté de 50 pour cent à 100 pour cent sa participation dans Thames Power Limited (« TPL »). TPL détient une participation de 51 pour cent dans Barking Power Limited. La contrepartie en trésorerie pour cet achat s'est chiffrée à 25 M\$. L'acquisition a donné lieu à un profit de 19 M\$ sur la réévaluation de la participation existante dans les terrains de Barking. Cette transaction a été réalisée afin de placer ATCO Power dans une position stratégique pour saisir des occasions futures sur le marché du Royaume-Uni, notamment la réhabilitation potentielle du site existant de Barking si cela devient possible sur le plan économique dans les prochaines années.

Pipelines et liquides

En 2016, par suite d'une évaluation régulière de la conjoncture et des perspectives économiques, la société a vendu sa participation de 51,3 pour cent dans l'usine d'extraction d'éthane d'Edmonton. Le produit de 21 M\$ tiré de la vente a donné lieu à un profit non récurrent de 13 M\$. Le produit de la vente servira à poursuivre la croissance des dépenses en immobilisations liées aux infrastructures hydrauliques industrielles et au stockage d'hydrocarbures dans le cœur industriel de l'Alberta.

En 2015, la société a vendu certains actifs non essentiels de collecte et de traitement du gaz naturel pour un produit de 7 M\$ en trésorerie, ce qui a donné lieu à un profit de 4 M\$.

COÛTS DE RESTRUCTURATION

En 2015, la société a comptabilisé des coûts de restructuration de 82 M\$. Ces coûts se rapportaient principalement à des réductions des effectifs et aux indemnités de cessation d'emploi connexes ainsi qu'à la restructuration d'un contrat d'approvisionnement en carburant d'ATCO Power. Ces coûts ont été engagés afin de préserver la position concurrentielle de la société tout en continuant d'offrir un service sécuritaire et fiable à ses clients.

PERTES DE VALEUR

Électricité

En 2015, la société a comptabilisé des pertes de valeur de 26 M\$ au titre des actifs de production d'électricité des unités 3 et 4 de Battle River. La société a déterminé que la valeur comptable nette de ces actifs n'était pas recouvrable aux fins comptables en raison des nouvelles normes en matière d'émissions et de la nouvelle tarification du carbone annoncées en 2015 en vue de l'élimination graduelle de la production d'électricité au charbon qui influent sur les coûts liés aux émissions, ainsi que de la faiblesse actuelle du marché de l'électricité en Alberta.

Pipelines et liquides

En 2016, la société a ajusté l'actif d'impôt différé qui a été comptabilisé par suite d'une perte de valeur du projet de pipeline de Tula. L'ajustement de 9 M\$ est attribuable à l'écart entre la monnaie utilisée aux fins de l'impôt, soit le peso mexicain, et la monnaie fonctionnelle, soit le dollar américain.

En 2015, la société a comptabilisé une perte de valeur de 59 M\$ au titre du projet de pipeline de Tula au Mexique. La société a déterminé que ces travaux de construction en cours avaient subi une perte de valeur puisque les coûts d'accès au terrain sont sensiblement plus élevés que prévu initialement.

En 2015, la société a comptabilisé des pertes de valeur de 7 M\$ au titre de certaines installations de traitement du gaz. La société a déterminé que la valeur comptable de ces actifs dépassait leur valeur recouvrable en raison de la baisse importante et prolongée des prix des marchandises qui a entraîné une réduction des flux de trésorerie futurs prévus.

Siège social et autres activités

En 2015, la société a comptabilisé des pertes de valeur de 15 M\$ liées aux actifs de location disponibles et aux logements pour les travailleurs en Amérique du Nord et en Australie du secteur Structures et logistique. Cette perte de valeur était attribuable à la réduction soutenue du nombre de locaux sous contrat et des tarifs de location ainsi qu'à la diminution du taux d'utilisation et des tarifs de location en raison de la faiblesse persistante des prix des marchandises et de la diminution des dépenses en immobilisations des principaux clients.

ACTIVITÉS À TARIFS RÉGLEMENTÉS

À l'heure actuelle, les IFRS ne contiennent pas de directives précises que la société peut adopter concernant les entités à tarifs réglementés. Vu l'absence de directives, les entreprises de services publics ne comptabilisent pas les actifs et les passifs liés aux activités à tarifs réglementés comme pourraient le prescrire les décisions d'ordre réglementaire. Les entreprises de services publics constatent plutôt les produits des activités ordinaires en résultat lorsque les montants sont facturés aux clients, conformément à la structure tarifaire autorisée par l'organisme de réglementation. Les coûts et les charges d'exploitation sont constatés lorsqu'ils sont engagés. Les coûts engagés dans le cadre de la construction d'un actif satisfaisant aux critères de comptabilisation d'un actif sont incorporés au coût des immobilisations corporelles ou incorporelles correspondantes.

En conséquence, la société utilise les normes publiées par le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») des États-Unis comme autre source de principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») pour comptabiliser les activités à tarifs réglementés aux fins de l'information financière fournie à l'interne au principal décideur opérationnel. Le principal décideur opérationnel est d'avis que le résultat présenté conformément aux normes du FASB représente mieux le résultat d'exploitation lié aux activités à tarifs réglementés de la société. Par conséquent, la société présente le résultat ajusté selon ce référentiel dans ses informations sectorielles. Les normes de comptabilité des activités à tarifs réglementés influent sur le moment où certains produits des activités ordinaires et certaines charges sont comptabilisés comparativement aux activités à tarifs non réglementés, afin de refléter adéquatement l'incidence économique sur les produits des activités ordinaires des décisions des organismes de réglementation.

Le tableau suivant présente les ajustements apportés au résultat aux termes de la comptabilité des activités à tarifs réglementés.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre			Exercices clos les 31 décembre		
	2016	2015	Variation	2016	2015	Variation
Produits supplémentaires facturés au cours de la période considérée						
Frais futurs d'enlèvement et de remise en état des lieux ¹⁾	9	8	1	60	35	25
Charges financières relatives aux grands projets d'immobilisations liés au transport ²⁾	-	13	(13)	-	62	(62)
Produits à facturer au cours d'une période ultérieure						
Impôt différé ³⁾	(20)	(21)	1	(90)	(162)	72
Incidence des températures sur les produits ⁴⁾	-	(8)	8	(28)	(20)	(8)
Incidence de l'inflation sur la base de tarification ⁵⁾	(1)	(2)	1	(10)	(11)	1
Décisions d'ordre réglementaire reçues	4	7	(3)	13	86	(73)
Règlement des décisions d'ordre réglementaire et autres éléments	30	28	2	13	(15)	28
	22	25	(3)	(42)	(25)	(17)

- 1) Les frais d'enlèvement et de remise en état des lieux sont facturés aux clients sur la durée d'utilité estimative des actifs connexes, en fonction des coûts prévisionnels qui devraient être engagés au cours des périodes ultérieures.
- 2) 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.
- 3) L'impôt sur le résultat est facturé aux clients lorsqu'il est payé par la société.
- 4) 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. Les produits des activités ordinaires inférieurs ou supérieurs à la normale pour la période considérée sont remboursés aux clients ou recouvrés auprès de ceux-ci au cours des périodes ultérieures.
- 5) La partie de la base de tarification d'ATCO Gas Australia qui est indexée à l'inflation est facturée aux clients par le biais du recouvrement de la dotation aux amortissements au cours des périodes ultérieures, en fonction du taux d'inflation réel. Selon la comptabilité des activités à tarifs réglementés, les produits au titre de la composante inflation de la base de tarification sont comptabilisés pour la période considérée lorsqu'ils sont gagnés. Les écarts entre les montants réalisés et les montants facturés aux clients sont différés et comptabilisés dans les produits des activités ordinaires sur la durée d'utilité des actifs connexes.

La comptabilité des activités à tarifs réglementés diffère du traitement selon les IFRS de la façon suivante :

Ajustement lié au calendrier	Éléments	Traitement selon la comptabilité des activités à tarifs réglementés	Traitement selon les IFRS
Produits des activités ordinaires supplémentaires facturés dans la période considérée	Frais futurs d'enlèvement et de remise en état des lieux, charges financières relatives aux grands projets d'immobilisations liés au transport et incidence du temps plus froid.	La société diffère la comptabilisation des rentrées de fonds reçues avant l'engagement des dépenses.	La société comptabilise les produits des activités ordinaires lorsque des montants sont facturés aux clients et les coûts lorsqu'ils sont engagés.
Produits des activités ordinaires à facturer dans des périodes ultérieures	Impôt différé, paiements d'accès au réseau de transport, rendement différé relatif aux projets d'immobilisations liés au transport, incidence du temps plus chaud et incidence de l'inflation sur la base de tarification d'ATCO Gas Australia.	La société comptabilise les produits des activités ordinaires associés aux coûts recouvrables avant de facturer les clients.	La société comptabilise les coûts lorsqu'ils sont engagés, mais elle ne comptabilise pas de recouvrement avant que les tarifs soient modifiés et que les montants soient bien recouverts par l'intermédiaire de la facturation future.
Décisions d'ordre réglementaire reçues	Pour un complément d'information sur les décisions d'ordre réglementaire qui ont entraîné des ajustements temporels ayant une incidence financière, il y a lieu de 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 annuels 2016.	La société comptabilise le résultat découlant des effets d'une décision d'ordre réglementaire sur la période considérée et les périodes antérieures lorsque la décision est rendue.	La société ne comptabilise pas le résultat découlant des effets d'une décision d'ordre réglementaire lorsqu'elle la reçoit, les actifs et les passifs réglementaires n'étant pas comptabilisés selon les IFRS.
Règlement des décisions d'ordre réglementaire et autres éléments	Règlement des montants à recevoir des clients ou à leur payer et autres éléments.	La société comptabilise un montant à recevoir des clients ou à leur payer à titre de réduction de ses actifs et passifs réglementaires lorsque ce montant est recouvré ou remboursé par l'intermédiaire de la facturation future.	La société comptabilise le résultat lorsque les tarifs facturés aux clients sont modifiés et que les montants sont recouverts auprès des clients ou remboursés à ceux-ci par l'intermédiaire de la facturation future.

Pour un complément d'information sur les produits facturés dans la période considérée, les produits à facturer dans des périodes ultérieures et le règlement des décisions d'ordre réglementaire et autres éléments, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Informations sectorielles » présentée à la note 3 des états financiers annuels 2016.

RAPPROCHEMENT DES FONDS PROVENANT DE L'EXPLOITATION ET DES FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

Les fonds provenant de l'exploitation correspondent aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement et la variation de la créance au titre d'un accord de concession de services. De l'avis de la direction, les fonds provenant de l'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. Les fonds provenant de l'exploitation étant une mesure dont la définition n'est pas normalisée selon les IFRS, ils pourraient être sans valeur comparative par rapport aux mesures similaires présentées par d'autres sociétés.

(en millions de dollars)

2016	Trimestres clos les	Exercices clos les
2015	31 décembre	31 décembre
Fonds provenant de l'exploitation	586	1 803
	341	1 532
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement ¹⁾	(49)	(104)
	45	84
Variation de la créance au titre d'un accord de concession de services ²⁾	(77)	(77)
	-	-
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	460	1 622
	386	1 616

1) Se reporter à la note 23 des états financiers annuels de 2016 pour une description détaillée des ajustements.

2) Se reporter à la note 14 des états financiers annuels de 2016 pour une description détaillée des ajustements.

AUTRES INFORMATIONS FINANCIÈRES

ARRANGEMENTS NON COMPTABILISÉS

Canadian Utilities n'a pas d'arrangements non comptabilisés qui ont ou qui seraient susceptibles d'avoir un effet immédiat ou futur sur son résultat d'exploitation ou sur sa situation financière, notamment sur des éléments comme la situation de trésorerie et les sources de financement de la société.

ÉVENTUALITÉS

La société peut être partie à un certain nombre de litiges et de poursuites dans le cours normal de ses activités. Elle est d'avis que le passif qui pourrait ultimement découler de ces actions n'aura pas d'incidence significative sur ses états financiers consolidés.

PRINCIPALES ESTIMATIONS COMPTABLES

Les principales estimations comptables de la société sont décrites à la note 27 des états financiers consolidés annuels de 2016, lesquels sont dressés selon les IFRS. La direction pose des jugements et fait des estimations qui pourraient avoir une incidence importante sur l'application des méthodes comptables, sur la comptabilisation des montants dans les états financiers consolidés et sur les informations à fournir sur les actifs et les passifs éventuels. La plupart du temps, ces estimations et ces jugements concernent des questions foncièrement complexes et incertaines. Les jugements et les estimations sont réévalués continuellement. Les modifications des estimations comptables sont constatées de manière prospective.

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.

Les normes publiées, mais encore non adoptées qui, de l'avis de la société, pourraient avoir une incidence significative sur les états financiers consolidés sont présentées ci-après :

- IFRS 15 *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* – cette norme remplace IAS 18 *Produits des activités ordinaires* et les interprétations connexes, et elle s'applique aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018. Elle établit un cadre pour déterminer à quel moment comptabiliser les produits des activités ordinaires et quels montants comptabiliser. La norme s'applique aux nouveaux contrats conclus à compter de la date d'entrée en vigueur. La société est partie à de nombreux contrats conclus avec des clients qui seront touchés par la nouvelle norme. Selon IFRS 15, le nouveau modèle de comptabilisation des produits des activités ordinaires pourrait avoir une incidence importante sur le moment de la comptabilisation des produits des activités ordinaires pour certains contrats, et des ajustements transitoires sont actuellement à l'étude. La société n'adoptera pas la norme par anticipation.
- IFRS 16 *Contrats de location* – cette norme remplace IAS 17 *Contrats de location* et les interprétations connexes, et elle s'applique aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019. Elle exige que le preneur comptabilise dans l'état de la situation financière des actifs et des passifs au titre des droits et des obligations créés par les contrats de location. La comptabilisation pour le bailleur reste pratiquement la même. La société évalue actuellement l'incidence de cette norme et elle ne l'adoptera pas par anticipation.

De l'avis de la société, aucune autre norme ou interprétation publiée, mais non encore en vigueur, ne pourrait avoir une incidence significative sur les états financiers consolidés après son adoption.

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

Contrôles et procédures de communication de l'information

En date du 31 décembre 2016, la direction de la société a évalué l'efficacité de ses contrôles et de ses procédures de communication de l'information, conformément aux exigences des Autorités canadiennes en valeurs mobilières. Cette évaluation a été effectuée sous la supervision du chef de la direction et du chef des finances et avec leur participation.

Les contrôles et procédures de communication de l'information sont conçus pour fournir une assurance raisonnable que l'information devant être présentée dans les documents déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières est enregistrée, traitée, condensée et présentée dans les délais prévus. Ces contrôles visent également à assurer que cette information est accumulée puis communiquée à la direction de la société, y compris au chef de la direction et au chef des finances, selon le cas, pour prendre des décisions en temps opportun concernant la communication de l'information.

La direction, y compris le chef de la direction et le chef des finances, ne s'attend pas à ce que les contrôles et procédures de communication de l'information de la société puissent prévenir ou détecter toutes les erreurs. Les limites inhérentes à tout système de contrôle sont telles qu'il ne peut fournir qu'une assurance raisonnable, et non une assurance absolue, que la totalité des problèmes liés aux contrôles et des erreurs survenues au sein de la société, le cas échéant, ont été détectés.

D'après cette évaluation, le chef de la direction et le chef des finances ont conclu que les contrôles et procédures de communication de l'information de la société étaient efficaces au 31 décembre 2016.

Contrôle interne à l'égard de l'information financière

Au 31 décembre 2016, la direction de la société a évalué l'efficacité de son contrôle interne à l'égard de l'information financière, conformément aux exigences des Autorités canadiennes en valeurs mobilières. Cette évaluation a été effectuée sous la supervision du chef de la direction et du chef des finances et avec leur participation.

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société est conçu de manière à fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la présentation de l'information financière, conformément aux IFRS. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière comporte des limites inhérentes, et ce, quelle que soit la qualité de sa conception. Par conséquent, le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne peut fournir qu'une assurance raisonnable en ce qui a trait à la fiabilité de la préparation des états financiers et peut ne pas prévenir ni déceler toutes les anomalies.

Selon cette évaluation, le chef de la direction et le chef des finances ont conclu que le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société était efficace au 31 décembre 2016.

La société n'a apporté aucun changement à son contrôle interne à l'égard de l'information financière au cours de la période ouverte le 1^{er} janvier 2016 et close le 31 décembre 2016 qui ait eu ou aurait raisonnablement pu avoir une incidence significative sur le contrôle interne de la société à l'égard 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 d'ordre réglementaire, 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 audités et son rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2016. Il est possible d'obtenir des exemplaires de ces documents 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.

ERA s'entend de l'Economic Regulatory Authority d'Australie-Occidentale.

Facilitateur désigne M. Terry Boston, qui a été nommé facilitateur aux fins de l'élimination graduelle du charbon pour aider à négocier le passage de la province du charbon à des sources d'énergie plus propres.

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).

GNL s'entend du gaz naturel liquéfié.

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

km s'entend d'un kilomètre.

LGN s'entend de liquides de gaz naturel, tels que l'éthane, le propane, le butane et les pentanes plus, qui sont extraits du gaz naturel et vendus à titre de produits distincts ou d'une combinaison de ceux-ci.

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.

Principal décideur opérationnel s'entend du président du conseil, du président et chef de la direction et de cinq autres hauts dirigeants.

Résultat s'entend du résultat ajusté selon la définition donnée à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR et mesures conformes aux PCGR supplémentaires » du présent rapport de gestion.

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.

ANNEXE 1

INFORMATION FINANCIÈRE DU QUATRIÈME TRIMESTRE

L'information financière des trimestres clos les 31 décembre 2016 et 2015 est présentée ci-dessous.

ÉTAT CONSOLIDÉ DU RÉSULTAT

(en millions de dollars canadiens, sauf les données par action)	Trimestres clos les 31 décembre	
	2016	2015
Produits des activités ordinaires	1 014	861
Coûts et charges		
Salaires, traitements et avantages	(117)	(152)
Transport et distribution d'énergie	(51)	(47)
Entretien des immobilisations corporelles	(75)	(94)
Coûts du carburant	(36)	(50)
Achat d'électricité	(25)	(21)
Coûts liés aux accords de concession de services	(69)	-
Matières premières et consommables	-	(2)
Dotation aux amortissements	(142)	(261)
Droits de franchise	(60)	(51)
Impôt foncier et autres taxes	(22)	(18)
Autre	(40)	(48)
	(637)	(744)
Profit sur les ventes d'activités et la réévaluation d'une coentreprise	-	30
Résultat tiré de la participation dans ATCO Structures & Logistics	2	(6)
Résultat tiré de la participation dans des coentreprises	6	(3)
Résultat d'exploitation	385	138
Produit d'intérêts	4	3
Charge d'intérêts	(102)	(82)
Charges financières, montant net	(98)	(79)
Résultat avant impôt sur le résultat	287	59
Impôt sur le résultat	(88)	(11)
Résultat de la période	199	48
Résultat attribuable aux :		
Actions de catégorie A et de catégorie B	196	46
Participations ne donnant pas le contrôle	3	2
	199	48
Résultat par action de catégorie A et de catégorie B	0,67 \$	0,11 \$
Résultat dilué par action de catégorie A et de catégorie B	0,67 \$	0,10 \$

TABLEAU CONSOLIDÉ DES FLUX DE TRÉSORERIE

	Trimestres clos les 31 décembre	
(en millions de dollars canadiens)	2016	2015
Activités d'exploitation		
Résultat de la période	199	48
Ajustements visant à rapprocher le résultat et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	387	293
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(49)	45
Variation de la créance au titre d'un accord de concession de services	(77)	-
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	460	386
Activités d'investissement		
Ajouts d'immobilisations corporelles	(306)	(481)
Produit de la cession d'immobilisations corporelles	1	-
Ajouts d'immobilisations incorporelles	(37)	(90)
Acquisition de Thames Power Limited	-	(25)
Produit à la vente d'activités	-	7
Participation dans des coentreprises	(8)	(8)
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(37)	84
Autre	1	(14)
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement	(386)	(527)
Activités de financement		
Remboursement de la dette à court terme, montant net	(320)	-
Émission de titres de créance à long terme	375	250
Remboursement sur la dette à long terme	(3)	(2)
Remboursement sur la dette à long terme sans recours	(5)	(5)
Émission d'actions de catégorie A	1	3
Émission d'actions par une filiale à des participations ne donnant pas le contrôle	11	-
Dividendes versés sur les actions privilégiées	(17)	(17)
Dividendes versés à des participations ne donnant pas le contrôle	(1)	(2)
Dividendes versés aux porteurs d'actions de catégorie A et de catégorie B	(74)	(53)
Intérêts versés	(107)	(100)
Autre	(8)	1
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(148)	75
Diminution de la trésorerie	(74)	(66)
Écarts de conversion	(3)	7
Solde au début de la période	417	578
Solde à la fin de la période	340	519