



NOTICE ANNUELLE DE CANADIAN UTILITIES LIMITED

POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2018

Le 27 février 2019

La présente notice annuelle est conçue pour aider les lecteurs à comprendre l'entreprise et les activités de Canadian Utilities Limited (Canadian Utilities, nos, notre, nous ou la société).

À moins d'indication contraire, l'information figurant dans la présente notice annuelle est présentée en date du 31 décembre 2018.

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

Les expressions importantes utilisées dans la présente notice annuelle sont définies dans le glossaire à la fin du présent document.

TABLE DES MATIÈRES

	Page
Structure de la société	2
Valeurs et vision fondamentales	4
Stratégies de Canadian Utilities	6
Activités de la société	9
Secteur d'activité mondial électricité	9
Secteur d'activité mondial pipelines et liquides	18
Siège social et autres activités	24
Sommaire du rendement	25
Historique des trois derniers exercices	27
Secteur d'activité mondial électricité	27
Secteur d'activité mondial pipelines et liquides	30
Siège social et autres activités	34
Faits récents d'ordre réglementaire	35
Renseignements sur les employés	41
Durabilité, changements climatiques et transition de l'énergie	41
Risques commerciaux	41
Dividendes	42
Structure du capital	43
Notation et notes	46
Marché pour les titres de la société	48
Administrateurs et dirigeants	50
Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres	58
Poursuites et application de la loi	58
Contrats importants	59
Intérêt des experts	59
Mesures non conformes aux PCGR et autres mesures conformes aux PCGR	59
Information prospective	60
Information complémentaire	60
Glossaire	61
Annexe 1 Données sur les centrales	63
Annexe 2 Renseignements sur le comité d'audit et de gestion des risques	65

STRUCTURE DE LA SOCIÉTÉ

Canadian Utilities Limited a été constituée en vertu des lois du Canada le 18 mai 1927 et a été prorogée en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* le 15 août 1979. Le capital constitué d'actions ordinaires de la société a été réorganisé le 10 septembre 1982. Le siège social de la société est situé au 4^e étage du West Building, 5302 Forand Street S.W., Calgary (Alberta) T3E 8B4 et son principal établissement est situé au 20^e étage du 10035 – 105 Street, Edmonton (Alberta) T5J 2V6.

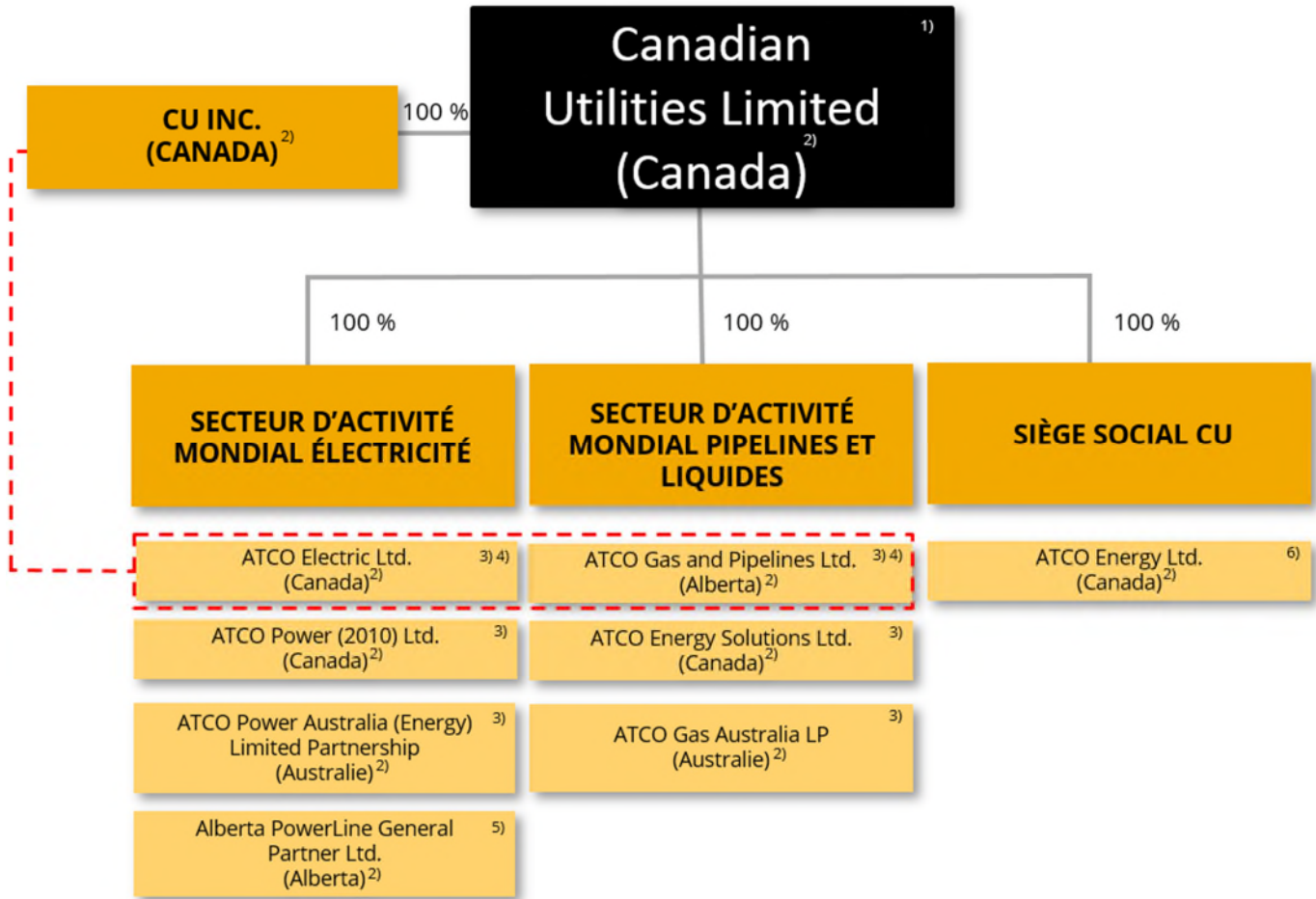
En 1999, la société a procédé à une restructuration en vue de séparer les activités albertaines réglementées de celles qui ne le sont pas. Cette restructuration a été mise en œuvre au moyen du transfert des actions ordinaires et des titres de créance des filiales réglementées de Canadian Utilities à CU Inc. en échange d'actions ordinaires de CU Inc. En raison de la restructuration, les activités réglementées de la société en Alberta, qui étaient auparavant financées par Canadian Utilities, le sont maintenant principalement par CU Inc.

RELATIONS INTERSOCIÉTÉS

Canadian Utilities Limited, société d'ATCO, compte près de 5 000 employés et des actifs de 22 milliards de dollars. Canadian Utilities est une société d'infrastructures d'énergie mondiale diversifiée qui se démarque par l'excellence de son service et ses solutions d'affaires innovatrices dans les domaines de l'électricité (production, transport et distribution d'électricité); des pipelines et des liquides (transport et distribution du gaz naturel, aménagement d'infrastructures pour le gaz naturel, stockage d'électricité et solutions pour les eaux industrielles); et de la vente au détail d'énergie (vente au détail d'électricité et de gaz naturel). Plus de renseignements figurent sur le site www.canadianutilities.com.

STRUCTURE ORGANISATIONNELLE SIMPLIFIÉE

Le graphique suivant donne le nom des principaux secteurs d'activité de la société et des principales filiales constituant ces secteurs d'activité, ainsi que les territoires où ils ont été constitués. Il indique également le pourcentage des actions des filiales dont la société a la propriété véritable ou sur lesquelles elle exerce un contrôle ou a la haute main, que ce soit directement ou indirectement.



1) L'organigramme ne comprend pas toutes les filiales de la société. Les actifs et les produits des activités ordinaires des filiales exclues n'ont pas représenté, au total, plus de 20 pour cent des actifs consolidés totaux ou des produits des activités ordinaires consolidés totaux de la société au 31 décembre 2018.

2) Territoire où la société a été constituée.

3) ATCO Electric Ltd. comprend ATCO Electric Distribution (distribution d'électricité) et ATCO Electric Transmission (transport d'électricité). ATCO Power (2010) Ltd. est désignée ATCO Power. ATCO Power Australia Limited Partnership est désignée ATCO Power Australia. ATCO Gas and Pipelines Ltd. comprend ATCO Gas (distribution de gaz naturel) et ATCO Pipelines (transport de gaz naturel). ATCO Gas Australia LP comprend ATCO Gas Australia (distribution de gaz naturel à l'échelle internationale). ATCO Energy Solutions Ltd. est désignée ATCO Energy Solutions (stockage et eaux industrielles). Les activités réglementées comprennent la distribution de gaz naturel, le transport de gaz naturel, la distribution de gaz naturel à l'échelle internationale, la distribution d'électricité et le transport d'électricité.

4) ATCO Gas and Pipelines Ltd. et ATCO Electric Ltd. (services publics en Alberta) sont des filiales en propriété exclusive de CU Inc., qui appartient à 100 pour cent à Canadian Utilities Limited.

5) Alberta PowerLine General Partner Ltd. est le commandité d'Alberta PowerLine Limited Partnership (Alberta PowerLine ou APL), un partenariat entre Canadian Utilities Limited (80 pour cent) et Quanta Services, Inc. (20 pour cent).

6) ATCO Energy Ltd. (ATCOenergy) a été lancée au début de 2016 pour offrir des services de vente de gaz naturel et d'électricité aux secteurs commercial, industriel et de détail en Alberta.

VALEURS ET VISION FONDAMENTALES

L'excellence : au cœur d'ATCO

« Aller bien au-delà de ce que dicte le devoir. Dépasser les attentes que l'on a à notre égard. C'est de ça qu'il s'agit quand on parle d'excellence. Elle est le fruit d'efforts, du respect des normes les plus élevées, de l'attention portée au moindre détail et du dépassement. L'excellence, c'est prendre les choses à cœur, c'est faire un effort particulier pour en faire plus. »

R.D. Southern, fondateur, ATCO

VALEURS FONDAMENTALES

L'excellence est au cœur de l'approche d'ATCO en matière de fiabilité du service et de qualité des produits, de sécurité des employés, des entrepreneurs et du public et de gestion de l'environnement. Notre quête de l'excellence régit la façon dont nous agissons et dont nous prenons des décisions. Chez Canadian Utilities, nous nous efforçons d'adopter les valeurs suivantes au quotidien :

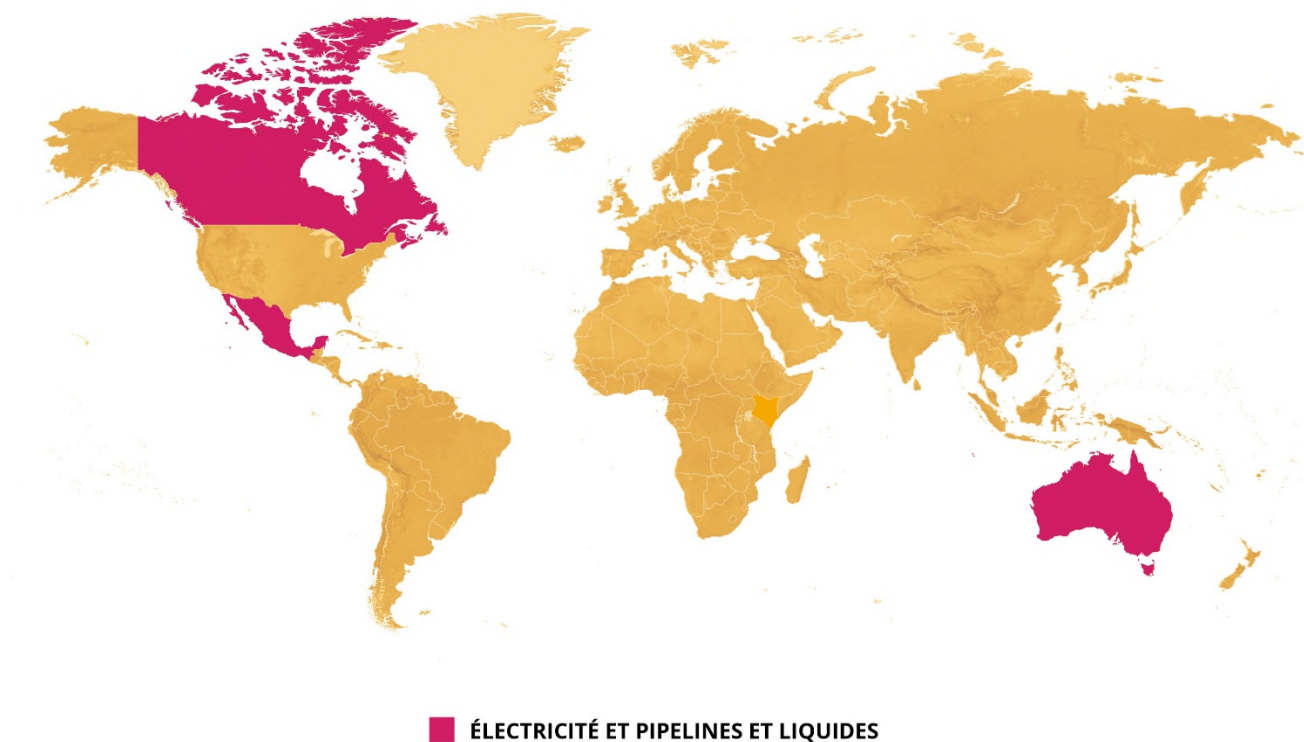
	INTÉGRITÉ Nous sommes honnêtes, avons un comportement éthique et nous conduisons avec les autres avec loyauté, dans le respect et la dignité.
	TRANSPARENCE Nos intentions sont claires et nos communications ouvertes.
	ESPRIT ENTREPRENEURIAL Nous sommes créatifs et innovateurs et saisissons les nouvelles occasions avec mesure, une perspective à long terme venant équilibrer le tout.
	FIABILITÉ Nous prenons de bonnes décisions, nous apprions les tâches, sommes responsables de nos actions et respectons nos engagements.
	COLLABORATION Nous travaillons ensemble, partageons des idées et reconnaissons la contribution des autres.
	PÉRSÉVÉRANCE Face à l'adversité, nous persévérons avec courage, une attitude positive et une volonté ferme de réussir.
	ATTENTION Nous prenons soin de nos clients, de nos employés, de leurs familles, des collectivités où nous sommes présents et de l'environnement.

VISION FONDAMENTALE

Nous avons pour vision fondamentale d'améliorer la vie de nos clients en leur offrant des solutions durables, innovatrices et complètes, et ce, à l'échelle mondiale. Nous estimons qu'une saine gestion du risque et une croissance ordonnée sont la clé de notre succès. Nous stimulons l'imagination de nos employés afin de générer une croissance soutenue à long terme, nous permettant ainsi d'offrir une plus-value à nos clients et à nos porteurs d'actions.

Notre rendement solide tant en ce qui concerne nos finances que nos activités est le reflet de notre approche en matière de vente et de service à la clientèle, de la compétence et de la détermination de nos employés, de notre souci constant de l'excellence opérationnelle et du contrôle des coûts inhérent à celle-ci et du soin que nous apportons à l'examen des conséquences qu'auront nos activités sur l'environnement et les collectivités, maintenant et à l'avenir.

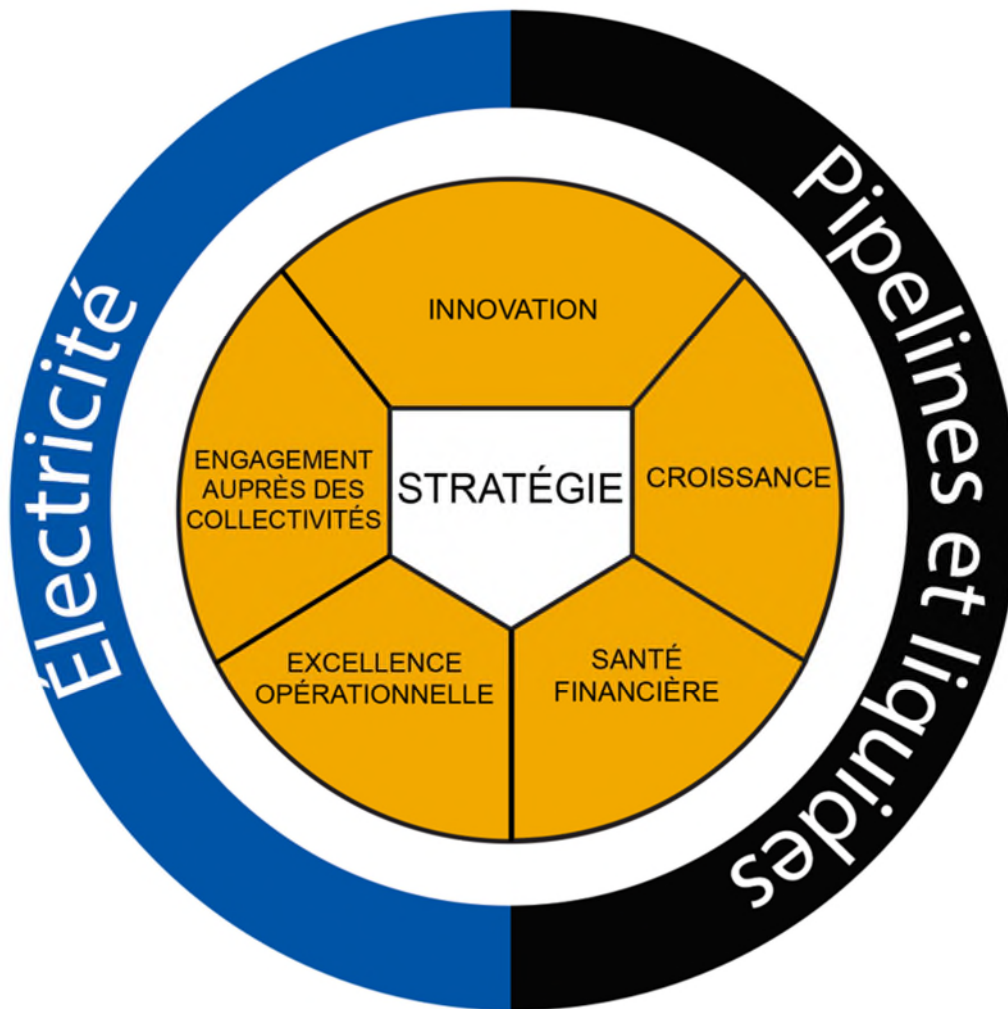
ACTIVITÉS MONDIALES



STRATÉGIES DE CANADIAN UTILITIES

L'innovation, la croissance et la santé financière sont les bases sur lesquelles nous avons bâti notre société. Notre succès à long terme est tributaire de notre capacité à pénétrer de nouveaux marchés et à faire croître nos secteurs d'activité tout en offrant à nos clients les solutions complètes et intégrées de pointe dont ils ont besoin.

Ces impératifs stratégiques sont soutenus par notre engagement inébranlable envers l'excellence opérationnelle, nos employés et les clients et les collectivités auxquels nous avons le privilège d'offrir des services partout dans le monde.



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

INNOVATION

Nous cherchons à créer un environnement de travail dans lequel les employés sont encouragés à adopter une approche créative et innovatrice pour répondre aux besoins de nos clients. En s'engageant à maintenir les efforts en recherche et en développement appliqués, nous sommes en mesure d'offrir à nos clients des solutions uniques et imaginatives qui nous différencient de nos concurrents.

CROISSANCE

La croissance durable à long terme est primordiale. Nous abordons cette stratégie : en prenant de l'expansion sur le plan géographique pour satisfaire aux besoins mondiaux des clients; en développant des projets novateurs d'envergure et créateurs de valeur; et en favorisant la poursuite de l'amélioration.

Les occasions d'acquisition offrent à Canadian Utilities des possibilités de croissance supplémentaires. Nous chercherons à faire l'acquisition d'actifs complémentaires qui présentent des possibilités de croissance futures et qui offrent une valeur à long terme pour les porteurs d'actions et à développer ces actifs.

SANTÉ FINANCIÈRE

La solidité financière est essentielle à notre succès actuel et futur. Elle garantit que Canadian Utilities a la capacité financière pour financer les investissements en capital actuels et futurs au moyen d'une combinaison de flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation prévisibles, de soldes de trésorerie en caisse, de facilités de crédit engagées et d'un accès aux marchés financiers. Elle permet à Canadian Utilities de maintenir nos activités et notre croissance au cours des cycles économiques, offrant ainsi des avantages financiers à long terme.

Nous passons constamment en revue les avoirs de Canadian Utilities pour évaluer les possibilités de vente d'actifs échus et le recyclage du produit dans les secteurs en croissance de la société. La viabilité de ces possibilités dépend de la perspective de chaque secteur ainsi que de la conjoncture générale du marché. Cette stratégie permanente permet une répartition optimale du capital dans l'ensemble de Canadian Utilities.

EXCELLENCE OPÉRATIONNELLE

Nous obtenons l'excellence opérationnelle en offrant des services, une fiabilité et des produits d'une qualité hors pair à nos clients et aux collectivités que nous desservons. Nous n'acceptons aucun compromis lorsqu'il est question d'offrir un environnement de travail sécuritaire à nos employés et nos contractants, de promouvoir la sécurité publique et de réduire au minimum l'impact sur l'environnement. Nous assurons la fourniture en temps opportun de biens et de services essentiels à la capacité d'une société d'atteindre ses objectifs commerciaux fondamentaux.

ENGAGEMENT AUPRÈS DES COLLECTIVITÉS

Canadian Utilities maintient une relation respectueuse et empreinte de collaboration avec les collectivités, dans le cadre de laquelle des partenariats importants sont créés et des relations positives sont entretenues avec des dirigeants et des groupes des collectivités qui permettront l'amélioration du développement économique et social. L'engagement auprès des collectivités crée l'occasion de former des partenariats avec les communautés autochtones et les groupes communautaires qui peuvent être touchés par les projets et les activités partout dans le monde et de mettre sur pied des relations permanentes et positives avec les communautés autochtones qui contribuent au développement économique et social dans leurs collectivités. Nous entretenons également des relations avec les autorités gouvernementales, les organismes de réglementation et les propriétaires fonciers. Nous promovons les partenariats dans l'ensemble de l'organisation. Nous encourageons nos employés à participer à des initiatives, au sein des collectivités, qui seront avantageuses pour les organismes caritatifs grâce aux efforts de bénévolat, aux produits fournis et aux services en nature.

COMMENTAIRES SUPPLÉMENTAIRES CONCERNANT LES STRATÉGIES ET LES ENGAGEMENTS

Les réalisations financières et d'exploitation de Canadian Utilities en 2018 relativement aux stratégies présentées précédemment figurent dans le rapport de gestion et dans les états financiers consolidés de 2018. De plus amples commentaires concernant les stratégies et les engagements en matière de croissance, de santé financière, d'innovation, d'excellence opérationnelle et d'engagement auprès des collectivités seront fournis dans la circulaire de sollicitation de procurations et le rapport sur la durabilité de 2018. La circulaire de sollicitation de procurations de 2018 renferme également un exposé des pratiques en matière de gouvernance de la société.

Le site Web de Canadian Utilities, www.canadianutilities.com, est une source importante d'information pour consulter les dernières nouvelles au sujet des activités de la société. Les rapports des années antérieures peuvent également être consultés sur ce site Web.

ACTIVITÉS DE LA SOCIÉTÉ

Canadian Utilities est une entreprise mondiale diversifiée avec des actifs de 22 milliards de dollars et environ 5 000 employés qui se démarque par l'excellence de son service et de ses solutions d'affaires innovatrices dans les domaines de l'électricité (production, transport et distribution d'électricité); des pipelines et des liquides (transport et distribution du gaz naturel, aménagement d'infrastructures pour le gaz naturel, stockage d'électricité et solutions pour les eaux industrielles); et de la vente au détail d'énergie (vente au détail d'électricité et de gaz naturel).

SECTEUR D'ACTIVITÉ MONDIAL ÉLECTRICITÉ

APERÇU

Les activités du secteur d'activité mondial Électricité sont menées par l'intermédiaire de deux entreprises réglementées, le transport d'électricité et la distribution d'électricité, et par quatre entreprises non réglementées, les centrales électriques indépendantes, les centrales thermiques visées par des EAE, la production d'électricité à l'échelle internationale et Alberta PowerLine (APL). Ensemble, ces entreprises fournissent des services de distribution, de transport et de production d'électricité et les infrastructures connexes.

STRATÉGIE COMMERCIALE

Le secteur d'activité mondial Électricité a comme stratégie de faire croître ses activités en investissant dans les services réglementés de distribution et de transport d'électricité et en tirant parti des occasions lui permettant d'offrir des services de production d'électricité renouvelable et alimentée au gaz naturel. Le secteur Électricité maintiendra ses initiatives d'efficacité et de réduction des coûts en vue de se transformer en une entreprise davantage axée sur la clientèle. Le secteur Électricité continuera d'élargir le territoire qu'il dessert dans des marchés mondiaux sélectionnés pour répondre aux besoins en évolution de notre clientèle mondiale en mettant sur pied des solutions d'infrastructures novatrices soutenues par des contrats à long terme.



Centrale hydroélectrique d'Oldman River

OCCASIONS SUR LE MARCHÉ

Les entreprises réglementées devraient pouvoir continuer à saisir des occasions d'investissement en fonction de la croissance de la clientèle et des remplacements de systèmes. Des occasions d'investissement en transport et en distribution d'électricité pourraient également découler du marché de l'électricité en évolution en Alberta.

La tendance mondiale favorisant la production d'électricité renouvelable, le stockage d'électricité et la production d'électricité à partir de gaz naturel servant de renfort à l'approvisionnement en électricité renouvelable présente des occasions de croissance.

L'expansion visera certains marchés mondiaux, dont le Canada, l'Australie et l'Amérique latine. Le secteur Électricité cible des marchés qui ont des règles de droit et des environnements réglementaires stables et qui présentent un excellent potentiel de croissance à long terme et s'intègrent bien, sur le plan stratégique, à nos actifs existants.

DÉFIS SUR LE MARCHÉ

Des variations possibles des conditions macroéconomiques pourraient ralentir la courbe de croissance de ces entreprises.

ATCO ELECTRIC

La carte ci-dessous illustre où ATCO Electric Distribution et ATCO Electric Transmission exercent leurs activités commerciales dans l'ouest et le nord du Canada.



ATCO Electric transporte et distribue de l'électricité dans 242 agglomérations et régions rurales du centre-est et du nord de l'Alberta. Sont comprises dans son territoire les villes de Drumheller, de Lloydminster, de Grande Prairie et de Fort McMurray, ainsi que les régions d'exploitation de sables bitumineux situées près de Fort McMurray et les régions d'exploitation de pétrole lourd situées près de Cold Lake et de Peace River.

Le siège d'ATCO Electric est situé à Edmonton et elle possède 38 bureaux dans le territoire qu'elle dessert. Elle approvisionne aussi en électricité trois collectivités en Saskatchewan. ATCO Electric Yukon (AEY) dessert 19 collectivités au Yukon, dont Whitehorse, la capitale, et une collectivité en Colombie-Britannique. Northland Utilities est un partenariat entre ATCO Ltd. et Denendeh Investments Incorporated, qui représente les 27 Premières Nations Dene des Territoires du Nord-Ouest. Northland Utilities compte deux unités d'exploitation : Northland Utilities (NWT) Limited et Northland Utilities (Yellowknife) Limited (NUY). NUY et NWT desservent neuf collectivités dans les Territoires du Nord-Ouest, dont Yellowknife, la capitale.

La population des principaux marchés où les services publics d'électricité sont assurés par ATCO Electric et ses filiales NUY, NWT et AEY est d'approximativement 658 000 habitants, et environ 258 000 clients y sont desservis. ATCO Electric s'est vu

attribuer environ 65 pour cent de la zone de service désignée en Alberta, qui représente approximativement 15 pour cent de la charge électrique provinciale et 13 pour cent de la population actuelle.

Le nombre de clients desservis par ATCO Electric, NUY, NWT et AEY, à la fin de 2018 et de 2017, est présenté dans le tableau suivant :

	2018		2017	
	Nombre	%	Nombre	%
Clientèle industrielle	10 455	4	10 520	4
Clientèle commerciale	34 532	14	34 333	14
Clientèle résidentielle	181 373	70	179 639	70
Clientèle rurale, REA et autres	31 911	12	31 851	12
Total	258 271	100	256 343	100

L'électricité distribuée aux diverses catégories de clients au cours de 2018 et de 2017 est présentée dans le tableau suivant :

	2018		2017	
	GWh	%	GWh	%
Clientèle industrielle	8 586	66	7 657	64
Clientèle commerciale	2 438	19	2 434	20
Clientèle résidentielle	1 342	10	1 316	11
Clientèle rurale, REA et autres	562	5	554	5
Total	12 928	100	11 961	100

ATCO Electric, NUY, NWT et AEY sont les propriétaires et les exploitantes de vastes réseaux de transport et de distribution d'électricité. Les réseaux sont constitués d'environ 11 000 kilomètres (km) de lignes de transport et de 72 000 km de lignes de distribution. De plus, ATCO Electric fournit de l'électricité aux *Rural Electrification Associations* (REA) pour les quelque 4 000 km de lignes de distribution qui appartiennent aux REA et que ATCO Electric exploite.

ATCO Electric, NUY, NWT et AEY sont les propriétaires et les exploitantes de 25 centrales diesels, à turbine à gaz naturel et hydroélectriques ayant une capacité nominale totale de 60 MW en Alberta, au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest. La charge maximale de pointe demandée à ces centrales en 2018 a été de 29 MW.

ATCO Electric, AEY, NUY et NWT distribuent de l'électricité dans des collectivités constituées en personne morale aux termes de concessions ou de règlements municipaux. Dans les régions rurales, l'électricité est distribuée aux termes d'autorisations, de permis ou d'ordonnances délivrés ou rendus en vertu des lois applicables.

Les concessions aux termes desquelles le service est assuré dans les collectivités constituées en personne morale de l'Alberta et des Territoires du Nord-Ouest ont été accordées pour des périodes allant jusqu'à 20 ans. ATCO Electric, NUY ou NWT détiennent ces concessions en exclusivité, lesquelles sont renouvelables par convention. Si une concession n'est pas renouvelée, elle demeure valide jusqu'au moment où l'une ou l'autre des parties, avec l'approbation de l'organisme de réglementation compétent, y met fin moyennant un préavis écrit de six mois.

Lorsqu'une concession prend fin, la municipalité peut acheter les installations qui ont été utilisées dans le cadre de cette concession à un prix devant être convenu ou, faute d'entente, à un prix établi par l'organisme de réglementation compétent. La concession aux termes de laquelle le service est assuré au Yukon a été accordée en vertu de la *Loi sur les entreprises de service public* (Yukon) et ne comporte aucune date d'expiration fixe.

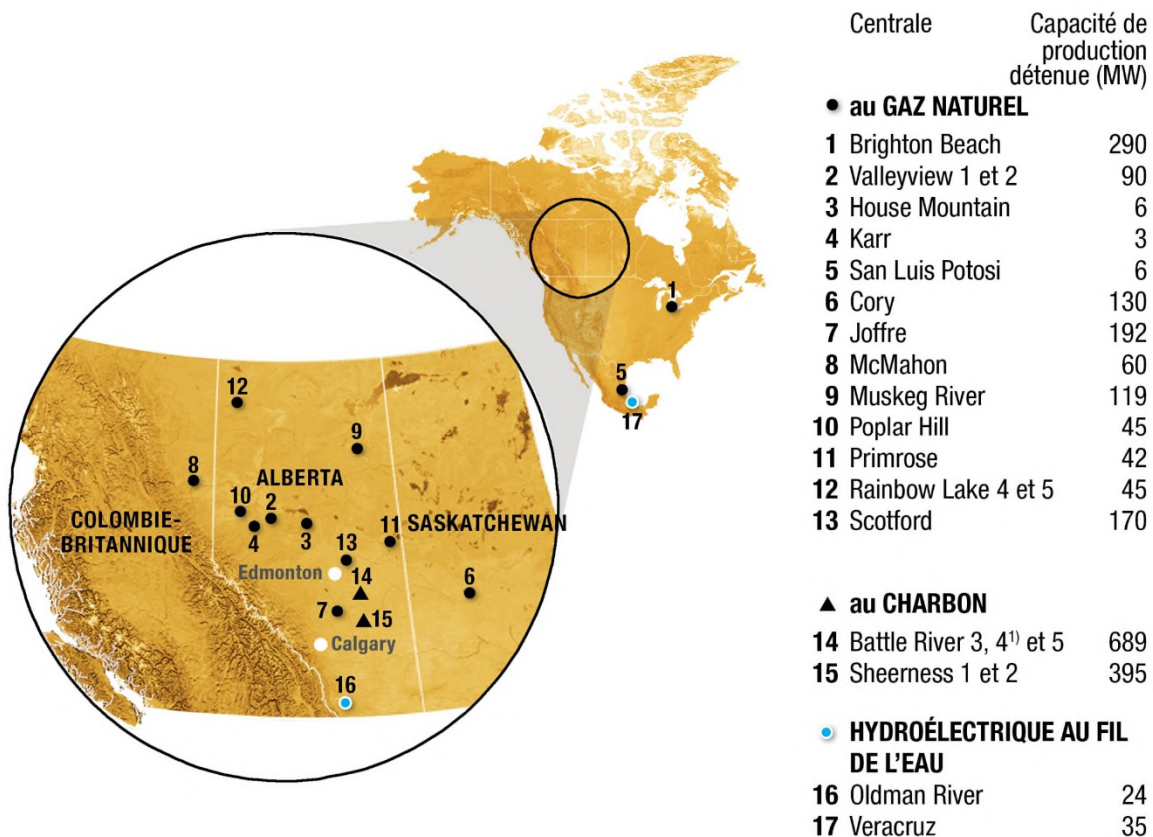
Selon la loi de l'Alberta intitulée *Electric Utilities Act* (EUA), l'Alberta Utilities Commission (AUC) doit approuver les tarifs de gros pour le transport de l'électricité. Les tarifs de transport permettent à tout propriétaire d'un groupe électrogène d'avoir accès au réseau de transport en Alberta, ce qui facilite la vente de son électricité. Le même tarif de transport est demandé à chaque service public de distribution d'électricité ou client relié directement au réseau de transport, peu importe l'emplacement.

Chaque propriétaire d'installations de transport impute ses coûts à l'*Alberta Electric System Operator* (AESO). C'est ainsi que l'on réalise la répartition égale des coûts de transport. L'AESO fait ensuite le total de ces coûts et exige de tous les utilisateurs du réseau de transport un tarif commun de transport.

Le règlement intitulé *Transmission Regulation* de l'EUA stipule que les nouveaux projets de transport doivent être assignés aux propriétaires d'installations de transport en fonction des zones de service des sociétés de distribution avec lesquelles ils ont par le passé entretenu des liens. La propriété des installations changera aux limites des zones de service, sauf dans les situations où, de l'avis de l'AESO, seule une petite partie du projet est située dans une autre zone de service. Les règles s'appliquent à tous les projets de transport à l'exception des projets d'interconnexion interprovinciale et de ceux que le gouvernement de l'Alberta caractérise de « critiques ».

ATCO POWER

ATCO Power exerce des activités dans plusieurs provinces du Canada et au Mexique, comme l'illustre la carte qui suit :



¹⁾ Au premier trimestre de 2018, l'unité 4 de Battle River a été convertie en unité de coalimentation au gaz naturel pouvant être exploitée à partir de gaz naturel pour une capacité maximale de 75 MW de la capacité nominale totale de 155 MW.

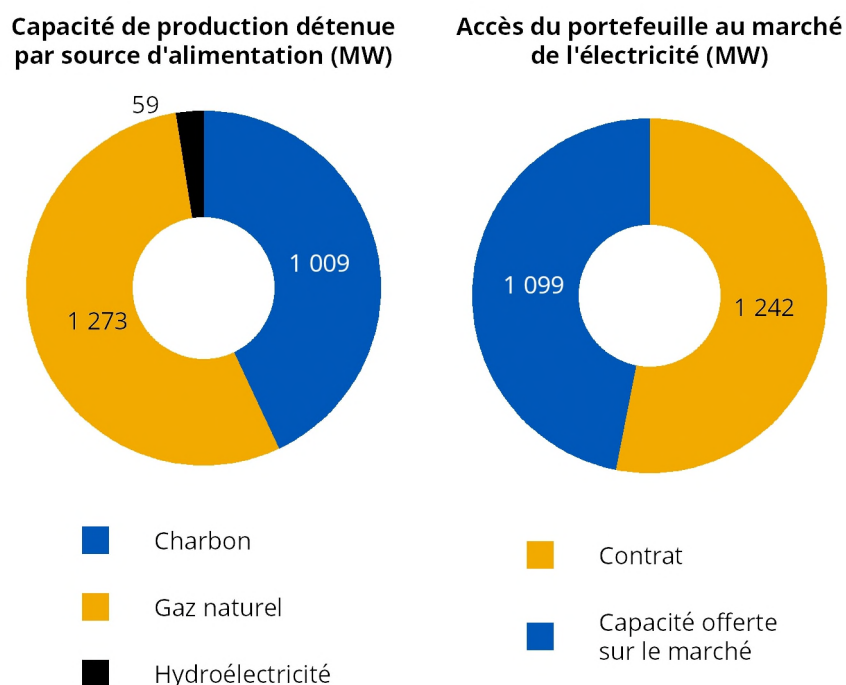
Les activités de production d'électricité sont centrées sur la propriété, l'exploitation et l'aménagement de centrales au Canada, principalement en Alberta.

Le marché de l'électricité de l'Alberta dessert une population d'environ 4 millions de personnes. La capacité de production d'électricité installée au 31 décembre 2018 était d'environ 16 100 MW. Elle était alimentée à hauteur de 36 pour cent au charbon, de 47 pour cent au gaz naturel, de 6 pour cent à l'énergie hydroélectrique, de 9 pour cent à l'énergie éolienne et de 2 pour cent d'autres sources. En 2018, des installations d'une capacité d'environ 50 MW ont été mises en place; celles-ci en grande partie alimentées au gaz naturel.

ATCO Power participe à des coentreprises avec un large éventail de partenaires, y compris d'autres producteurs, des sociétés pétrolières et gazières ainsi que des clients qui lui achètent la vapeur. Le rôle d'ATCO Power dans le cadre de chaque entreprise est adapté aux besoins particuliers du projet. En règle générale, ATCO Power exploite les installations de production d'électricité et de vapeur. Elle s'assure d'un approvisionnement sécurisé assorti, dans le cas de certains projets, de l'occasion de vendre de l'électricité qui n'est pas visée par un contrat sur le marché de l'électricité ou sur le marché des services accessoires.

Au 31 décembre 2018, ATCO Power avait une participation dans des centrales représentant une capacité totale, en incluant les participations des partenaires, de 3 656 MW. Elle est l'exploitante de 3 536 MW (97 pour cent) de cette capacité totale et en est propriétaire à raison de 2 341 MW (64 pour cent). Cette capacité de production dont elle est propriétaire était alimentée à hauteur de 1 273 MW (54 pour cent) au gaz naturel, de 1 009 MW (43 pour cent) au charbon et de 59 MW (3 pour cent) à l'énergie hydroélectrique. Des renseignements sur ces centrales sont donnés à l'annexe 1.

Les graphiques qui suivent illustrent la part approximative de la capacité de production qui appartient à ATCO Power en fonction des sources d'alimentation et de la capacité vendue par contrat par rapport à la capacité offerte sur le marché au 31 décembre 2018.



Au 31 décembre 2018, 1 242 MW (53 pour cent) de la capacité de production d'électricité dont ATCO Power était propriétaire était offerte sous contrat au Canada, la durée à l'échéance moyenne de ces contrats étant d'environ neuf ans.

Production d'électricité à partir de gaz naturel

Le gaz naturel qui sert à alimenter les centrales est obtenu de diverses façons. Dans le cas des centrales de Brighton Beach et de Cory, il y a des contrats d'achat fermes aux termes desquels les clients fournissent le gaz à leurs frais. Ces installations à cycle combiné convertissent le gaz en électricité pour le client.

Aux usines de cogénération et aux autres centrales à cycle combiné, le gaz est obtenu aux termes de contrats d'approvisionnement à long terme ou directement par le client hôte. Les dispositions contractuelles des produits des activités ordinaires réalisés à ces sites font en sorte que le coût du gaz est recouvré en étant inclus dans les tarifs imposés aux clients. Dans le cas des autres installations ou pour la partie de la capacité offerte sur le marché des centrales à cycle combiné et de cogénération, le gaz est obtenu sur le marché de l'Alberta.

Centrales thermiques visées par des EAE

L'électricité produite par les centrales de Sheerness est vendue aux termes d'EAE. Jusqu'au 30 septembre 2018, l'électricité produite par la centrale de l'unité 5 de Battle River était vendue aux termes d'une EAE. Conformément aux EAE, Canadian Utilities doit mettre à la disposition de l'acquéreur de l'EAE la capacité de production de chaque unité génératrice. Selon ces ententes, Canadian Utilities a le droit de recouvrer auprès de l'acquéreur de l'EAE ses coûts fixes et variables prévisionnels.

Les coûts liés au carburant des unités thermiques des centrales de Battle River et de Sheerness découlent principalement de l'approvisionnement en charbon aux termes de contrats d'approvisionnement en charbon conclus avec Prairie Mines & Royalty ULC et Westmoreland Coal Company. Afin de se prémunir contre la volatilité des prix du charbon, ATCO Power s'est assuré un approvisionnement suffisant de charbon en vertu de contrats à long terme pour alimenter ses centrales thermiques au charbon de Battle River et de Sheerness. Ces contrats comportent des prix fixes indexés à l'inflation. Le contrat d'approvisionnement en charbon de la centrale de Battle River prendra fin en 2022. Le contrat d'approvisionnement en charbon de la centrale de Sheerness prendra fin en 2026.

Les unités 1 et 2 de Sheerness sont toujours visées par une EAE, et Canadian Utilities continuera d'exploiter Sheerness conformément aux modalités de l'EAE, qui prend fin à la fin de 2020.

Stratégie de conversion du charbon au gaz naturel

Canadian Utilities entend être le premier producteur d'électricité alimentée au charbon de l'Alberta à éliminer de ses activités cette source de production d'électricité. Au cours du premier trimestre de 2018, Canadian Utilities a mené à terme un projet de coalimentation au gaz naturel de l'unité 4 de Battle River, permettant l'utilisation de gaz naturel pour 50 pour cent de la capacité de production de 155 MW de l'unité. Dans la prochaine phase de cette initiative, un projet de conversion dont l'achèvement est prévu à la fin de 2019 permettra la coalimentation au gaz naturel de la totalité de la capacité de production de 385 MW de l'unité 5 de Battle River. La société analyse actuellement la possibilité d'effectuer une conversion complète des unités 3 et 4 de Battle River.

Canadian Utilities est déterminée à convertir au gaz naturel les unités 1 et 2 de Sheerness. La conversion complète de Sheerness est prévue avant la prise d'effet du contrat d'approvisionnement ferme en gaz naturel, au deuxième trimestre de 2022.

Examen stratégique des actifs canadiens de production d'électricité

Le 13 septembre 2018, Canadian Utilities a annoncé qu'elle examinait différentes stratégies pour son entreprise de production d'électricité au Canada. Ce processus s'inscrit dans les pratiques de la société qui consistent à réévaluer et à optimiser constamment son portefeuille d'activités. Rien ne garantit que ce processus aboutira à une transaction.

Centrale hydroélectrique au Mexique

En février 2018, Canadian Utilities a conclu l'acquisition d'Electricidad del Golfo, qui possède une centrale hydroélectrique de 35 MW sous contrat à long terme dans l'État de Veracruz, au Mexique. L'opération a été conclue en contrepartie d'un prix d'achat global de 112 millions de dollars.



Centrale hydroélectrique d'Electricidad del Golfo.

Production décentralisée

La société et son partenaire mexicain, Grupo Ranman, ont une centrale de production décentralisée située dans le parc industriel World Trade Centre à San Luis Potosi, au Mexique, d'une capacité de 11 MW.

ATCO POWER AUSTRALIA

Les activités d'ATCO Power Australia sont indiquées dans la carte ci-dessous.



ATCO Power Australia possède et exploite actuellement deux centrales électriques : la centrale de Karratha, dans la région de Pilbara, en Australie-Occidentale et la centrale d'Osborne, à Adélaïde, en Australie-Méridionale. Ces centrales génèrent ensemble 266 MW d'électricité et alimentent en électricité des milliers de clients des secteurs public, résidentiel, industriel et

commercial dans tout le pays, grâce à des ententes d'achat d'électricité sûres conclues avec des cocontractants fiables, fournissant ainsi 100 pour cent de la capacité.

Centrale électrique de Karratha

Mise en service en 2010, la centrale électrique de 86 MW de Karratha est l'une des plus efficaces et des plus vertes du réseau interconnecté du Nord-Ouest de la région de Pilbara, en Australie-Occidentale. La centrale génère de l'électricité pour approvisionner des clients résidentiels et commerciaux aux termes d'un contrat ferme d'achat d'électricité à long terme (20 ans) conclu avec Horizon Power. La centrale comporte deux turbines au gaz naturel à combustion sèche à faibles émissions et à cycle ouvert et respecte toutes les exigences du cautionnement d'exécution, notamment en ce qui a trait à la production, au coût thermique, au bruit et aux émissions d'oxyde d'azote.

Osborne

Depuis le début de son exploitation commerciale, le 7 décembre 1998, la centrale d'Osborne est une coentreprise détenue à parts égales par ATCO Power Australia et Origin Energy. Cette centrale de 180 MW, exploitée par ATCO Power Australia, est située près d'Adélaïde, en Australie-Méridionale, et est conçue pour être exploitée tant en cogénération qu'en cycle combiné. Avant juillet 2015, la centrale d'Osborne vendait sa production d'électricité à Origin Energy aux termes d'une EAE à long terme (20 ans). En juillet 2015, l'EAE a été remplacée par un contrat d'achat ferme aux termes duquel Origin Energy Electricity Limited (à titre d'acheteur d'électricité) fournit le gaz naturel à ses frais et, en échange, utilise la centrale afin d'en tirer la production d'électricité dont elle a besoin.

Canadian Utilities a négocié une prolongation de cinq ans de l'entente d'achat d'électricité conclue avec Origin Energy Electricity Limited visant la centrale électrique de 180 MW d'Osborne, située près d'Adélaïde, en Australie. L'entente initiale, qui portait sur une capacité sous contrat de 180 MW, devait expirer en 2018 et a été prolongée jusqu'au 31 décembre 2023. Même si l'entente prolongée prévoit des prix inférieurs à ceux de l'entente initiale, la prolongation de cinq ans représente un rendement supérieur au rendement prévu pour le projet dans la décision d'investissement initiale.

TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ NON RÉGLEMENTÉ

ATCO Power exploite cinq lignes de transport d'électricité non réglementées en Alberta, dont la ligne de transport et la sous-station de Scotford, la ligne de transport et la sous-station de Muskeg River, la sous-station de Grand Rapids, la sous-station de Husky Rainbow et la ligne de transport de Air Products.

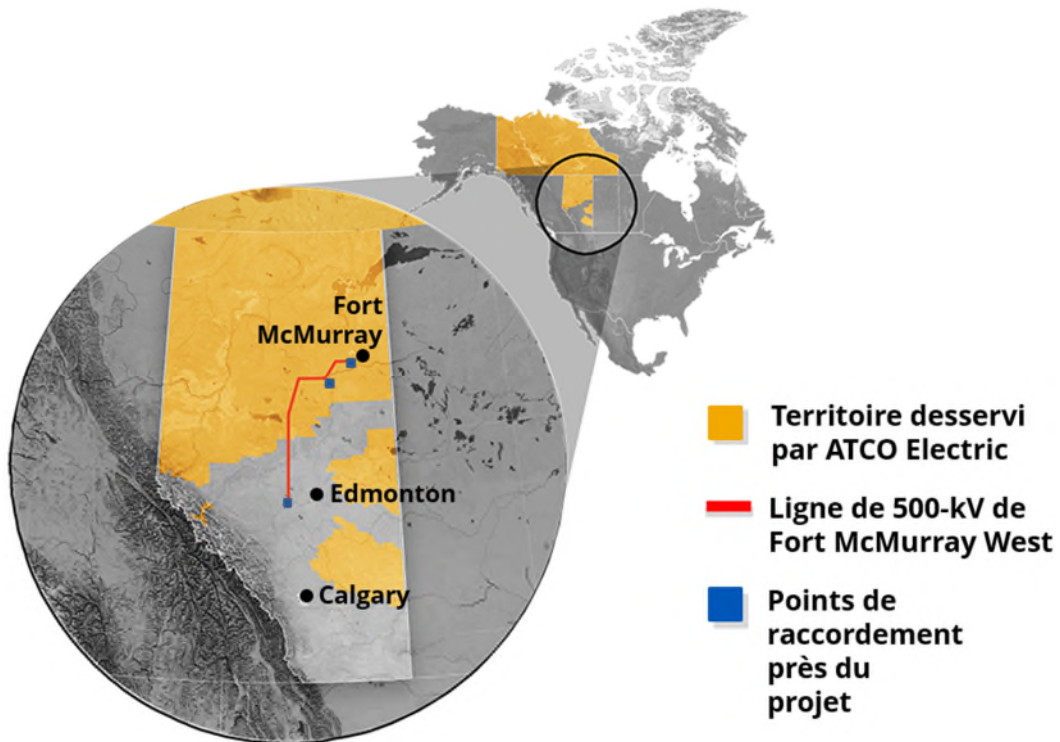
ALBERTA POWERLINE

Alberta PowerLine est un partenariat formé de Canadian Utilities (80 pour cent) et de Quanta Services, Inc. (20 pour cent), visé par un contrat de 35 ans de l'*Alberta Electric System Operator* (AESO), en vue de la conception, de la construction, de la possession et de l'exploitation du projet de transport de 500-kV à Fort McMurray West, projet qui s'étend sur 500 km de Wabamun, près d'Edmonton, à Fort McMurray, en Alberta.

En août 2017, la construction a commencé sur les quelque 500 km du projet de transport de 500-kV à Fort McMurray West. En 2018, la construction du projet s'est poursuivie. Les investissements en capital de 44 millions de dollars au quatrième trimestre et de 664 millions de dollars pour l'ensemble de 2018 ont visé principalement l'assemblage des pylônes et le filage des lignes. La date de mise en service cible était fixée en juin 2019. Compte tenu des progrès réalisés dans la construction du projet, cette date a été devancée à mars 2019, entraînant ainsi l'attribution d'incitatifs pour mise en service rapide.



Construction d'Alberta PowerLine



SECTEUR D'ACTIVITÉ MONDIAL PIPELINES ET LIQUIDES

APERÇU

Les activités du secteur d'activité mondial Pipelines et liquides sont menées par l'intermédiaire de trois entreprises réglementées, soit la distribution de gaz naturel, le transport de gaz naturel et la distribution de gaz naturel à l'échelle internationale, et d'une entreprise non réglementée, soit le stockage et les eaux industrielles. 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 pour les eaux industrielles à leurs clients, nouveaux et existants.

STRATÉGIE COMMERCIALE

Le secteur Pipelines et liquides a pour stratégie de faire croître ses entreprises en investissant dans la distribution et le transport à tarifs réglementés de gaz naturel et en devenant un fournisseur de premier choix en infrastructures hydrauliques industrielles et en stockage de liquides d'hydrocarbures. Le secteur Pipelines et liquides poursuit ses initiatives d'efficacités et de réductions des coûts en vue de se transformer en entreprise encore plus axée sur la clientèle. Le secteur Pipelines et liquides met l'accent sur l'expansion de son territoire pour répondre aux besoins croissants d'une clientèle mondiale grâce à l'élaboration de solutions d'infrastructures novatrices soutenues par des contrats à long terme.



Assemblage d'une valve de pipeline de gaz naturel

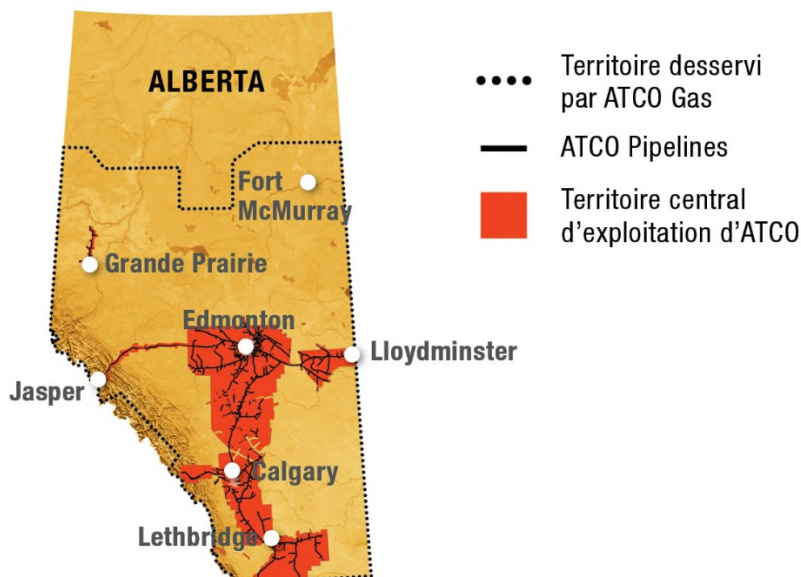
OCCASIONS SUR LE MARCHÉ

Les entreprises réglementées s'attendent à connaître une croissance soutenue fondée sur la croissance projetée de la clientèle et les remplacements de systèmes. L'expansion soutenue des pipelines en Alberta devrait accroître les besoins en stockage d'électricité en vue de gérer l'offre et la demande, et la tendance du secteur privilégiant la durabilité devrait faire croître les demandes visant les solutions pour les eaux industrielles. L'expansion sera concentrée sur certains marchés mondiaux, dont le Canada, l'Australie, l'Amérique latine et les États-Unis. Le secteur Pipelines et liquides cible des marchés qui ont des règles de droit et des environnements réglementaires stables et qui présentent un excellent potentiel de croissance à long terme et s'intègrent bien, sur le plan stratégique, à nos actifs existants.

DÉFIS SUR LE MARCHÉ

Des variations possibles des conditions macroéconomiques pourraient ralentir la courbe de croissance de ces entreprises.

La carte qui suit présente les régions desservies par ATCO Gas et ATCO Pipelines en Alberta.



ATCO GAS

ATCO Gas distribue du gaz naturel dans l'ensemble de l'Alberta et dans la région de Lloydminster, en Saskatchewan, et dessert environ 1,2 million de clients dans presque 300 collectivités en Alberta.

Les principaux marchés d'ATCO Gas pour la distribution de gaz naturel sont situés dans les villes d'Edmonton, de Calgary, d'Airdrie, de Fort McMurray, de Grande Prairie, de Lethbridge, de Lloydminster, de Red Deer, de Spruce Grove, de St. Albert et de Sherwood Park. En 2018, environ 76 pour cent des clients d'ATCO Gas se trouvaient dans ces 11 villes, qui comptent ensemble une population d'environ 2,9 millions d'habitants. ATCO Gas dessert également 279 agglomérations plus petites ainsi que des régions rurales, dont la population combinée est d'environ 770 000 habitants.

Le nombre de clients desservis par ATCO Gas à la fin de 2018 et de 2017 est indiqué dans le tableau ci-dessous.

	2018		2017	
	Nombre	%	Nombre	%
Clientèle résidentielle	1 117 109	92	1 100 625	92
Clientèle commerciale	99 363	8	98 123	8
Clientèle industrielle	344	—	347	—
Autres	3	—	3	—
Total	1 216 819	100	1 199 098	100

Les volumes de gaz naturel distribués par ATCO Gas au cours de 2018 et de 2017 sont indiqués dans le tableau ci-dessous.

	2018		2017	
	PJ	%	PJ	%
Clientèle résidentielle	129,5	47	124,9	47
Clientèle commerciale	133,3	48	122,4	48
Clientèle industrielle	13,9	5	13,1	5
Autres	0,3	—	0,3	—
Total	277,0	100	260,7	100

ATCO Gas est la propriétaire et l'exploitante d'environ 41 000 km de conduites de distribution. En outre, elle possède des installations de service et d'entretien situées dans les principaux centres de l'Alberta.

ATCO Gas distribue du gaz naturel dans des collectivités constituées en personne morale sous le régime de concessions ou de règlements et dans des régions rurales aux termes d'autorisations, de permis ou d'ordonnances délivrés ou rendus en vertu des lois applicables. Elle détient actuellement 168 contrats de concession conclus avec des collectivités en Alberta. Ces contrats de concession décrivent les droits accordés à ATCO Gas et ses obligations ayant trait à l'offre de services de gaz naturel aux clients de la municipalité.

ATCO Gas détient toutes ces concessions en exclusivité, lesquelles sont renouvelables par contrat pour des périodes additionnelles allant jusqu'à 20 ans. Si une concession n'est pas renouvelée, elle demeure valide jusqu'au moment où l'une ou l'autre des parties, avec l'approbation de l'organisme de réglementation compétent, y met fin moyennant un préavis écrit de six mois. Lorsque la concession prend fin, la municipalité peut acheter les installations utilisées relativement à cette concession à un prix devant être convenu ou, faute d'entente, à un prix établi par l'organisme de réglementation compétent.

À Edmonton, la distribution du gaz naturel se fait aux termes d'une concession exclusive. ATCO Gas a conclu un contrat de concession d'une durée de 20 ans avec la ville d'Edmonton qui expirera le 21 juillet 2030. Les concessions aux termes desquelles le service est assuré dans d'autres collectivités constituées en personne morale en Alberta ont été accordées pour des périodes allant jusqu'à 20 ans.

À Calgary, la distribution du gaz naturel se fait en vertu d'un règlement municipal, lequel ne confère pas d'exclusivité à ATCO Gas, mais ne limite pas ses droits à une durée déterminée. Le règlement ne confère à la ville de Calgary aucun droit d'acquérir les installations utilisées pour assurer le service.

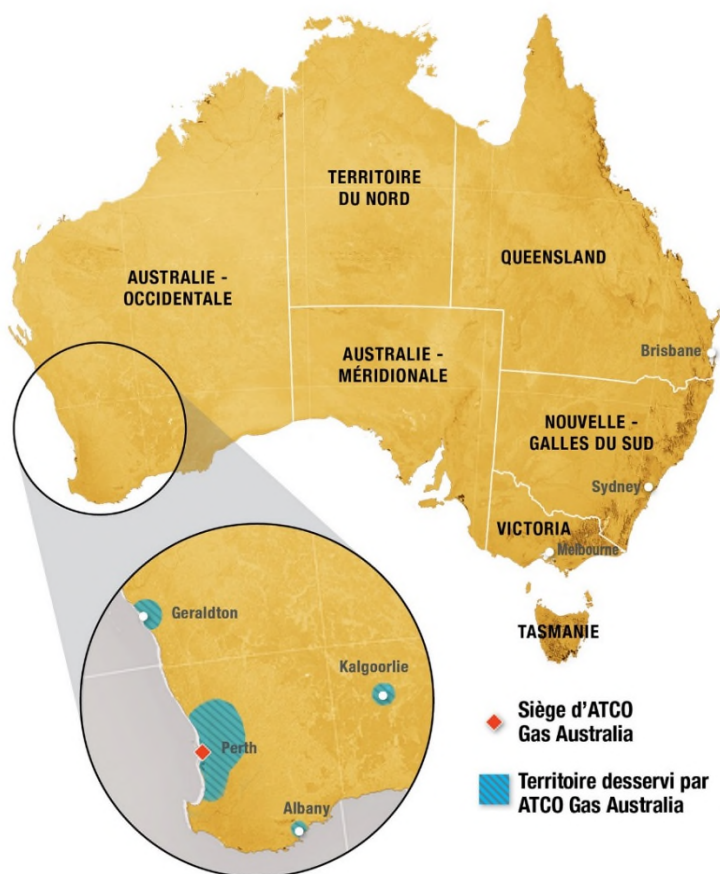
ATCO PIPELINES

ATCO Pipelines possède et exploite des installations et des pipelines de transport de gaz naturel en Alberta. Elle prend livraison du gaz naturel à partir de diverses installations de traitement et de différents points de raccordement avec d'autres réseaux de transport, puis elle transporte ce gaz à l'intérieur de la province jusqu'à des utilisateurs finaux, comme des clients industriels et des services de distribution locaux, ou jusqu'à d'autres réseaux de pipelines, afin principalement qu'il soit exporté à l'extérieur de la province.

ATCO Pipelines possède et exploite un vaste réseau de transport du gaz naturel. Le réseau compte actuellement environ 9 200 km de pipelines, 16 installations de compression, environ 3 500 points de réception et de livraison et une installation de stockage de pointe dans une caverne de sel située près de Fort Saskatchewan, en Alberta. Il comprend également 185 points de réception des producteurs, un raccordement au réseau d'Alliance Pipeline et un raccordement au réseau de Many Islands Pipelines. La capacité de livraison de pointe du réseau d'ATCO Pipelines s'élève à 3,8 milliards de pieds cubes par jour.

ATCO GAS AUSTRALIA

Les activités d'ATCO Gas Australia sont indiquées dans la carte ci-dessous.



ATCO Gas Australia procure des services de distribution de gaz naturel en Australie-Occidentale et dessert environ 761 000 clients dans 18 collectivités, dont la région métropolitaine de Perth et ses environs, comme Geraldton, Bunbury, Busselton, Kalgoorlie, Harvey, Pinjarra, Brunswick Junction et Capel. ATCO Gas Australia est la propriétaire et l'exploitante d'environ 14 000 km de pipelines de gaz naturel et d'infrastructures connexes et distribue également du gaz de pétrole liquéfié (GPL) dans la collectivité d'Albany.

Le nombre de clients desservis par ATCO Gas Australia à la fin de 2018 et de 2017 figure ci-après :

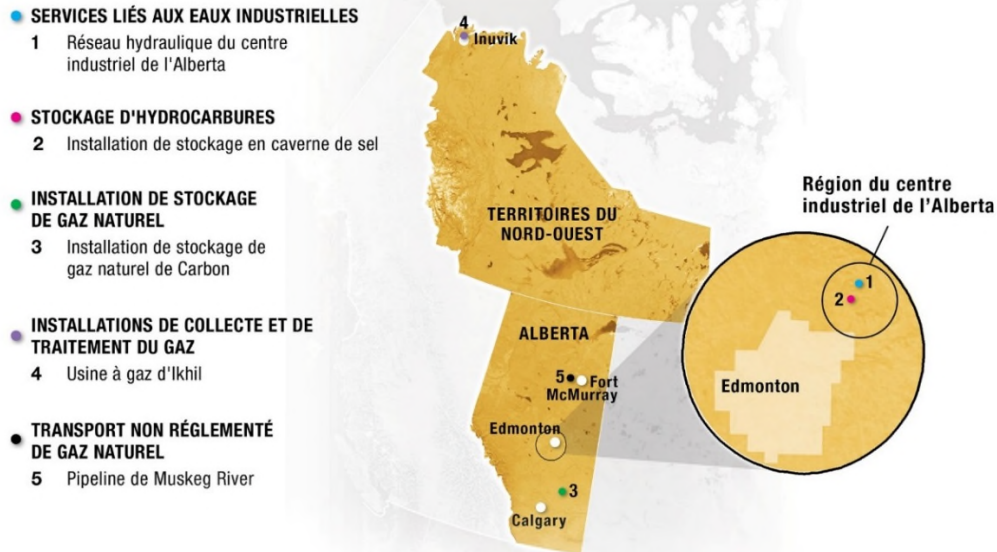
	2018		2017	
	Nombre	%	Nombre	%
Clientèle résidentielle	747 424	98	739 345	98
Clientèle commerciale	13 699	2	13 453	2
Clientèle industrielle	180	—	173	—
Total	761 303	100	752 971	100

La quantité de gaz livrée par ATCO Gas Australia en 2018 et en 2017 figure ci-après :

	2018		2017	
	PJ	%	PJ	%
Clientèle résidentielle	10,3	38	10,2	40
Clientèle commerciale	3,5	13	3,3	13
Clientèle industrielle	13,0	49	12,2	47
Total	26,8	100	25,7	100

ATCO ENERGY SOLUTIONS

ATCO Energy Solutions est le constructeur, le propriétaire et l'exploitant d'infrastructures non réglementées liées aux eaux industrielles, au stockage du gaz naturel, au stockage des hydrocarbures et aux liquides du gaz naturel qui desservent le secteur intermédiaire de l'industrie de l'énergie de l'ouest du Canada. Elle possède une participation de un tiers dans un réseau de distribution réglementé de gaz naturel qu'elle exploite dans les Territoires du Nord-Ouest. ATCO Energy Solutions répond aussi aux besoins en approvisionnement en gaz naturel et procure des services d'équilibrage des charges à d'autres secteurs d'activité.



Stockage d'hydrocarbures

En 2018, nous avons achevé la construction de deux autres cavernes de sel, doublant ainsi la capacité au Centre de l'énergie du centre industriel ATCO près de Fort Saskatchewan, en Alberta. Des contrats à long terme ont été signés concernant les quatre cavernes, qui ont une capacité de stockage combinée d'environ 400 000 mètres cubes d'hydrocarbures. Les deux premières cavernes ont été mises en service au cours du quatrième trimestre de 2016, et des bénéfices ont été tirés des deux nouvelles cavernes de sel au cours du deuxième trimestre de 2018.



Installation de stockage d'hydrocarbures dans le centre industriel ATCO

Activités de stockage du gaz naturel

ATCO Energy Solutions possède et exploite une installation de stockage de gaz naturel à Carbon, en Alberta. Il s'agit d'un réservoir de gaz naturel dont la capacité de stockage saisonnière est de 52 pétajoules, le taux d'injection maximal est de 360 térajoules par jour et la vitesse de retrait maximale est de 550 térajoules par jour. L'installation est reliée à de multiples réseaux de transport par pipelines et est en service depuis plus de 45 ans.

ATCO Energy Solutions procure également des services flexibles de stockage, d'approvisionnement en gaz naturel et de transport conçus pour répondre aux besoins précis de chaque client. Les services peuvent être tant ponctuels que journaliers ou porter sur plusieurs années et sont offerts à des établissements financiers, des sociétés de marketing, des exploitants de pipelines, des fournisseurs de ressources énergétiques au détail et des producteurs.

Eaux industrielles

Grâce au réseau hydraulique du centre industriel ATCO, le réseau hydraulique à utilisateurs multiples d'ATCO Energy Solutions est relié à la rivière Saskatchewan Nord. ATCO Energy Solutions offre des services intégrés liés à l'eau, notamment des services de transport par pipeline, de stockage, de traitement, de recyclage et de rejet des eaux à une clientèle industrielle. Ce réseau hydraulique industriel fournit également l'eau nécessaire à la création de cavernes de sel destinées à nos installations de stockage d'hydrocarbures dans la région. Le système de prise d'eau dans la rivière et sa station de pompage moderne ont la capacité de tirer 3 550 mètres cubes à l'heure, les besoins actuels de livraison étant de 1 300 mètres cubes à l'heure.

Au cours du quatrième trimestre de 2017, ATCO Energy Solutions a conclu une entente commerciale à long terme avec Inter Pipeline Ltd. aux termes de laquelle nous fournissons des services liés aux eaux à l'usine intégrée de polypropylène et de déshydrogénation au propane nouvellement autorisée d'Inter Pipeline, qui deviendra le complexe pétrochimique Heartland. Au cours du premier trimestre de 2018, il a été confirmé avec Inter Pipeline que le contrat de services liés aux eaux commencera en 2020.

Avec l'ajout de ces services, nous continuons d'élargir davantage la gamme de services liés à l'eau et aux eaux usées offerts à la clientèle industrielle dans le centre industriel de l'Alberta.

Activités d'extraction de liquides du gaz naturel

Au 31 décembre 2018, ATCO Energy Solutions détenait une participation dans une installation d'extraction de liquides de gaz naturel (LGN). L'usine de chevauchement de liquides de gaz d'Empress, qu'exploite ATCO Energy Solutions, est actuellement en cours de démantèlement.

Activités de collecte et de traitement du gaz naturel

ATCO Energy Solutions possède une participation de 33,3 pour cent hors exploitation dans une installation de collecte et de traitement de gaz naturel, l'usine à gaz d'Ikhil.

Pipeline de gaz naturel non réglementé

ATCO Energy Solutions possède le pipeline de gaz naturel non réglementé de 116 km de Muskeg River, à proximité de Fort McMurray.

SIÈGE SOCIAL ET AUTRES ACTIVITÉS

Le secteur Siège social et autres activités de Canadian Utilities comprend la vente au détail d'énergie par ATCOenergy, société lancée en 2016 pour fournir des services de vente au détail d'électricité et de gaz naturel en Alberta. En outre, le secteur Siège social et autres activités comprend le siège social mondial, à Calgary, au Canada, le siège social australien, à Perth, en Australie, et le siège social mexicain, à Mexico, au Mexique. Le secteur Siège social et autres activités de Canadian Utilities comprend également les charges associées aux dividendes sur les actions privilégiées de CU Inc. et de Canadian Utilities.

VENTE AU DÉTAIL D'ÉNERGIE

Dans le cadre de la stratégie de croissance continue de la société, ATCOenergy a été lancée au début de 2016 afin de vendre de l'électricité et du gaz naturel aux clients résidentiels et commerciaux au moyen de forfaits souples offrant des possibilités d'économies réelles et un service à la clientèle exceptionnel. En 2018, la part du marché d'ATCOenergy a atteint 10 pour cent, et ATCOenergy est ainsi devenue le troisième fournisseur d'énergie en importance de l'Alberta.

ATCO Blue Flame Kitchen (BFK) a été intégrée à ATCOenergy en 2016. BFK est une marque albertaine reconnue à laquelle les Albertains font confiance depuis plus de huit décennies. Le regroupement des deux équipes permet la création d'une offre au détail intéressante, qui va au-delà de la simple commodité.

SOMMAIRE DU RENDEMENT

COMPARAISON DES PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES SECTORIELS ET DU RÉSULTAT AJUSTÉ

La part des produits des activités ordinaires consolidés et du résultat ajusté de la société pour chacun des secteurs d'activité mondiaux est indiquée dans les tableaux suivants :

Produits des activités ordinaires ¹⁾	2018		2017 ³⁾	
	(en millions de \$)	%	(en millions de \$)	%
Électricité	2 858	65	2 460	60
Pipelines et liquides	1 470	34	1 630	40
Siège social et autres activités	162	4	95	2
Éliminations intersectorielles	(113)	(3)	(100)	(2)
Total	4 377	100	4 085	100

Résultat ajusté ^{1) 2)}	2018		2017 ³⁾	
	(en millions de \$)	%	(en millions de \$)	%
Électricité	434	71	397	66
Pipelines et liquides	247	41	273	45
Siège social et autres activités	(74)	(12)	(69)	(11)
Éliminations intersectorielles	–	–	1	–
Total	607	100	602	100

1) Les données qui précèdent sont tirées de la note 4, « Informations sectorielles », des états financiers consolidés de 2018 préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (IFRS). La monnaie de présentation est le dollar canadien.

2) Le résultat ajusté s'entend du résultat attribuable aux détenteurs de titres de capitaux propres de la société, après ajustement au titre du calendrier des produits des activités ordinaires et des charges associés aux activités à tarifs réglementés, des dividendes sur les actions de participation privilégiées de la société et des profits ou des pertes latents sur les contrats à terme sur marchandises évalués à la valeur de marché. 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.

3) Ces chiffres ont été ajustés pour tenir compte de l'incidence des IFRS 15. Des renseignements supplémentaires sur les IFRS 15 figurent à la note 3 des états financiers consolidés de 2018.

PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES

En 2018, des produits des activités ordinaires de 4 377 millions de dollars ont été réalisés, soit 292 millions de dollars de plus que pour la même période en 2017. Cette hausse des produits en 2018 est principalement attribuable aux produits des activités ordinaires comptabilisés par Canadian Utilities à l'égard des activités de construction d'Alberta PowerLine, à l'amélioration des conditions du marché de l'énergie pour les centrales électriques indépendantes ainsi qu'aux produits des activités ordinaires comptabilisés par les centrales thermiques visées par une EAE dans le cadre de la résiliation de l'EAE de l'unité 5 de Battle River.

RÉSULTAT AJUSTÉ

Le résultat ajusté pour le secteur d'activité mondial Électricité a été plus élevé de 37 millions de dollars en 2018 par rapport à 2017. La hausse du résultat en 2018 s'explique principalement par les bénéfices associés à la résiliation, par le Balancing Pool, de l'EAE de l'unité 5 de Battle River, par les bénéfices associés à la vente des actifs de Barking Power, par le résultat plus élevé obtenu par APL, ainsi que par l'amélioration des conditions du marché de l'énergie en Alberta. L'amélioration des apports au résultat a été neutralisée en partie par l'établissement d'une nouvelle base de tarification selon le modèle réglementé du transport et de la distribution d'électricité en Alberta et des tarifs provisoires plus bas approuvés par la Alberta Utilities Commission (AUC) pour le transport d'électricité.

Le résultat ajusté pour le secteur d'activité mondial Pipelines et liquides a été plus bas de 26 millions de dollars en 2018 par rapport à 2017. La baisse du résultat ajusté s'explique principalement par l'établissement d'une nouvelle base de tarification selon le modèle réglementé de distribution de gaz naturel de l'Alberta, neutralisée en partie par l'augmentation de la base de tarification dans l'ensemble des entreprises à tarifs réglementés du secteur Pipelines et liquides.

Le résultat ajusté du secteur Siège social et autres activités de Canadian Utilities a été plus bas de 6 millions de dollars en 2018 par rapport à 2017. La baisse du résultat ajusté en 2017 s'explique principalement par le calendrier de certaines charges, ainsi que par l'absence du bénéfice provenant de la vente à ATCO de la participation de 24,5 pour cent de Canadian Utilities dans Structures et Logistiques conclue le 31 décembre 2017.

COMPARAISON DES INVESTISSEMENTS EN CAPITAL PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

La part des investissements en capital consolidés de la société pour chacun des secteurs d'activité mondiaux est indiquée dans le tableau suivant :

	2018 ¹⁾		2017 ¹⁾	
	(en millions de \$)	%	(en millions de \$)	%
Électricité	1 287	66	918	54
Pipelines et liquides	648	33	782	46
Siège social et autres activités de Canadian Utilities	16	1	3	–
Total ^{2) 3)}	1 951	100	1 703	100

1) Les données qui précèdent sont tirées du rapport de gestion de 2018. La monnaie de présentation est le dollar canadien.

2) Compte tenu des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles ainsi que d'intérêts de 20 millions de dollars (17 millions de dollars en 2017) capitalisés pendant la construction pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

3) Compte tenu des dépenses en immobilisations dans le cadre de coentreprises de 19 millions de dollars (13 millions de dollars en 2017) pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

En 2018, les investissements en capital ont totalisé 1 951 millions de dollars, soit 248 millions de dollars de plus que ceux de 1 703 millions de dollars déclarés en 2017. Des 1 287 millions de dollars investis par le secteur Électricité, 664 millions de dollars, ou 52 pour cent, étaient reliés à Alberta PowerLine et 467 millions de dollars, ou 36 pour cent, étaient reliés aux entreprises réglementées. Des 648 millions de dollars investis par le secteur Pipelines et liquides, 622 millions de dollars, ou 96 pour cent, étaient reliés aux entreprises réglementées. La hausse des investissements en capital s'explique principalement par la hausse des dépenses reliées à Alberta PowerLine et l'acquisition de la centrale hydroélectrique au Mexique conclue au cours du premier trimestre de 2018, neutralisée en partie par une baisse des investissements en capital dans les entreprises de distribution et de transport de gaz naturel du secteur Pipelines et liquides.

HISTORIQUE DES TROIS DERNIERS EXERCICES

Le texte qui suit résume les événements importants qui se sont produits dans la société et les facteurs importants qui ont eu une influence sur son évolution au cours des trois derniers exercices.

SECTEUR D'ACTIVITÉ MONDIAL ÉLECTRICITÉ

INVESTISSEMENTS EN CAPITAL

Les investissements en capital totaux pour le secteur Électricité au cours des trois derniers exercices sont indiqués dans le tableau suivant.

(en millions de \$)	Total	Exercice clos le 31 décembre		
		2018	2017	2016
Distribution d'électricité	721	227	227	267
Transport d'électricité	654	240	211	203
Production d'électricité ¹⁾	288	156	24	108
Alberta PowerLine	1 189	664	456	69
Total	2 852	1 287	918	647

1) Comprend les dépenses en immobilisations de la production d'électricité à l'échelle internationale dans des coentreprises de 14 millions de dollars (montant nul en 2017 et 6 millions de dollars en 2016) pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

Les investissements en capital totaux du secteur Électricité au cours des trois derniers exercices se sont élevés à 2,9 milliards de dollars. Le projet le plus important a été le projet de 500-kV de Fort McMurray West d'Alberta PowerLine.

Le projet de 500-kV de Fort McMurray West a été comptabilisé comme un accord de concession de services aux termes des IFRS, car l'AESO contrôle la production des installations de transport qui font partie du réseau général de l'Alberta et la propriété des installations de transport sera transférée à l'AESO à la fin de l'entente de services. Aux termes d'un accord de concession de services, les produits des activités ordinaires et les coûts liés à la conception, à la planification et à la construction du projet sont comptabilisés en fonction d'un pourcentage de réalisation, et les produits des activités ordinaires et les coûts rattachés à l'exploitation seront comptabilisés au fur et à mesure que les services sont fournis. Les investissements en capital du secteur Électricité comprennent également les capitaux investis dans Alberta PowerLine aux termes de cet accord de concession de services.

SURVOL DU RENDEMENT

ATCO Electric

Outre les investissements continus dans les infrastructures des services publics en Alberta, les résultats financiers d'ATCO Electric ont été touchés par plusieurs décisions des autorités de réglementation. Ces décisions sont décrites dans la présente notice annuelle à la rubrique « Faits récents d'ordre réglementaire » et dans le rapport de gestion de la société à la rubrique « Faits récents d'ordre réglementaire » et ces descriptions sont intégrées aux présentes par renvoi. Il est possible de consulter le rapport de gestion sur le site Web de SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

ATCO Power

Les résultats financiers d'ATCO Power au cours des trois derniers exercices ont été touchés par les ventes à terme, les prix du réseau commun d'énergie, la volatilité des prix, les prix du gaz naturel et la disponibilité des centrales électriques.

La baisse du résultat d'ATCO Power en 2017 par rapport à celui obtenu en 2016 s'explique principalement par une interruption planifiée importante de l'usine thermique visée par une EAE de Sheerness, par la diminution de l'apport des ventes à terme et par la hausse des frais d'expansion des affaires.

ATCO Power a obtenu un résultat plus élevé en 2018 qu'en 2017, principalement en raison des bénéfices associés à la résiliation par le Balancing Pool de l'EAE de l'unité 5 de Battle River, des bénéfices associés à la vente des actifs de Barking Power et de l'amélioration des conditions du marché de l'énergie en Alberta.

Disponibilité des centrales

La disponibilité des centrales peut également avoir une incidence sur les résultats financiers. La disponibilité des centrales en 2017 est restée élevée dans l'ensemble des unités de production d'électricité d'ATCO Power. La disponibilité des centrales électriques indépendantes a été plus élevée en 2017 qu'en 2016 en raison d'une baisse des interruptions en 2017. La disponibilité des usines thermiques visées par une EAE a été moins élevée en 2017 qu'en 2016 principalement en raison d'une interruption planifiée importante de la centrale de Sheerness. La disponibilité plus élevée des centrales de production d'électricité à l'échelle internationale en 2017 s'explique principalement par une interruption importante qui a commencé à la fin de septembre 2016 à notre centrale d'Osborne, en Australie.

La disponibilité des centrales électriques indépendantes en 2018 a été comparable à celle de 2017 pour les mêmes périodes. La plus grande disponibilité des centrales thermiques visées par des EAE en 2018 s'explique principalement par une interruption importante planifiée de la centrale de Sheerness en 2017. La plus faible disponibilité des centrales de production d'électricité à l'échelle internationale en 2018 s'explique par une interruption non planifiée de la centrale d'Osborne, à Adélaïde, en Australie. Il s'agissait de la première interruption importante non planifiée depuis sa mise en service il y a 20 ans. La centrale d'Osborne a été remise en service en novembre 2018.

Vente des actifs de Barking Power au Royaume-Uni

Au cours du quatrième trimestre de 2018, Canadian Utilities a vendu sa participation de 100 pour cent dans les actifs de Barking Power. Les produits tirés de la vente des actifs de Barking Power ont totalisé 219 millions de dollars. Cette opération s'inscrit dans la stratégie de Canadian Utilities de vendre les actifs échus et de recycler les produits dans des secteurs en croissance de la société.

Centrales thermiques visées par des EAE

Le 21 mars 2018, le Balancing Pool de l'Alberta a avisé de son intention de résilier l'EAE de l'unité 5 de Battle River. Avec prise d'effet le 30 septembre 2018, l'EAE de l'unité 5 de Battle River a été résiliée par le Balancing Pool et Canadian Utilities a repris le contrôle de la répartition.

Les unités 1 et 2 de Sheerness sont toujours visées par une EAE, et Canadian Utilities continuera d'exploiter les unités de Sheerness selon les modalités de l'EAE, qui prend fin à la fin de 2020.

Stratégie de conversion du charbon au gaz naturel

Canadian Utilities entend être le premier producteur d'électricité alimentée au charbon en Alberta à éliminer de ses activités cette source de production d'électricité. Au premier trimestre de 2018, Canadian Utilities a mené à terme le projet de coalimentation au gaz naturel de l'unité 4 de Battle River, permettant ainsi d'alimenter au gaz naturel 50 pour cent de la capacité de production de 155 MW de cette unité. Lors de la prochaine phase de cette initiative, un projet de conversion dont l'achèvement est prévu vers la fin de 2019 permettra la coalimentation au gaz naturel de la totalité de la capacité de production de 385 MW de l'unité 5 de Battle River. La société analyse actuellement la possibilité d'effectuer une conversion complète des unités 3 et 4 de Battle River.

Canadian Utilities est déterminée à convertir au gaz naturel les unités 1 et 2 de Sheerness. La conversion complète de la centrale de Sheerness est prévue avant la prise d'effet du contrat d'approvisionnement ferme en gaz naturel, au deuxième trimestre de 2022.

Contrats de Primrose et de Rainbow Lake

Au cours du quatrième trimestre de 2018, les renégociations des contrats de Primrose et de Rainbow Lake ont été conclues. Le contrat de Primrose, qui sera un contrat de location-financement, sera en vigueur pour une période de 10 ans à compter du 1^{er} janvier 2019. La modification du contrat de Rainbow Lake prendra effet au cours du deuxième trimestre de 2019, jusqu'en 2030.

Réforme du marché de l'électricité en Alberta

Le 23 novembre 2016, le gouvernement de l'Alberta a annoncé son intention de restructurer le marché de l'électricité axé exclusivement sur l'énergie de l'Alberta pour en faire un marché de capacité d'ici 2021. Un marché de capacité comprend une composante concernant l'approvisionnement en capacité, ou la capacité de produire de l'électricité, s'ajoutant au marché de production de l'électricité. Le gouvernement de l'Alberta a indiqué qu'il travaillera en étroite collaboration avec les membres du secteur, les groupes de consommateurs et les autres parties intéressées pour établir le cadre du nouveau marché de capacité et le mettre en œuvre d'ici 2021.

La version définitive du document intitulé *Comprehensive Market Design* a été publiée le 29 juin 2018. La première enchère de capacité proposée commencera en novembre 2019 et visera une obligation débutant en novembre 2021 pour une période de un an. L'AESO a élaboré des règles pour la mise en œuvre d'un modèle de marché de capacité et les a présentées à l'AUC en janvier 2019; l'approbation de cette dernière devrait être donnée d'ici juillet 2019. Le gouvernement de l'Alberta a publié la réglementation intitulée *Capacity Market Regulation* et des modifications à la réglementation intitulée *Fair, Efficient and Open Competition Regulation* en décembre 2018 pour faciliter la mise en œuvre d'un marché de capacité.

Examen stratégique des actifs canadiens de production d'électricité

Le 13 septembre 2018, Canadian Utilities a annoncé qu'elle examinait différentes stratégies pour son entreprise de production d'électricité au Canada. Ce processus s'inscrit dans les pratiques de la société qui consistent à réévaluer et à optimiser constamment son portefeuille d'activités. Rien ne garantit que ce processus aboutira à une transaction.

Production d'électricité à l'échelle internationale

Les activités de production d'électricité à l'échelle internationale fournissent de l'électricité à partir de deux centrales de production d'électricité alimentées au gaz naturel en Australie, soit la centrale d'Osborne, en Australie-Méridionale, et la centrale de Karratha, en Australie-Occidentale, et à partir d'une centrale de production décentralisée située près de San Luis Potosí, au Mexique, et d'une centrale de production hydroélectrique située près de Veracruz, au Mexique.

Le résultat tiré des activités de production d'électricité à l'échelle internationale a été légèrement plus élevé en 2017 qu'en 2016, principalement en raison de l'impact d'une interruption importante de notre installation d'Osborne en 2016.

Le résultat ajusté tiré des activités de production d'électricité à l'échelle internationale a été plus bas de 2 millions de dollars en 2018 par rapport à 2017. Le résultat plus élevé tiré de la production d'électricité au Mexique a été neutralisé par une interruption imprévue de la centrale d'Osborne. La centrale d'Osborne a été remise en service en novembre 2018.

Prolongation de l'EAE d'Osborne

Canadian Utilities a négocié une prolongation de cinq ans de l'entente d'achat d'électricité conclue avec Origin Energy Electricity Limited relativement à la centrale électrique d'Osborne d'une capacité de 180 MW qui se trouve à proximité d'Adélaïde, en Australie. L'entente initiale, qui portait sur une capacité sous contrat de 180 MW, devait arriver à échéance en 2018 et a été prolongée jusqu'au 31 décembre 2023. Même si l'entente prolongée prévoit des prix inférieurs à ceux de l'entente initiale, la prolongation de cinq ans représente un rendement supérieur au rendement prévu pour le projet dans la décision d'investissement initiale.

Installation hydroélectrique au Mexique

En février 2018, Canadian Utilities a conclu l'acquisition d'Electricidad del Golfo, qui possède une centrale hydroélectrique de 35 MW sous contrat à long terme dans l'État de Veracruz, au Mexique. L'opération a été conclue en contrepartie d'un prix d'achat global de 112 millions de dollars.

Installation de cogénération au Mexique

En mars 2018, nous avons annoncé que nous construirons un projet de cogénération de 26 MW, appelé installation de cogénération La Laguna, sur le site de l'usine de produits chimiques Chemours Company Mexicana S. de R.L. de C.V. à proximité de Gómez Palacio, dans l'État de Durango, au Mexique. Établie en partenariat avec RANMAN Energy, la centrale de cogénération La Laguna produira de l'électricité et de la chaleur à faibles émissions de carbone et à bon marché aux termes d'un contrat à long terme. Des activités d'approvisionnement et d'ingénierie sont en cours. L'investissement total associé au projet se chiffre à environ 70 millions de dollars, et l'installation devrait entrer en service en 2020.

Production décentralisée

En 2017, ATCO Power a ajouté des projets de production décentralisée au Mexique. La production décentralisée s'inscrit dans la stratégie de la société qui consiste à adopter une approche créative et innovatrice pour répondre aux besoins de ses clients en se dotant d'une flotte de groupes électrogènes portatifs alimentés au gaz naturel qui peuvent être déployés pour des projets temporaires ou permanents. La société et son partenaire mexicain, Grupo Ranman, ont une centrale de production décentralisée située dans le parc industriel World Trade Centre à San Luis Potosi, au Mexique, d'une capacité de 11 MW.

Alberta PowerLine

Les travaux de construction des quelque 500 km du projet de 500-kV de Fort McMurray West ont commencé en août 2017.

En 2018, la construction du projet s'est poursuivie. Les investissements en capital de 664 millions de dollars pour l'ensemble de 2018 ont visé principalement l'assemblage des pylônes et le filage des lignes. La date de mise en service cible était fixée en juin 2019. Compte tenu des progrès réalisés dans la construction du projet, cette date a été devancée à mars 2019, entraînant ainsi l'attribution d'incitatifs pour mise en service rapide.

SECTEUR D'ACTIVITÉ MONDIAL PIPELINES ET LIQUIDES

INVESTISSEMENTS EN CAPITAL

Les investissements en capital totaux du secteur Pipelines et liquides au cours des trois derniers exercices sont indiqués dans le tableau suivant.

<i>(en millions de \$)</i>	Total	Exercice clos le 31 décembre		
		2018	2017	2016
ATCO Gas	998	290	372	336
ATCO Pipelines	788	239	297	252
ATCO Gas Australia	275	93	92	90
Investissements en capital pour activités non réglementées ¹⁾	159	26	21	112
Total	2 220	648	782	790

1) Les investissements en capital pour activités non réglementées comprennent ceux du pipeline de Mexico Tula et ceux d'ATCO Energy Solutions.

Au cours des trois derniers exercices, les investissements en capital du secteur Pipelines et liquides se sont élevés au total à 2,2 milliards de dollars. Les investissements les plus importants ont été consacrés au programme de remplacement des pipelines urbains (RPU) approuvé par l'AUC et au remplacement d'infrastructures vieillissantes et à l'installation de nouvelles connexions pour la clientèle.

SURVOL DU RENDEMENT

ATCO Gas

Les résultats financiers d'ATCO Gas pour les trois derniers exercices ont été touchés par l'investissement en capital, la hausse de la base de tarification et les décisions des autorités de réglementation. ATCO Gas a obtenu un résultat plus bas en 2018 qu'en 2017 et en 2016, principalement en raison de l'incidence sur les résultats des initiatives de réduction des charges d'exploitation prises au cours de la période visée par la première génération de RFR qui se répercutent sur les tarifs clients aux termes du cadre conceptuel de la deuxième génération de RFR pour la période 2018-2022. La baisse du bénéfice attribuable à

l'établissement de nouveaux tarifs selon la RFR a été partiellement neutralisée par le résultat provenant de l'accroissement de la base de tarification et de la clientèle et le rendement des capitaux propres (RCP) additionnel au titre du mécanisme de report d'efficacité (MRE) de la RFR et le maintien des efficacités opérationnelles en 2018. Le MRE est accordé aux entreprises de services publics de distribution sur les deux premières années de la deuxième génération de RFR lorsqu'elles ont réalisé des économies supérieures au cours de la période de RFR précédente.

Les décisions des autorités de réglementation sont décrites à la rubrique « Faits récents d'ordre réglementaire » de la présente notice annuelle et à la rubrique « Faits récents d'ordre réglementaire » du rapport de gestion de la société et ces descriptions sont intégrées aux présentes par renvoi. Il est possible de consulter le rapport de gestion sur le site Web de SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

ATCO Pipelines

Les résultats financiers d'ATCO Pipelines au cours des trois derniers exercices ont été touchés par l'investissement en capital, la hausse de la base de tarification et les décisions des autorités de réglementation. La société a obtenu un résultat plus élevé en 2018 qu'en 2017 et en 2016, principalement en raison de la hausse continue de la base de tarification.

Les décisions des autorités de réglementation sont décrites à la rubrique « Faits récents d'ordre réglementaire » de la présente notice annuelle et à la rubrique « Faits récents d'ordre réglementaire » du rapport de gestion de la société et ces descriptions sont intégrées aux présentes par renvoi. Il est possible de consulter le rapport de gestion sur le site Web de SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

Programme de remplacement des pipelines urbains

Le programme de remplacement des pipelines urbains (RPU) vise le remplacement et le déplacement des pipelines de gaz naturel à haute pression vieillissants situés dans des régions densément peuplées de Calgary et d'Edmonton pour des raisons de sécurité, de fiabilité et de croissance future. La construction devrait prendre fin en 2020, et le coût total du programme RPU est estimé à environ 900 millions de dollars. Les entreprises de distribution de gaz naturel et de transport de gaz naturel ont investi 750 millions de dollars dans le programme RPU depuis son lancement.

Programme de remplacement des conduites

L'entreprise de distribution de gaz naturel a repéré 8 000 km de conduites en plastique et 9 000 km de conduites en acier qui devront possiblement être remplacées. Le programme de remplacement des conduites de plastique a été lancé en 2011 et vise le remplacement, sur une période de 20 ans, des conduites de polychlorure de vinyle, ou PVC, et de polyéthylène de première génération. L'entreprise de distribution de gaz naturel a remplacé 1 841 km de conduites en plastique depuis le lancement du programme.

Aux termes du programme de remplacement des conduites en acier, les conduites sont remplacées lorsqu'elles ont, en général, plus de 60 ans. L'entreprise de distribution de gaz naturel a remplacé 305 km de conduites en acier depuis le lancement du programme.

Transport de gaz naturel à l'échelle internationale – Pipeline de Mexico Tula

En 2014, Canadian Utilities a obtenu une convention de service de transport de 25 ans avec la Comisión Federal De Electricidad (CFE) pour la conception, la construction, la possession et l'exploitation d'un pipeline de gaz naturel de 16 km situé près de la ville de Tula, dans l'État d'Hidalgo, au Mexique. Canadian Utilities a rempli les demandes visant tous les permis nécessaires et poursuit les travaux avec le gouvernement du Mexique relativement à l'accès aux terrains et à l'achèvement de la construction.

Projet Pembina-Keephills

Le projet Pembina-Keephills est un pipeline de gaz naturel à haute pression de 59 km situé à environ 80 km au sud-ouest d'Edmonton, en Alberta. Le projet vient appuyer directement la conversion au gaz de la production d'électricité alimentée au charbon dans la région de Genesee et les environs, en Alberta, avec une capacité de transport pouvant atteindre 550 TJ par jour. Le pipeline assurera l'approvisionnement en gaz naturel de la centrale électrique de Genesee et il aura la capacité

ATCO ENERGY SOLUTIONS

Les résultats financiers d'ATCO Energy Solutions au cours des trois derniers exercices ont été influencés principalement par les différentiels de prix de stockage du gaz naturel, la vente de gaz naturel excédentaire et les économies de coûts découlant de la vente d'actifs dont le rendement était faible.

En 2014, ATCO Energy Solutions a commencé à se repositionner en tant que fournisseur d'infrastructures liées à l'énergie dans le centre industriel de l'Alberta, la plus grande région de traitement d'hydrocarbures du Canada. En raison de cette nouvelle orientation, des contrats d'alimentation en eau industrielle ont été conclus et la création d'un important partenariat lié à des activités de stockage d'hydrocarbures a été annoncée. À la fin de 2017, ATCO Energy Solutions s'était désaisie de ses participations dans les entreprises de traitement de gaz ou les avait abandonnées, sauf en ce qui a trait à la participation restante dans les systèmes de collecte d'Ikhil.

Le résultat plus faible en 2017 qu'en 2016 est attribuable aux économies de coûts réalisées en 2016 à la vente d'actifs dont le rendement était faible et à la vente de gaz naturel excédentaire. Le résultat pour l'ensemble de 2017 comprend des contributions tirées des installations de stockage d'hydrocarbures mises en service au cours du quatrième trimestre de 2016.

Le résultat de 2018 est similaire à celui de 2017 et s'explique par les bénéfices plus élevés tirés des actifs de stockage d'hydrocarbures, contrebalancés par des contributions plus faibles des services accessoires.

Stockage d'hydrocarbures

En 2018, nous avons achevé la construction de deux autres cavernes de sel, doublant ainsi la capacité au Centre de l'énergie du centre industriel ATCO près de Fort Saskatchewan, en Alberta. Des contrats à long terme ont été signés concernant les quatre cavernes, qui ont une capacité de stockage combinée d'environ 400 000 mètres cubes d'hydrocarbures. Les deux premières cavernes ont été mises en service au cours du quatrième trimestre de 2016, et des bénéfices ont été tirés des deux nouvelles cavernes de sel au cours du deuxième trimestre de 2018.

Eaux industrielles

En 2017, ATCO Energy Solutions a conclu une entente commerciale à long terme avec Inter Pipeline Ltd. aux termes de laquelle nous fournissons des services liés aux eaux à l'usine intégrée de polypropylène et de déshydrogénation au propane nouvellement autorisée d'Inter Pipeline, qui deviendra le complexe pétrochimique Heartland. Au cours du premier trimestre de 2018, il a été confirmé avec Inter Pipeline que le contrat de services liés aux eaux commencera en 2020.

Avec l'ajout de ces services, nous poursuivons la croissance de la gamme de services d'eaux et d'eaux usées pour les clients industriels dans l'ensemble du centre industriel de l'Alberta.

SIÈGE SOCIAL ET AUTRES ACTIVITÉS

VENTE AU DÉTAIL D'ÉNERGIE

Dans le cadre de la stratégie de croissance continue de la société, ATCOenergy a été lancée au début de 2016 afin de vendre de l'électricité et du gaz naturel aux clients résidentiels et commerciaux au moyen de forfaits souples offrant des possibilités d'économies réelles et un service à la clientèle exceptionnel. ATCO Blue Flame Kitchen (BFK) a été intégrée à ATCOenergy en 2016.

En 2018, la part du marché d'ATCOenergy a atteint 10 pour cent, et ATCOenergy est ainsi devenue le troisième fournisseur d'énergie en importance de l'Alberta.

AUTRES ACTIVITÉS

Participation au régime de réinvestissement des dividendes de Canadian Utilities

Le régime de réinvestissement des dividendes (RRD) de Canadian Utilities permet aux porteurs d'actions de catégorie A et de catégorie B admissibles de Canadian Utilities de réinvestir la totalité ou une partie de leurs dividendes dans des actions de catégorie A supplémentaires. Avec prise d'effet le 10 janvier 2019, le RRD de Canadian Utilities a été suspendu.

FAITS RÉCENTS D'ORDRE RÉGLEMENTAIRE

MODÈLES D'AFFAIRES RÉGLEMENTÉS

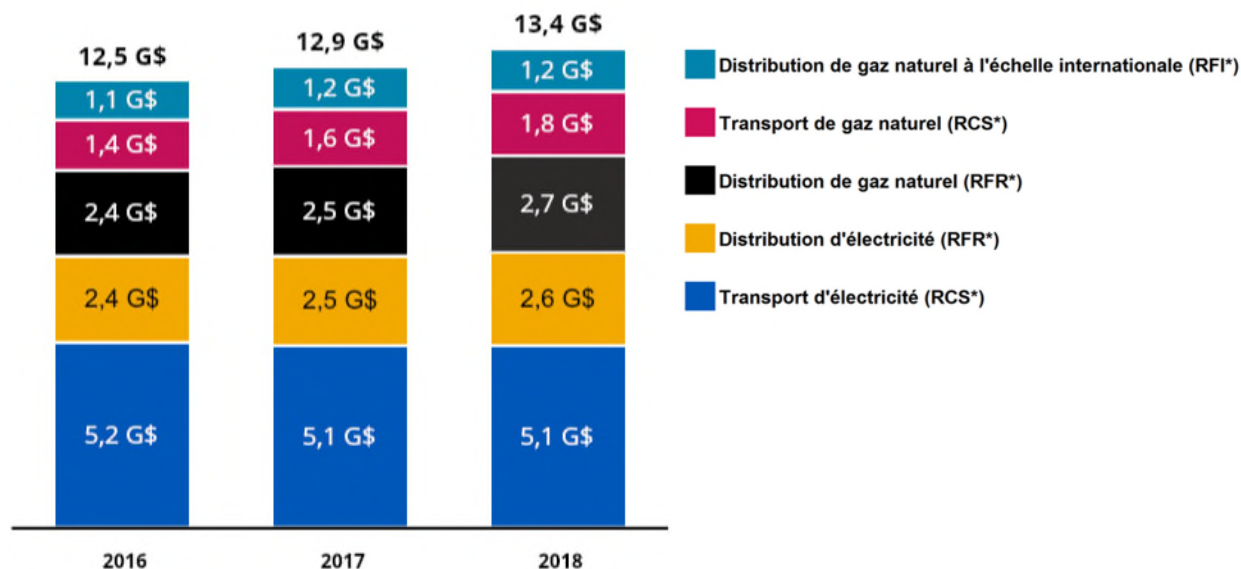
Les activités commerciales des entreprises de distribution d'électricité, de transport d'électricité, de distribution de gaz naturel et de transport de gaz naturel sont réglementées principalement par l'Alberta Utilities Commission (AUC). L'AUC applique les lois et les règlements touchant différents aspects comme la tarification, le financement et la région desservie.

Les entreprises de transport de gaz naturel et de transport d'électricité sont exploitées aux termes d'une réglementation fondée sur le coût du service (RCS). Suivant ce modèle, l'autorité de réglementation établit les produits des activités ordinaires requis pour dégager un rendement équitable des investissements réalisés dans les services publics en se fondant sur le calcul de mi-exercice de l'investissement total, déduction faite de l'amortissement, ce que l'on appelle également « base de tarification de mi-exercice ». La hausse de la base de tarification de mi-exercice est un indicateur clé de l'évolution du résultat de l'entreprise, en fonction du ratio des capitaux propres obtenu de la base de tarification de mi-exercice et du taux de rendement des capitaux propres ordinaires.

Les entreprises de distribution de gaz naturel et de distribution d'électricité sont exploitées aux termes d'une réglementation fondée sur le rendement (RFR). Selon la RFR, les produits des activités ordinaires sont déterminés suivant une formule qui ajuste les tarifs facturés aux clients pour tenir compte de l'inflation, déduction faite d'un montant estimatif pour les 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 sur les capitaux propres ordinaires s'inscrit dans une fourchette établie. Aux fins de ces calculs, l'AUC examine la base de tarification de mi-exercice. La hausse de la base de tarification de mi-exercice peut ainsi s'avérer un indicateur clé de l'évolution du résultat de l'entreprise, en fonction de la capacité de celle-ci à maintenir des coûts fondés principalement sur la formule qui ajuste les tarifs pour tenir compte de l'inflation et des gains de productivité.

La distribution de gaz naturel à l'échelle internationale est réglementée principalement par l'Economic Regulation Authority (ERA) d'Australie-Occidentale. L'entreprise de distribution de gaz naturel à l'échelle internationale est exploitée aux termes d'une réglementation fondée sur des incitatifs (RFI) selon laquelle l'ERA détermine les tarifs pour chaque période de cinq ans de manière à recouvrer un rendement sur la base de tarification prévue, y compris l'impôt sur le résultat, la dépréciation de la base de tarification prévue et les charges opérationnelles prévues en fonction de la capacité prévue. La hausse de la base de tarification peut ainsi s'avérer un indicateur clé de l'évolution du résultat de l'entreprise, en fonction de la capacité de celle-ci à maintenir les coûts dans les prévisions approuvées.

Base de tarification de mi-exercice des entreprises réglementées de services publics



* RFI s'entend de la réglementation fondée sur des incitatifs; RCS s'entend de la réglementation fondée sur le coût du service et RFR s'entend de la réglementation fondée sur le rendement

COÛT GÉNÉRIQUE DU CAPITAL (CGC)

En août 2018, l'AUC a rendu une décision approuvant, pour toutes les entreprises de services publics de l'Alberta, un rendement des capitaux propres (RCP) de 8,5 pour cent et une structure du capital comprenant 37 pour cent de capitaux propres pour la période 2018, 2019 et 2020. Cette décision ne représente aucun changement par rapport au RCP et à la structure du capital provisoires approuvés pour 2018. En décembre 2018, l'AUC a lancé la procédure de CGC pour 2021. La procédure portera principalement sur l'évaluation de la possibilité d'utiliser une approche par formule pour établir le RCP.

Le tableau qui suit présente le RCP et les ratios de capitaux propres ordinaires réputés découlant des dernières décisions relatives au CGC. L'information tient compte des dernières décisions de modification rendues après la date de la décision initiale. Le tableau présente également la base de tarification de mi-exercice de chaque service public de l'Alberta.

	Exercice	Décision de l'AUC	Taux de rendement des capitaux propres ordinaires ¹⁾ (%)	Ratio de capitaux propres ordinaires ²⁾ (%)	Base de tarification de mi-exercice (en millions de \$)
Distribution d'électricité	2018	2018 CGC⁴⁾	8,50	37,0	2 585⁵⁾
	2017	2016 CGC ³⁾	8,50	37,0	2 471 ⁶⁾
	2016	2016 CGC ³⁾	8,30	37,0	2 361 ⁶⁾
Transport d'électricité	2018	2018 CGC⁴⁾	8,50	37,0	5 095⁸⁾
	2017	2016 CGC ³⁾	8,50 ⁷⁾	37,0	5 097 ⁶⁾
	2016	2016 CGC ³⁾	8,30 ⁷⁾	37,0	5 236 ⁶⁾
Distribution de gaz naturel	2018	2018 CGC⁴⁾	8,50	37,0	2 717⁵⁾
	2017	2016 CGC ³⁾	8,50	37,0	2 549 ⁶⁾
	2016	2016 CGC ³⁾	8,30	37,0	2 369 ⁶⁾
Transport de gaz naturel	2018	2018 CGC⁴⁾	8,50	37,0	1 802⁹⁾
	2017	2016 CGC ³⁾	8,50	37,0	1 614 ⁶⁾
	2016	2016 CGC ³⁾	8,30	37,0	1 407 ⁶⁾

1) Le taux de rendement des capitaux propres ordinaires est le taux de rendement de la partie de la base de tarification qui est réputée être financée par les capitaux propres ordinaires.

2) Le ratio de capitaux propres ordinaires est la partie de la base de tarification qui est réputée être financée par les capitaux propres ordinaires.

- 3) L'AUC a rendu sa décision concernant le CGC pour la période de 2016 à 2017 le 7 octobre 2016.
- 4) L'AUC a rendu sa décision concernant le CGC pour la période de 2018 à 2020 le 2 août 2018.
- 5) La base de tarification de mi-exercice de 2018 est fondée sur la demande de RFR pour 2019 déposée le 10 septembre 2018 et comprend les travaux en cours estimatifs de mi-exercice de la distribution d'électricité et de la distribution de gaz naturel.
- 6) La base de tarification de mi-exercice de 2016 et de 2017 est fondée sur la formule des coûts réels (Actuals Package) de la règle 005 et comprend les travaux en cours de mi-exercice.
- 7) Le RCP et le ratio de capitaux propres ordinaires pour le transport d'électricité ont été approuvés sur une base provisoire le 7 octobre 2016 et ont été approuvés sur une base définitive le 16 décembre 2016.
- 8) La base de tarification de mi-exercice de 2018 est fondée sur la mise à jour de la demande générale de hausse tarifaire (GTA) pour 2018 et 2019, déposée le 4 septembre 2018, et comprend les travaux en cours de mi-exercice.
- 9) La base de tarification de mi-exercice de 2018 est fondée sur la demande générale de taux pour 2019 et 2020, déposée le 30 juillet 2018, et comprend les travaux en cours de mi-exercice.

Décision concernant l'entente d'accès de l'entreprise de distribution de gaz naturel à l'échelle internationale

L'entente d'accès actuelle de l'entreprise de distribution de gaz naturel à l'échelle internationale pour la prochaine période (EA4) est en vigueur de juillet 2014 à décembre 2019.

Le tableau suivant présente le RCP et le ratio de capitaux propres ordinaires réputés en tenant compte de l'entente d'accès actuelle. Le tableau présente également la base de tarification de mi-exercice.

	Exercice	Décision de l'ERA	Taux de rendement des capitaux propres ordinaires (%) ¹⁾	Ratio de capitaux propres ordinaires (%) ²⁾	Base de tarification de mi-année (en millions de \$)
Distribution de gaz naturel à l'échelle internationale	2018	2016 EA4 ³⁾	7,21	40,0	1 211 ⁴⁾
	2017	2016 EA4 ³⁾	7,21	40,0	1 179
	2016	2016 EA4 ³⁾	7,21	40,0	1 111

- 1) Le taux de rendement des capitaux propres ordinaires est le taux de rendement de la partie de la base de tarification qui est réputée financée par les capitaux propres ordinaires.
- 2) Le ratio de capitaux propres ordinaires est la partie de la base de tarification qui est réputée financée par les capitaux propres ordinaires.
- 3) L'ERA a rendu sa décision définitive modifiée EA4 le 10 septembre 2015. Cette décision a été remplacée lorsque l'ERA a rendu sa décision définitive révisée EA4 le 25 octobre 2016.
- 4) La base de tarification de mi-exercice de 2018 a été touchée par la montée du dollar canadien en 2018. La base de tarification de mi-exercice de 2018 a été calculée en fonction d'un taux de change de 1 dollar australien : 0,96 dollar canadien, comparativement à 0,98 dollar canadien en 2017. La base de tarification de mi-exercice en dollars australiens s'est élevée à 1 260 \$ en 2018 et à 1 205 \$ en 2017, soit une hausse de 55 millions de dollars entre 2017 et 2018.

PROCHAINE GÉNÉRATION DE RÉGLEMENTATION FONDÉE SUR LE RENDEMENT

Le 16 décembre 2016, l'AUC a rendu sa décision concernant le cadre de la deuxième génération de RFR pour les services publics de distribution d'électricité et de gaz naturel en Alberta. Dans le cadre de la RFR de deuxième génération, qui s'appliquera de 2018 à 2022, le rajustement des tarifs des services publics continuera de se faire selon une formule qui estime l'inflation chaque année et suppose l'amélioration de la productivité. Le cadre contient également des dispositions modifiées relativement au financement supplémentaire des dépenses en immobilisations qui ne sont pas recouvrées dans la formule de l'inflation de base moins la productivité.

Le 5 février 2018, l'AUC a rendu une décision réglementaire dans laquelle elle donnait des précisions sur les taux d'entrée et le financement des dépenses en immobilisations supplémentaires pour la RFR de deuxième génération. En novembre 2018, l'AUC a rendu une décision d'examen et de variation de la phase I en vue de réévaluer les ajustements pour les anomalies de l'ensemble des entreprises de services publics de distribution de l'Alberta aux fins de l'établissement des taux initiaux de 2018. Le 14 février 2019, l'AUC a commencé une procédure pour réaliser cet examen. Le tableau qui suit compare les principaux éléments de la RFR de première génération et de la RFR de deuxième génération, selon la décision rendue par l'AUC le 5 février 2018.

	RFR de première génération	RFR de deuxième génération
Période d'application	2013 à 2017	2018 à 2022
Facteur de rajustement en fonction de l'inflation (facteur I)	Indices d'inflation (RHM et IPC) rajustés annuellement	Indices d'inflation (RHM et IPC) rajustés annuellement
Facteur de rajustement en fonction de la productivité (facteur X)	1,16 %	0,30 %
Exploitation et maintenance	D'après les niveaux d'exploitation et de maintenance prévus en 2012 et approuvés; rajustés en fonction de l'inflation selon la formule I-X par la suite pendant la durée de la RFR	D'après les niveaux d'exploitation et de maintenance réels annuels les plus bas au cours de la période allant de 2013 à 2016, rajustés pour tenir compte de l'inflation, de la croissance et de la productivité en dollars de 2017; rajustés pour tenir compte de l'inflation selon la formule I-X par la suite pendant la durée de la RFR
Traitement des coûts en capital	<ul style="list-style-type: none"> Recouvrement en fonction des taux initiaux rajustés pour tenir compte de l'inflation selon la formule I-X Recouvrement des coûts en capital importants qui ne sont pas entièrement recouverts par la formule I-X et qui respectent certains critères par l'application d'un facteur K 	<ul style="list-style-type: none"> Recouvrement en fonction des taux initiaux rajustés pour tenir compte de l'inflation selon la formule I-X et un niveau K fondé sur les coûts en capital historiques moyens rajustés en fonction de l'inflation pour la période allant de 2013 à 2016. Le niveau K est calculé annuellement et rajusté en fonction du CMPC réel Recouvrement des coûts en capital importants qui sont extraordinaires, qui n'ont pas déjà été engagés et qui étaient exigés par un tiers au moyen d'un facteur K de « type I ».
RCP utilisé pour les taux initiaux	<ul style="list-style-type: none"> 8,75 % 	<ul style="list-style-type: none"> 8,5 % + 0,5 % du MRE du RCP obtenu de la RFR de première génération, ajouté pour 2018 et 2019
Mécanisme de report de l'efficacité (MRE)	MRE d'au plus 0,5 % du RCP supplémentaire au cours des années 2018 et 2019 en fonction de certains critères	MRE d'au plus 0,5 % du RCP supplémentaire au cours des années 2023 et 2024 en fonction de certains critères
Réouverture	+/- 300 points de base du RCP approuvé au cours de deux années consécutives ou +/- 500 points de base du RCP approuvé au cours de n'importe quelle année donnée	+/- 300 points de base du RCP approuvé au cours de deux années consécutives ou +/- 500 points de base du RCP approuvé au cours de n'importe quelle année donnée
RCP utilisé pour le calcul de la réouverture	<ul style="list-style-type: none"> 2013 à 2016 : 8,3 % 2017 : 8,5 % 	<ul style="list-style-type: none"> 2018 : 8,5 %, excluant l'incidence du MRE 2019 : 8,5 %, excluant l'incidence du MRE 2020 : 8,5 % 2021 et plus : RCP approuvé, en attendant la décision future relative au CGC

ATCO GAS - DÉCISION RELATIVE AU FACTEUR Z (FEU DE FORÊT DANS LA MUNICIPALITÉ RÉGIONALE DE WOOD BUFFALO)

En juin 2018, l'AUC a rendu une décision au sujet de la demande d'application d'un facteur Z au titre de la distribution de gaz naturel pour le recouvrement des coûts et des pertes de revenus liés au feu de forêt survenu en 2016 à Wood Buffalo, près de Fort McMurray, en Alberta. La quasi-totalité des coûts et des pertes de revenus demandés ont été approuvés tels qu'ils étaient exposés dans la demande.

RÉOUVERTURE DU PLAN DE RFR

En juin 2018, l'AUC a lancé un processus pour la distribution d'électricité et de gaz naturel, par suite du déclenchement de la clause de réouverture pour les deux types d'entreprises de services publics en 2017, dernière année du plan de RFR de première génération. Les seuils fixés pour la réouverture du plan de RFR sont atteints si le résultat d'une entreprise de services publics affiche un écart de +/- 500 points de base par rapport au RCP approuvé pour une année ou de +/- 300 points de base par rapport au RCP approuvé pour deux années consécutives. L'AUC a établi qu'elle appliquerait un processus à deux volets. À la première phase du processus, l'AUC déterminera si la réouverture des plans des entreprises de services publics pour les années 2013 à 2017 est justifiée et, dans l'affirmative, elle décrira la portée de la deuxième phase.

Les entreprises de distribution d'électricité et de gaz naturel ont soumis une demande relative à la première phase, indiquant que le résultat plus élevé était directement attribuable à la réponse de la direction à l'incitatif à mettre en œuvre des mesures d'amélioration de l'efficacité, et non à une lacune dans le cadre conceptuel de RFR.

DEMANDE GÉNÉRALE DE HAUSSE TARIFAIRE D'ATCO ELECTRIC POUR 2018 ET 2019

En juin 2017, l'entreprise de transport d'électricité a déposé une demande générale de hausse tarifaire pour ses activités de 2018 et 2019. En septembre 2018, elle a déposé la mise à jour de cette demande exigée par l'AUC. La mise à jour de septembre 2018 tenait compte, notamment, des économies réalisées au chapitre des charges d'exploitation, et elle s'est traduite par une réduction des produits des activités ordinaires initialement demandés. Compte tenu des étapes supplémentaires imposées par l'AUC, la décision est maintenant attendue au deuxième semestre de 2019. Si tous les volets de la demande générale de hausse tarifaire sont alors approuvés tels quels, l'augmentation du résultat de l'exercice 2018 s'élèverait à 13 millions de dollars et serait prise en compte dans le résultat ajusté de 2019 au moment de l'obtention de la décision.

En janvier 2019, l'AUC a rendu une décision sur les tarifs provisoires pour la partie concernant l'exercice 2019 de la demande générale de hausse tarifaire. L'AUC a approuvé pour 2019 un tarif qui maintient les tarifs provisoires approuvés pour 2018. Le montant approuvé représente un peu plus de 96 pour cent de l'exigence au titre des produits des activités ordinaires initialement demandés.

DEMANDE GÉNÉRALE DE HAUSSE TARIFAIRE D'ATCO PIPELINES POUR 2019 ET 2020

En juillet 2018, l'entreprise de transport de gaz naturel a déposé une demande générale de hausse tarifaire pour 2019 et 2020 dans laquelle elle demande, entre autres, une hausse des produits des activités ordinaires en raison de l'augmentation de la base de tarification découlant d'abord des dépenses en immobilisations, par exemple le projet de pipeline Pembina-Keephills, ainsi que des charges d'exploitation et des dépenses d'entretien. La décision de l'AUC est attendue au deuxième semestre de 2019.

ENTENTE D'ACCÈS D'ATCO GAS AUSTRALIA

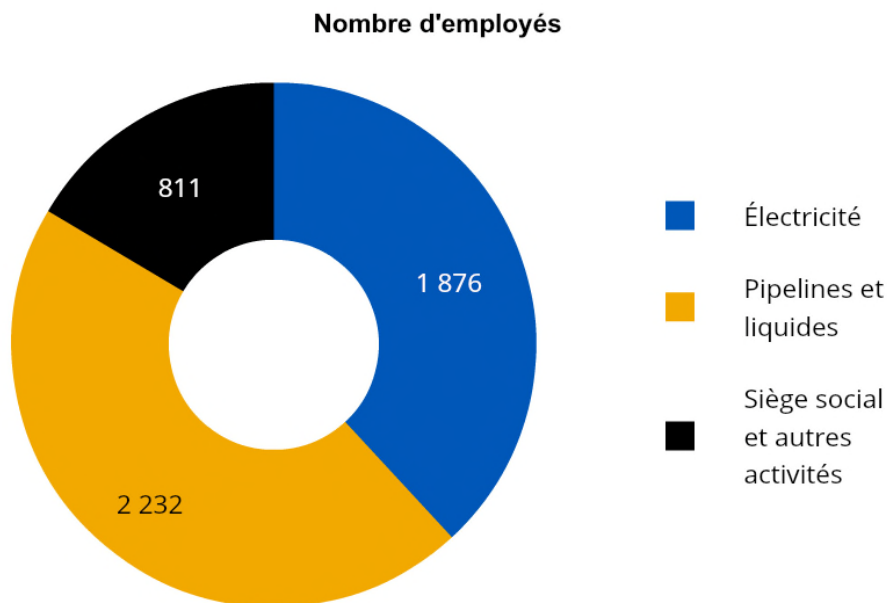
L'entreprise de distribution de gaz naturel à l'échelle internationale a soumis l'entente d'accès 5 (AA5) à l'ERA le 31 août 2018. La société s'attend à ce que l'ERA publie un projet de décision concernant l'AA5 d'ici à la fin du premier trimestre de 2019 et ATCO Gas Australia aura alors l'occasion d'y répondre. La décision définitive de l'ERA est ensuite attendue au troisième trimestre de 2019. Les tarifs prévus dans la décision définitive seront en vigueur du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2024.

QUESTIONS COURANTES RELATIVES AUX TECHNOLOGIES DE L'INFORMATION

En décembre 2018, le dossier de la procédure concernant les questions courantes relatives aux technologies de l'information, qui avait été lancée en 2015, a été fermé. Cette procédure a une incidence sur le recouvrement des coûts associés aux technologies de l'information par les entreprises de services publics de l'Alberta. Une décision devrait être rendue au cours du premier trimestre de 2019.

RENSEIGNEMENTS SUR LES EMPLOYÉS

Au 31 décembre 2018, la société comptait 4 919 employés. Le graphique ci-dessous représente le nombre d'employés de la société dans chaque secteur. Ne sont pas inclus dans le graphique 34 employés de coentreprises de production d'électricité à l'échelle internationale d'ATCO Power et 147 employés de coentreprises d'ATCO Electricity.



DURABILITÉ, CHANGEMENTS CLIMATIQUES ET TRANSITION DE L'ÉNERGIE

La durabilité, les changements climatiques et la transition de l'énergie sont décrits à la rubrique « Durabilité, changements climatiques et transition de l'énergie » du rapport de gestion de Canadian Utilities Limited et cette description est intégrée aux présentes par renvoi. Le rapport de gestion peut être consulté sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

RISQUES COMMERCIAUX

Les risques commerciaux sont décrits aux rubriques « Rendement des secteurs d'activité mondiaux » et « Risques commerciaux et gestion des risques » du rapport de gestion de Canadian Utilities Limited et cette description est intégrée par renvoi aux présentes. Le rapport de gestion peut être consulté sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

DIVIDENDES

Les dividendes en espèces déclarés au cours des trois derniers exercices pour toutes les séries et catégories d'actions ont été les suivants :

<i>(en dollars canadiens par action)</i>	Date d'émission	2018	2017	2016
Actions privilégiées de second rang de série :				
Série V ¹⁾	3 oct. 1997	1,1500	1,0000	1,0000
Série Y ²⁾	21 sept. 2011	0,8508	0,9254	1,0000
Série AA	18 juin 2012	1,2250	1,2250	1,2250
Série BB	5 juill. 2012	1,2250	1,2250	1,2250
Série CC	19 mars 2013	1,1250	1,1250	1,1250
Série DD	15 mai 2013	1,1250	1,1250	1,1250
Série EE	7 août 2015	1,3125	1,3125	1,3125
Série FF	24 sept. 2015	1,1250	1,1250	1,1250
Actions de catégorie A et de catégorie B		1,5732	1,4300	1,3000

1) Le 3 octobre 2017, le taux de dividende annuel des actions privilégiées de série V a été recalculé et établi à 4,60 pour cent pour les cinq prochaines années. Le premier paiement en fonction du nouveau taux a été versé le 3 janvier 2018. Avant le 3 octobre 2017, ce taux était de 4,00 pour cent.

2) Avec prise d'effet le 1^{er} juin 2017, le taux de dividende annuel des actions privilégiées de série Y a été recalculé et établi à 3,403 pour cent pour les cinq prochaines années. Avant le 1^{er} juin 2017, ce taux était de 4,00 pour cent.

La société a pour pratique de verser des dividendes sur ses actions de catégorie A et de catégorie B chaque trimestre. La société a augmenté ses dividendes sur les actions ordinaires chaque année depuis 1972. Le 10 janvier 2019, le conseil d'administration a déclaré un dividende de 42,27 cents par action pour le premier trimestre. Le versement de tout dividende s'effectue à l'appréciation du conseil d'administration et dépend de notre situation financière et d'autres facteurs.

RÉGIME DE RÉINVESTISSEMENT DES DIVIDENDES

Le régime de réinvestissement des dividendes (RRD) de Canadian Utilities permet aux porteurs d'actions de catégorie A et d'actions de catégorie B admissibles de Canadian Utilities de réinvestir la totalité ou une part déterminée de leurs dividendes dans des actions de catégorie A supplémentaires. Avec prise d'effet le 10 janvier 2019, le RRD de Canadian Utilities a été suspendu.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, Canadian Utilities a émis 2 000 420 actions de catégorie A aux termes du RRD au lieu de verser des dividendes en espèces de 63 millions de dollars.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017, Canadian Utilities a émis 2 388 770 actions de catégorie A aux termes du RRD au lieu de verser des dividendes en espèces de 90 millions de dollars.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016, Canadian Utilities a émis 1 484 241 actions de catégorie A aux termes du RRD au lieu de verser des dividendes en espèces de 52 millions de dollars.

STRUCTURE DU CAPITAL

CAPITAL-ACTIONS

Le tableau suivant décrit la structure du capital-actions de la société au 26 février 2019.

Actions	Nombre d'actions autorisées	Nombre d'actions en circulation
Actions privilégiées de série	150 000	–
Actions privilégiées de second rang de série	Illimitée	60 400 000
Actions de catégorie A	Illimitée	199 380 595
Actions de catégorie B	Illimitée	73 760 880

ACTIONS PRIVILÉGIÉES DE SÉRIE

Les actions privilégiées de série ont droit, en priorité sur les actions privilégiées de second rang de série et sur les actions sans droit de vote de catégorie A et les actions ordinaires de catégorie B, à des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs fixes et, en cas de liquidation ou de dissolution de la société ou de toute autre distribution d'actifs de la société à ses propriétaires d'actions aux fins de liquider ses affaires, au capital versé de ces actions et aux dividendes accumulés et non versés et, si cette mesure est volontaire, aux primes payables au rachat, le cas échéant.

Les actions privilégiées de série peuvent être rachetées moyennant un préavis de 30 jours et elles ne comprennent pas de droit de vote, sauf si la société omet de verser les dividendes sur ces actions pour une période de 18 mois. Dans un tel cas, les propriétaires de toutes ces actions ont droit à une voix par action aux assemblées des propriétaires d'actions.

Les dispositions qui se rattachent aux actions privilégiées de série indiquent qu'aucune action ayant un rang inférieur aux actions privilégiées de série ne peut être rachetée à moins que tous les dividendes alors payables sur les actions privilégiées de série n'aient été déclarés et versés.

À l'heure actuelle, aucune action privilégiée de série n'est en circulation.

ACTIONS PRIVILÉGIÉES DE SECOND RANG DE SÉRIE

Un nombre illimité d'actions privilégiées de second rang de série peuvent être émises en série, chaque série étant constituée du nombre d'actions et étant assortie des dispositions déterminées par les administrateurs. Les actions privilégiées de second rang de série, à titre de catégorie, comportent notamment les dispositions suivantes :

- i) Les actions privilégiées de second rang de série ont un rang inférieur aux actions privilégiées de série, mais pour ce qui est du paiement des dividendes et de la distribution des actifs en cas de liquidation ou de dissolution de la société, elles ont préséance sur les actions de catégorie A et les actions de catégorie B et sur toutes autres actions de la société ayant un rang inférieur aux actions privilégiées de second rang de série. Les actions privilégiées de second rang de série peuvent également bénéficier d'un traitement préférentiel par rapport aux actions de catégorie A et aux actions de catégorie B et à d'autres actions de rang inférieur selon ce qui peut être déterminé à l'égard d'une série dont l'émission est autorisée.
- ii) Les actions privilégiées de second rang de série de chaque série ont égalité de rang avec celles de toutes les autres séries relativement au paiement de dividendes et aux distributions des actifs en cas de liquidation ou de dissolution de la société.
- iii) Les propriétaires des actions privilégiées de second rang de série ne peuvent avoir, à ce titre (sauf suivant les dispositions d'une série), de droits de vote ni n'ont le droit de recevoir un avis de convocation aux assemblées des propriétaires d'actions ni d'y assister, à moins que les dividendes sur les actions privilégiées de second rang de série d'une série quelconque n'aient pas été versés pendant huit trimestres ou quatre semestres, le cas échéant, qu'ils soient ou non consécutifs. Tant que tous les arriérés de dividendes n'auront pas été versés, ces propriétaires auront le droit de recevoir un avis de convocation à toutes les assemblées des propriétaires d'actions et d'y assister lorsque des administrateurs doivent

être élus (sauf aux assemblées distinctes des propriétaires d'une autre catégorie d'actions) et auront droit à une voix relativement à chaque action privilégiée de second rang de série qu'ils détiennent.

Les actions privilégiées de second rang de série suivantes sont actuellement en circulation :

	Valeur déclarée	Actions	Montant (en millions de \$)
Actions privilégiées perpétuelles de second rang à dividende cumulatif			
Série V à 4,60 %	25,00 \$	4 400 000	110
Actions privilégiées de second rang à dividende cumulatif rachetables			
Série Y à 3,403 %	25,00 \$	13 000 000	325
Série AA à 4,90 %	25,00 \$	6 000 000	150
Série BB à 4,90 %	25,00 \$	6 000 000	150
Série CC à 4,50 %	25,00 \$	7 000 000	175
Série DD à 4,50 %	25,00 \$	9 000 000	225
Série EE à 5,25 %	25,00 \$	5 000 000	125
Série FF à 4,50 %	25,00 \$	10 000 000	250
			1 510

Actions privilégiées de série V

Le 3 octobre 2017, le taux de dividendes annuel des actions privilégiées de série V a été rajusté, passant de 4,00 pour cent à 4,60 pour cent. Le taux de dividendes annuel des actions privilégiées de série V est fixé jusqu'au 3 octobre 2022, auquel moment un nouveau taux de dividende peut être établi après des négociations entre la société et les propriétaires des actions. Les actions privilégiées de série V sont rachetables au gré de la société.

Actions privilégiées de série Y

Le 1^{er} juin 2017, le taux de dividendes annuel des actions privilégiées de série Y a été rajusté, passant de 4,00 à 3,40 pour cent. La société pouvait racheter les actions privilégiées de série Y le 1^{er} juin 2017, et elle pourra les racheter le 1^{er} juin tous les cinq ans par la suite, en totalité ou en partie, à la valeur déclarée augmentée de tous les dividendes accumulés et non versés. Les porteurs des actions peuvent choisir de convertir la totalité ou une partie de leurs actions privilégiées de série Y en un nombre égal d'actions privilégiées de second rang à dividende cumulatif rachetables de série Z le 1^{er} juin 2022 et le 1^{er} juin tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions privilégiées de série Z auront droit aux dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux variable que déclarera le conseil d'administration et que la société versera trimestriellement et dont le taux correspondra au rendement des bons du Trésor à trois mois du gouvernement du Canada d'alors majoré de 2,40 pour cent. Le 1^{er} juin 2027 et le 1^{er} juin tous les cinq ans par la suite (la date de conversion des actions de série Z), les porteurs des actions privilégiées de série Z pourront choisir de reconvertir la totalité ou une partie de leurs actions privilégiées de série Z en un nombre égal d'actions privilégiées de série Y. La société peut racheter les actions privilégiées de série Z, en totalité ou en partie, au prix de 25,00 \$, à une date de conversion des actions de série Z ou au prix de 25,50 \$ à toute autre date.

Actions privilégiées de série AA et de série BB

Les actions privilégiées de série AA et de série BB sont rachetables, en totalité ou en partie, au gré de la société, à partir du 1^{er} septembre 2017, à la valeur déclarée plus une prime de 4 pour cent par action pour les 12 mois suivants ainsi que les dividendes accumulés et non versés. La prime de rachat diminue de 1 pour cent à chaque période de 12 mois subséquente jusqu'au 1^{er} septembre 2021. En 2017, la société n'a racheté aucune action privilégiée de série AA ou de série BB.

Actions privilégiées de série CC

Les actions privilégiées de série CC sont rachetables, en totalité ou en partie, au gré de la société, à partir du 1^{er} juin 2018, à la valeur déclarée plus une prime de 4 pour cent par action pour les 12 mois suivants ainsi que les dividendes accumulés et non versés. La prime de rachat diminue de 1 pour cent à chaque période de 12 mois subséquente jusqu'au 1^{er} juin 2022.

Actions privilégiées de série DD

Les actions privilégiées de série DD sont rachetables, en totalité ou en partie, au gré de la société, à partir du 1^{er} septembre 2018, à la valeur déclarée plus une prime de 4 pour cent par action pour les 12 mois suivants ainsi que les dividendes accumulés et non versés. La prime de rachat diminue de 1 pour cent à chaque période de 12 mois subséquente jusqu'au 1^{er} septembre 2022.

Actions privilégiées de série EE

Les actions privilégiées de série EE sont rachetables, en totalité ou en partie, au gré de la société, à partir du 1^{er} septembre 2020, à la valeur déclarée plus une prime de 4 pour cent par action pour les 12 mois suivants ainsi que les dividendes accumulés et non versés. La prime de rachat diminue de 1 pour cent à chaque période de 12 mois subséquente jusqu'au 1^{er} septembre 2024.

Actions privilégiées de série FF

La société peut racheter les actions privilégiées de série FF le 1^{er} décembre 2020 et le 1^{er} décembre tous les cinq ans par la suite, en totalité ou en partie, à la valeur déclarée par action plus tous les dividendes accumulés et non versés. Les porteurs des actions peuvent choisir de convertir la totalité ou une partie de leurs actions privilégiées de série FF en un nombre égal d'actions privilégiées de second rang à dividende cumulatif rachetables de série GG le 1^{er} décembre 2020 et le 1^{er} décembre tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions privilégiées de série GG auront droit aux dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux variable trimestriels que déclarera le conseil d'administration et dont le taux correspondra au rendement des bons du Trésor à trois mois du gouvernement du Canada d'alors majoré de 3,69 pour cent, à condition que ce taux ne soit pas inférieur à 4,5 pour cent. Le 1^{er} décembre 2025 et le 1^{er} décembre tous les cinq ans par la suite, la société pourra racheter les actions privilégiées de série GG, en totalité ou en partie, à la valeur déclarée. À toute autre date, elle pourra les racheter, en totalité ou en partie, au prix de 25,50 \$ par action.

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

Les propriétaires des actions de catégorie A et de catégorie B ont le droit de se partager, à raison de une action pour une action, à égalité, tous les dividendes que la société déclare sur ces catégories d'actions ainsi que les biens résiduels de la société à la dissolution. Les propriétaires des actions de catégorie B ont le droit, en tout temps, de voter et d'échanger chaque action détenue contre une action de catégorie A.

Si une offre publique d'achat est présentée à l'égard des actions de catégorie B en conséquence de laquelle l'initiateur posséderait plus de 50 pour cent des actions de catégorie B en circulation (hormis les actions de catégorie B acquises à la conversion d'actions de catégorie A), les propriétaires des actions de catégorie A auront le droit, pendant la durée de l'offre publique d'achat, d'échanger leurs actions de catégorie A contre des actions de catégorie B et de déposer les nouvelles actions de catégorie B échangées en réponse à l'offre publique d'achat. Ce droit d'échange et de dépôt est conditionnel à la réalisation de l'offre publique d'achat en question.

De plus, les propriétaires des actions de catégorie A ont le droit d'échanger leurs actions contre des actions de catégorie B si ATCO Ltd., actionnaire détenant le contrôle de la société, cesse d'avoir la propriété ou le contrôle, directement ou indirectement, de plus de 10 000 000 des actions de catégorie B émises et en circulation. Dans l'un ou l'autre des cas, chaque action de catégorie A peut être échangée contre une action de catégorie B, sous réserve des modifications du ratio d'échange dans certains cas comme une division d'actions ou une offre de droits.

Des 12 800 000 actions de catégorie A pouvant être émises à l'exercice d'options dans le cadre de notre régime d'options d'achat d'actions, 5 146 900 actions de catégorie A étaient disponibles aux fins de leur émission au 31 décembre 2018. Les options peuvent être attribuées aux dirigeants et aux employés clés de la société et de ses filiales à un prix d'exercice égal au cours moyen pondéré des actions à la Bourse de Toronto pour les 5 jours de bourse précédant immédiatement la date d'attribution. Les dispositions relatives à l'acquisition et à la période d'exercice (qui ne peut être supérieure à 10 ans) sont déterminées au moment de l'attribution.

TITRES ENTIÈRES ET TITRES ASSUJETTIS À DES RESTRICTIONS CONTRACTUELLES RELATIVES AU TRANSFERT

À la connaissance de la société, aucun titre de la société n'est entiercé ni n'est assujetti à une restriction contractuelle relative à son transfert en date des présentes.

NOTATION ET NOTES

Les notes sont importantes pour ce qui est des coûts de financement de la société et de sa capacité à réunir des fonds. La société a l'intention de conserver des notes de bonne qualité afin de pouvoir emprunter efficacement et à un coût peu élevé les fonds requis pour exercer ses activités et croître.

Le tableau suivant présente les notes actuellement attribuées à Canadian Utilities Limited, à CU Inc. et à ATCO Gas Australia Pty Ltd.

	DBRS	S&P
Canadian Utilities Limited		
Émetteur	A	A-
Titres d'emprunt de premier rang non garantis	A	BBB+
Papier commercial	R-1 (bas)	A-1 (bas)
Actions privilégiées	PFD-2 (haut)	P-2
CU Inc.		
Titres d'emprunt de premier rang non garantis et émetteur	A (haut)	A-
Papier commercial	R-1 (bas)	A-1 (bas)
Actions privilégiées	PFD-2 (haut)	P-2
ATCO Gas Australia Pty Ltd. ¹⁾		
Titres d'emprunt de premier rang non garantis et émetteur	s.o.	BBB+

1) ATCO Gas Australia Pty Ltd. est un fournisseur réglementé de services de distribution de gaz naturel en Australie-Occidentale et dessert la région métropolitaine de Perth et les régions environnantes.

Le 13 juillet 2018, DBRS Limited (DBRS) a confirmé la note de crédit à long terme de « A (haut) » avec une tendance stable attribuée à CU Inc., filiale de Canadian Utilities. Le 10 août 2018, DBRS a confirmé la note de crédit à long terme de « A » avec une tendance stable attribuée à Canadian Utilities.

Le 21 septembre 2018, S&P Global Ratings (S&P) a confirmé la note de crédit à long terme de « BBB+ » avec une perspective stable attribuée à l'émetteur ATCO Gas Australia Pty Ltd.

Le 27 septembre 2018, S&P a confirmé la note de crédit à long terme de « A- » avec une perspective stable attribuée à l'émetteur ATCO Ltd. et à ses filiales Canadian Utilities Limited et CU Inc.

NOTATION DE L'ÉMETTEUR ET DES TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

La note « A » accordée par DBRS à un émetteur représente la troisième catégorie en importance sur 10 catégories. Un émetteur ayant la note « A » a une bonne qualité de crédit. La capacité de remboursement des obligations financières est importante, mais de moindre qualité que dans le cas d'un émetteur ayant reçu la note « AA ». Les émetteurs ayant la note « A » peuvent être vulnérables aux événements futurs, mais les facteurs défavorables sont considérés comme gérables. Chaque catégorie d'évaluation, mis à part les catégories « AAA » et « D », comporte une indication de sous-catégorie « haut » ou « bas ». L'absence de la désignation « haut » ou « bas » indique que la note se situe au « milieu » de la catégorie.

La note « A » accordée par S&P à un émetteur représente la troisième catégorie en importance sur 10 catégories et indique que l'entité a largement la capacité de respecter ses engagements financiers, mais est davantage tributaire des incidences

défavorables découlant de circonstances et d'une conjoncture changeantes que les entités classées dans les catégories supérieures. Les notes entre « AA » et « CCC » peuvent être modifiées par l'ajout d'un signe + ou – qui indique la position relative à l'intérieur des catégories d'évaluation.

La note « BBB » accordée par S&P à un émetteur représente la quatrième catégorie en importance sur 10 catégories. L'attribution d'une note de « BBB » à une obligation indique que le titre comporte des paramètres de protection suffisants. Toutefois, des conditions économiques défavorables ou une évolution de la situation risquent de nuire à la capacité du débiteur de s'acquitter des obligations financières rattachées au titre. Les notes de « AA » à « CCC » peuvent être modifiées par l'ajout d'un signe + ou – qui indique la position relative à l'intérieur des grandes catégories d'évaluation.

NOTATION DU PAPIER COMMERCIAL ET DES TITRES D'EMPRUNT À COURT TERME

La note « R-1 (bas) » accordée par DBRS représente la dernière sous-catégorie de la première de six catégories et est attribuée à des titres d'emprunt à court terme ayant une bonne qualité de crédit. La capacité de paiement des obligations financières à court terme lorsqu'elles deviennent exigibles est importante. La solidité globale n'est pas aussi importante que dans le cas des sous-catégories de notation supérieures. Les entités dans cette catégorie peuvent être plus vulnérables aux événements futurs, mais les facteurs défavorables sont considérés comme gérables. Les catégories « R-1 » et « R-2 » comportent l'indication de sous-catégorie « haut », « milieu » ou « bas ».

La note « A-1 (bas) » accordée par S&P représente la troisième catégorie en importance sur huit catégories sur son échelle d'évaluation du papier commercial canadien. Une obligation à court terme assortie de la note « A-1 (bas) » est légèrement plus sensible à une évolution défavorable des circonstances et de la conjoncture économique que les obligations mieux notées. Toutefois, la capacité du débiteur de s'acquitter des obligations financières rattachées à l'obligation est satisfaisante.

NOTATION DES ACTIONS PRIVILÉGIÉES

La note « PFD-2 » accordée par DBRS représente la deuxième catégorie en importance sur six catégories de notes utilisées par DBRS. Les actions privilégiées ayant reçu une note de cette catégorie sont considérées comme ayant une qualité de crédit satisfaisante. La protection des dividendes et du capital est importante, mais le résultat, le bilan et les ratios de couverture ne sont pas aussi solides que dans le cas des sociétés notées « Pfd-1 ». Chaque catégorie d'évaluation comporte une indication de sous-catégorie « haut » ou « bas ». L'absence de la désignation « haut » ou « bas » indique que la note se situe au « milieu » de la catégorie.

La note « P-2 » accordée par S&P représente la deuxième catégorie en importance sur huit catégories de notes utilisées par S&P sur son échelle d'évaluation des actions privilégiées canadiennes. Une obligation notée « P-2 » démontre des paramètres de protection adéquats. Toutefois, une situation économique défavorable ou des circonstances changeantes sont plus susceptibles de nuire à la capacité du débiteur de faire face aux engagements financiers découlant de ses obligations. Les indications « haut » ou « bas » indiquent une position relative au sein d'une catégorie de notation. L'absence de l'indication « haut » ou « bas » indique que la note se situe au « milieu » de la catégorie.

GÉNÉRALITÉS SUR LES NOTATIONS

Les notes sont conçues pour donner aux investisseurs une mesure indépendante de la qualité du crédit d'une émission de titres. Les notes indiquent la probabilité de remboursement et la capacité et la volonté d'un émetteur de faire face à ses engagements financiers relativement à une obligation. La note attribuée à un titre ne constitue pas une recommandation d'acheter, de vendre ou de détenir le titre et peut être révisée ou retirée en tout temps par l'agence de notation du crédit.

Comme le veut l'usage, la société verse des honoraires aux agences de notation du crédit pour l'attribution de notes ainsi que d'autres services. La société prévoit effectuer des paiements semblables à l'avenir.

MARCHÉ POUR LES TITRES DE LA SOCIÉTÉ

Les actions de catégorie A, les actions de catégorie B et les actions privilégiées de second rang à dividende cumulatif rachetables des séries Y, AA, BB, CC, DD, EE et FF de la société sont inscrites à la Bourse de Toronto. Les actions privilégiées perpétuelles de second rang à dividende cumulatif de série V ne sont pas cotées en bourse.

COURS ET VOLUME DES OPÉRATIONS

Dans les tableaux suivants sont indiqués les cours extrêmes enregistrés pour les actions de la société négociées à la Bourse de Toronto en 2018 et le volume des opérations sur celles-ci, sous les symboles CU pour les actions de catégorie A, CU.X pour les actions de catégorie B, CU.PR.C pour les actions de catégorie Y, CU.PR.D pour les actions de catégorie AA, CU.PR.E pour les actions de catégorie BB, CU.PR.F pour les actions de catégorie CC, CU.PR.G pour les actions de catégorie DD, CU.PR.H pour les actions de catégorie EE et CU.PR.I pour les actions de catégorie FF.

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

2018	Actions de catégorie A			Actions de catégorie B		
	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume
Janvier	37,47	35,53	4 190 364	37,32	35,31	19 389
Février	36,50	33,37	6 025 556	36,00	33,35	19 145
Mars	35,26	33,29	4 488 080	34,90	33,30	24 844
Avril	36,59	32,54	4 324 653	35,40	32,60	21 818
Mai	33,42	30,80	6 273 669	33,27	30,80	32 796
Juin	33,46	30,90	5 577 290	33,35	31,00	21 204
Juillet	33,82	31,95	4 794 931	33,75	31,98	22 163
Août	32,86	31,35	4 514 292	32,65	31,45	26 621
Septembre	31,87	30,88	5 221 762	31,84	30,81	58 720
Octobre	31,77	29,12	8 313 174	31,63	29,12	137 999
Novembre	31,97	30,65	6 434 229	31,93	30,65	95 638
Décembre	32,90	30,05	7 574 693	32,75	29,71	51 470

ACTIONS PRIVILÉGIÉES DE SECOND RANG À DIVIDENDE CUMULATIF RACHETABLES

2018	Série Y			Série AA			Série BB		
	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume
Janvier	22,80	22,16	187 636	24,60	23,91	56 167	24,43	23,73	52 128
Février	22,74	22,01	50 879	24,17	23,31	58 360	24,05	23,21	37 672
Mars	22,20	21,75	19 190	23,65	23,34	38 410	23,45	23,04	35 786
Avril	21,89	21,51	125 782	23,90	23,35	127 465	23,45	23,09	80 119
Mai	23,38	21,85	122 763	23,60	22,86	66 127	23,40	22,66	54 662
Juin	23,79	22,14	75 573	23,23	22,74	72 117	23,14	22,56	77 732
Juillet	23,22	22,61	117 147	23,41	22,99	30 637	23,20	22,79	29 975
Août	23,00	22,45	76 990	23,29	22,92	72 648	23,15	22,83	22 138
Septembre	22,70	21,95	36 976	23,22	23,00	30 897	23,08	22,84	16 933
Octobre	22,20	20,45	124 786	23,19	21,57	301 597	22,99	21,50	47 630
Novembre	22,08	19,02	143 720	22,38	21,04	93 200	22,21	20,84	76 783
Décembre	19,35	17,15	208 876	22,15	21,03	72 830	21,94	20,56	109 568

2018	Série CC			Série DD		
	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume
Janvier	22,26	21,80	42 280	22,40	21,81	45 158
Février	22,02	21,16	54 040	21,97	21,13	59 009
Mars	21,53	21,08	21 239	21,68	21,07	46 291
Avril	21,78	21,24	38 505	21,65	21,14	297 209
Mai	21,40	20,87	20 543	21,46	20,89	91 730
Juin	21,50	20,78	38 125	21,44	20,76	29 490
Juillet	21,55	21,17	29 296	21,51	21,15	59 869
Août	21,49	21,15	33 951	21,42	21,13	128 088
Septembre	21,35	21,05	46 222	21,28	20,95	38 520
Octobre	21,12	19,83	143 912	21,10	19,73	69 274
Novembre	20,44	19,34	60 950	20,40	19,25	78 737
Décembre	20,00	19,05	72 996	20,19	19,11	101 294

2018	Série EE			Série FF		
	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume
Janvier	25,94	25,35	42 850	26,39	25,60	38 724
Février	25,80	24,49	21 534	25,97	25,27	78 971
Mars	24,95	24,68	46 500	26,46	25,26	187 647
Avril	24,99	24,75	39 270	26,30	25,75	50 840
Mai	24,98	24,40	46 183	26,68	25,60	100 434
Juin	24,60	24,27	30 366	26,13	25,75	37 956
Juillet	24,88	24,48	62 860	26,18	25,70	126 252
Août	24,75	24,25	112 788	26,14	25,75	91 164
Septembre	24,55	24,30	67 793	26,30	25,74	27 350
Octobre	24,61	23,25	235 819	26,19	25,07	122 819
Novembre	23,89	22,71	81 554	26,00	24,27	63 345
Décembre	24,31	23,30	71 342	26,15	23,70	70 034

ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS

ADMINISTRATEURS ¹⁾



MATTHIAS F. BICHSEL, Ph. D.

Résidence principale : Lucerne, Suisse

Administrateur depuis 2014

Âge : 64 ans

Indépendant

M. Bichsel est consultant en énergie et en technologie et administrateur de sociétés. De 2009 à son départ à la retraite en 2014, il a été membre du comité de direction de Royal Dutch Shell plc et dirigeait l'une des quatre entreprises mondiales de cette société, où il était chargé des projets d'investissement en amont et en aval, de la technologie et de la recherche-développement, de l'ingénierie, de la gestion des chaînes d'approvisionnement et des activités liés aux achats de la société ainsi que du forage. M. Bichsel assumait également l'entière responsabilité de la performance en matière de sécurité et d'environnement chez Shell. Il était aussi responsable du développement durable, dont les questions relatives au changement climatique, aux émissions, à la pollution, aux changements sociaux et aux intérêts des parties prenantes.

M. Bichsel est titulaire d'un doctorat en géologie de l'université de Bâle, en Suisse, et il est professeur honoraire de la Chinese University of Petroleum, de Beijing, en Chine.



LORAIN M. CHARLTON ²⁾³⁾

Résidence principale : Calgary (Alberta) Canada

Administratrice depuis 2006

Âge : 62 ans

Indépendante

M^{me} Charlton est actuellement vice-présidente et chef des finances de Lintus Resources Limited, société pétrolière et gazière à capital fermé qui a des intérêts dans l'ensemble de l'Ouest canadien, et elle compte plus de 30 ans d'expérience dans l'industrie du pétrole et du gaz. Au cours de sa carrière, M^{me} Charlton a occupé divers postes de direction reliés à la gestion de l'ensemble de la société, y compris l'information financière, la gestion des opérations bancaires, de la dette et de la trésorerie, les relations avec les investisseurs, la gestion des risques, les ressources humaines, les activités et les stratégies.

Elle est également administratrice de CU Inc. et d'AKITA Drilling Ltd.

M^{me} Charlton détient un baccalauréat ès commerce en finances de l'université de Calgary. De plus, elle a obtenu le titre d'IAS.A de l'Institut des administrateurs de sociétés.



ROBERT B. FRANCIS

Résidence principale : Foothills (Alberta) Canada

Administrateur depuis 2012

Âge : 64 ans

Indépendant

M. Francis est président et fondateur d'Agriteam Canada Consulting Ltd. et de Salasan Consulting Inc. Ces sociétés se spécialisent dans la conception et la gestion de projets de développement internationaux à grande échelle. Elles exercent leurs activités dans les domaines des réformes gouvernementales, des règles de droit, des réformes judiciaires, de la santé, de l'environnement, de la gestion de ressources naturelles, du développement rural, de l'agriculture et de la responsabilité sociale des entreprises. Il compte plus de 33 ans d'expérience en développement international et a acquis une expérience considérable dans la gestion de projets au sein de ces entreprises, qui comptent actuellement plus de 800 employés dans 26 pays. La vaste expérience de M. Francis procure au conseil une expertise et une perspective uniques dans tous les aspects de l'entreprise et dans les stratégies de croissance internationale.

M. Francis est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en biologie animale, d'un baccalauréat ès sciences en agriculture et d'une maîtrise ès sciences en études agroéconomiques et commercialisation des produits agricoles. Il a également fait des études supérieures à la School of Agriculture de la University of Nottingham au R.-U.



ROBERT J. NORMAND ³⁾⁴⁾

Résidence principale : Edmonton (Alberta) Canada

Administrateur depuis 2008

Âge : 72 ans

Indépendant

En octobre 2015, M. Normand a quitté son poste de président du conseil du Workers Compensation Board of Alberta, l'organisme qui administre l'assurance en milieu de travail des travailleurs et des employeurs de la province d'Alberta. En 2008, il a quitté le poste de président et de chef de la direction des Alberta Treasury Branches (ATB). Avant d'entrer au service des ATB à titre de vice-président directeur des ventes en 1996, il a travaillé à la Banque de Montréal pendant 26 ans et a occupé des postes de direction dans le domaine du crédit autorisé et du crédit au Québec, en Ontario et en Alberta.

Par son expérience dans le secteur des services financiers, M. Normand a acquis des connaissances et une expertise considérables dans les domaines de la finance, des questions réglementaires et de la gestion des risques.

M. Normand est Fellow de l'Institut des banquiers canadiens et titulaire d'un baccalauréat ès arts (en économie) de l'université Sir George Williams et d'une maîtrise en administration des affaires de l'Université Concordia.



HECTOR A. RANGEL ⁴⁾

Résidence principale : Mexico, Mexique

Administrateur depuis 2014

Âge : 71 ans

Indépendant

M. Rangel est président de BCP Securities Mexico, une coentreprise fondée avec BCP Securities LLC, banque d'investissement américaine spécialisée dans les marchés émergents. Avant d'exercer cette fonction, il a été chef de la direction de la Nacional Financiera S.N.C. et de la Banco Nacional de Comercio Exterior, en plus d'être membre du cabinet du gouvernement du Mexique, sous la présidence de Felipe Calderon. M. Rangel possède une vaste expérience dans le secteur des services bancaires aux entreprises et des services bancaires d'investissement, ayant occupé différents postes de direction au sein de Grupo Financiero Bancomer de 1991 à 2008, dont celui de président du conseil. Il a également été président de l'association des banquiers du Mexique et président du conseil commercial du Mexique.

À l'heure actuelle, M. Rangel est également administrateur d'Afore GNP, de Seguros GNP et de Nadro S.A. et il a siégé aux conseils de plusieurs grandes sociétés ouvertes au Mexique.

M. Rangel est titulaire d'un diplôme en génie industriel de la Purdue University et d'une maîtrise en administration des affaires de la Stanford University.



LAURA A. REED

Résidence principale : Wynn Vale, Australie

Administratrice depuis 2014

Âge : 57 ans

Indépendante

M^{me} Reed est présidente du conseil d'ERIC Alpha Holdings Pty Ltd et de ses filiales, société qui possède 49 pour cent d'Ausgrid, entreprise de distribution d'électricité en Australie. En outre, M^{me} Reed est administratrice d'Ausgrid. Elle est également présidente du conseil d'Epic Energy South Australia Pty Ltd., société propriétaire du gazoduc Moomba-Adélaïde, en Australie-Méridionale, ainsi qu'administratrice d'ATCO Australia Pty Ltd. En 2018, M^{me} Reed a été nommée au conseil de la Clean Energy Finance Corporation, la société d'État fédérale (Australie) qui aide au financement de projets d'énergie propre.

M^{me} Reed a été chef de la direction et directrice générale de Spark Infrastructure de 2008 à mai 2012. Spark Infrastructure détenait une participation de 49 pour cent dans trois entreprises de distribution d'électricité en Australie. Avant de se joindre à Spark Infrastructure, M^{me} Reed a travaillé pendant neuf ans chez Envestra Limited, entreprise de distribution de gaz, où elle a occupé divers postes financiers supérieurs dont celui de chef des services financiers.

M^{me} Reed est titulaire d'une maîtrise en administration des affaires de la Deakin University et d'un baccalauréat en affaires (comptabilité) et est fellow de l'ordre des comptables (Certified Practicing Accountants) de l'Australie.



JAMES W. SIMPSON ²⁾³⁾

Résidence principale : Calgary (Alberta) Canada

Administrateur depuis 2004

Âge : 74 ans

Indépendant

M. Simpson est l'administrateur principal du conseil de Canadian Utilities. Jusqu'en avril 2017, il était président du conseil et administrateur de Suncor Énergie Inc. (« Suncor ») et siégeait à son conseil depuis 2009. Il a été administrateur de Petro Canada de 2004 à 2009, moment de sa fusion avec Suncor. Ancien président de Chevron Canada Resources, M. Simpson a pris sa retraite après une carrière de 30 ans auprès de Chevron Corporation. Pendant son mandat de président de Chevron Canada, M. Simpson a participé à plusieurs projets d'assainissement, dont un programme de plusieurs millions de dollars pour repérer et assainir les cours d'eau et les rivières traversés par des oléoducs issus d'anciennes activités.

Il a été président du conseil des gouverneurs de l'Association canadienne des producteurs de pétrole et a participé activement aux travaux traitant des changements climatiques et aux politiques émergentes en matière de réglementation relatives au secteur pétrolier au Canada. Il s'est également impliqué au sein du Congrès mondial du pétrole.

M. Simpson est titulaire d'un baccalauréat ès sciences (avec mention) en géologie et d'une maîtrise ès sciences en géophysique. Il a terminé le programme des cadres de haute direction de la Sloan School of Business du M.I.T.



NANCY C. SOUTHERN

Résidence principale : Calgary (Alberta) Canada

Administratrice depuis 1990

Âge : 62 ans

Non indépendante

M^{me} Southern n'est pas indépendante, car elle a une relation notable avec CU. Elle est présidente du conseil et chef de la direction de CU.

M^{me} Southern a été nommée présidente du conseil de Canadian Utilities et d'ATCO en date du 1^{er} décembre 2012 et est chef de la direction de Canadian Utilities et d'ATCO depuis le 1^{er} janvier 2003. Elle a également été présidente de Canadian Utilities de 2003 à 2015 et présidente d'ATCO de 2003 à 2018. Auparavant, elle a été vice-présidente du conseil de Canadian Utilities et d'ATCO de 2008 à 2012, coprésidente du conseil et cochef de la direction de ces deux sociétés de 2000 à 2002, adjointe au chef de la direction de ces deux sociétés de 1998 à 1999 et vice-présidente du conseil de ces deux sociétés de 1996 à 1999. M^{me} Southern assume l'entière responsabilité de l'orientation stratégique et des activités de Canadian Utilities et relève du conseil d'administration. M^{me} Southern est administratrice fondatrice et est membre du conseil d'administration d'AKITA Drilling Ltd. Elle est également administratrice de Sentgraf Enterprises Ltd. et administratrice honoraire de la Banque de Montréal.

M^{me} Southern est membre de The U.S. Business Council, membre de la American Society of Corporate Executives et membre canadienne de la Commission trilatérale. Elle est également membre du Conseil canadien des affaires et du conseil d'administration de la Fondation Rideau Hall.



LINDA A. SOUTHERN-HEATHCOTT ⁴⁾

Résidence principale : Calgary (Alberta) Canada

Administratrice depuis 2000

Âge : 55 ans

Non indépendante M^{me} Southern-Heathcott n'est pas indépendante, car elle a une relation notable avec CU. Elle est membre de la famille immédiate de la présidente du conseil et chef de la direction.

M^{me} Southern-Heathcott est présidente et chef de la direction de Spruce Meadows Ltd., centre équestre reconnu à l'échelle internationale situé à Calgary, en Alberta. Ancienne cavalière professionnelle, elle a été membre de l'équipe équestre du Canada pendant neuf ans et a participé aux Jeux olympiques d'été de 1996 à Atlanta, en Géorgie. M^{me} Southern-Heathcott apporte au conseil une vaste expérience en gestion et en affaires et a été nommée vice-présidente du conseil d'administration de Canadian Utilities et de CU Inc. en mars 2017 et d'ATCO en novembre 2016.

M^{me} Southern-Heathcott est administratrice fondatrice et actuellement présidente du conseil d'AKITA Drilling Ltd. Elle siège également aux conseils d'administration d'ATCO Structures & Logistics Ltd. et de Sentgraf Enterprises Ltd.

En 2010, M^{me} Southern-Heathcott a reçu l'accréditation IAS.A après avoir suivi le programme de perfectionnement des administrateurs offert par l'Institut des administrateurs de sociétés.



CHARLES W. WILSON ²⁾

Résidence principale : Boulder (Colorado) États-Unis

Administrateur depuis 2000

Âge : 79 ans

Indépendant

M. Wilson est l'administrateur principal du conseil d'ATCO Ltd. et il siège au conseil d'ATCO Australia Pty Ltd. Il a été président et chef de la direction de Shell Canada de 1993 à 1999 et vice-président directeur des activités aux États-Unis liées au pétrole et aux produits chimiques en aval de Shell Oil Company de 1988 à 1993. Avant 1988, il a été vice-président des activités américaines d'exploration et de production de Shell Oil Company et a également occupé divers postes de haute direction dans l'entreprise d'exploitation de ressources naturelles nationale et internationale de Shell.

En tant qu'ancien chef du comité de l'environnement de l'Association canadienne des producteurs pétroliers, M. Wilson a participé activement aux travaux traitant des changements climatiques et aux politiques émergentes en matière de réglementation relatives au secteur du pétrole.

M. Wilson est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en génie civil et d'une maîtrise ès sciences en génie.

- 1) *Tous les administrateurs occupent leurs fonctions jusqu'à la clôture de l'assemblée annuelle des propriétaires d'actions de la société ou jusqu'à ce que leur successeur soit élu ou nommé.*
- 2) *Membre du comité de gouvernance, de nomination, de rémunération et de relève.*
- 3) *Membre du comité d'audit et de gestion des risques.*
- 4) *Membre du comité de la caisse de retraite.*

DIRIGEANTS (EN ORDRE ALPHABÉTIQUE)

Nom, province et pays de résidence	Poste et occupation principale
B.J. Black Alberta, Canada	Vice-présidente, Services généraux Canadian Utilities Limited
L.L. Brewster Alberta, Canada	Vice-présidente, Relations avec les autochtones et Développement Canadian Utilities Limited
M.G. Constantinescu Alberta, Canada	Vice-président principal et chef de la transformation Canadian Utilities Limited et ATCO Ltd.
P.D. Cook Alberta, Canada	Directeur des finances principal et contrôleur Canadian Utilities Limited et ATCO Ltd.
D.A. DeChamplain Alberta, Canada	Vice-président principal et chef des finances Canadian Utilities Limited et ATCO Ltd.
G.D. Friesen Alberta, Canada	Vice-président, Relations avec les autochtones et les autorités gouvernementales et Durabilité Canadian Utilities Limited
C. Gear Alberta, Canada	Secrétaire générale Canadian Utilities Limited et ATCO Ltd.
D.M. Girard Alberta, Canada	Vice-présidente, Services des ressources humaines Canadian Utilities Limited.
S.W. Kiefer Alberta, Canada	Président et chef de la stratégie Président, Canadian Utilities Limited et ATCO Ltd.
G.J. Lidgett Alberta, Canada	Directeur général, Pipelines et liquides Canadian Utilities Limited et ATCO Ltd.
R.C. Neumann Alberta, Canada	Vice-président, Audit interne Canadian Utilities Limited et ATCO Ltd.
K.J. Patrick Alberta, Canada	Vice-présidente, Finances et risque Canadian Utilities Limited et ATCO Ltd.
A.M. Skiffington Alberta, Canada	Vice-président et chef de l'information Canadian Utilities Limited et ATCO Ltd.
N.C. Southern Alberta, Canada	Présidente du conseil et chef de la direction Canadian Utilities Limited et ATCO Ltd.
W.K. Stensby Alberta, Canada	Directeur général, Électricité Canadian Utilities Limited et ATCO Ltd.

POSTES OCCUPÉS PAR LES DIRIGEANTS AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

Au cours des cinq dernières années, tous les dirigeants ont exercé les occupations principales indiquées précédemment ou d'autres fonctions au sein des sociétés ou des entreprises mentionnées ou de sociétés du même groupe que celles-ci ou de sociétés qui les ont remplacées, à l'exception de M^{me} Girard, M^{me} Patrick et M. Constantinescu. M^{me} Girard a occupé plusieurs postes supérieurs spécialisés en ressources humaines, dont son dernier poste à titre de directrice des ressources humaines chez Bell Canada. M^{me} Patrick a occupé plusieurs postes supérieurs spécialisés en stratégie et en finances, dont ses derniers postes à titre de directrice principale, fusions et acquisitions et développement stratégique, chez Groupe ATCO, de directrice des fusions et des acquisitions et de directrice principale et économiste, stratégie de l'entreprise et développement, chez Bunge Limited. M. Constantinescu a été nommé vice-président principal et chef de la transformation en février 2018. Avant d'entrer au service de la société, M. Constantinescu était président du conseil et chef de la direction d'Orthoshop Geomatics Ltd.

PARTICIPATION DES ADMINISTRATEURS ET DES DIRIGEANTS DANS LA SOCIÉTÉ

Au 31 décembre 2018, les administrateurs et les dirigeants de la société, en tant que groupe, étaient, directement ou indirectement (au moyen d'avoirs dans des sociétés ou autrement), propriétaires véritables de 66 604 478 (soit 90,3 pour cent) actions ordinaires de catégorie B émises et en circulation de la société ou exerçaient un contrôle ou une emprise, directement ou indirectement, sur de telles actions.

PRÊTS AUX ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS

Depuis le 1^{er} janvier 2018, il n'existe aucun prêt de la société consenti à ses administrateurs, membres de la haute direction ou autres dirigeants, à des candidats au poste d'administrateur, ni à aucune personne liée à ceux-ci, qui est impayé.

MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

Au 26 février 2019, 73 760 880 actions de catégorie B étaient en circulation. À la connaissance des administrateurs et des dirigeants de la société, la seule personne qui a la propriété véritable, directement ou indirectement, de 10 pour cent ou plus des actions de catégorie B ou qui exerce une emprise sur celles-ci est ATCO Ltd.

ATCO Ltd. possède 66 309 246 actions de catégorie B représentant environ 90 pour cent des actions de catégorie B en circulation. La Margaret E. Southern Spousal Trust (la « Spousal Trust ») a une participation majoritaire dans Sentgraf Enterprises Ltd. (« Sentgraf ») et, avec Sentgraf, contrôle ATCO Ltd. M^{me} Nancy Southern, M^{me} Linda Southern-Heathcott et M^{me} Margaret E. Southern sont fiduciaires de la Spousal Trust. Toutes les mesures prises à l'égard des actions de catégorie B détenues par la Spousal Trust nécessitent l'approbation d'une majorité des fiduciaires. La Spousal Trust, ATCO et Sentgraf sont désignées collectivement l'« actionnaire majoritaire ».

Aucun administrateur ou membre de la haute direction de la société ni aucune personne physique ou morale qui a la propriété véritable, directement ou indirectement, de plus de 10 pour cent des actions ordinaires de catégorie B avec droit de vote de la société ou qui exerce une emprise sur un tel nombre d'actions, ni aucune personne ayant des liens avec l'un d'eux ou faisant partie du même groupe qu'eux, n'a ou n'avait un intérêt important dans une opération réalisée au cours des trois derniers exercices clos ou de l'exercice actuel qui a eu ou qui pourrait raisonnablement avoir une incidence importante sur la société.

INTERDICTIONS D'OPÉRATIONS, FAILLITES, AMENDES OU SANCTIONS

Interdictions d'opérations

Sauf indication contraire dans les présentes, aucun administrateur, membre de la haute direction ou actionnaire de contrôle de la société n'est, à la date de la présente notice annuelle, ou n'a été, au cours des dix années précédant cette date, administrateur ou membre de la haute direction d'un autre émetteur qui, pendant que la personne exerçait ces fonctions :

- i. a fait l'objet d'une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance semblable ou s'est vu refuser le droit de se prévaloir de toute dispense prévue par la législation en valeurs mobilières pendant plus de 30 jours consécutifs;
- ii. après la cessation des fonctions de l'administrateur ou du membre de la haute direction, a fait l'objet d'une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance semblable ou s'est vu refuser le droit de se prévaloir de toute dispense prévue par la législation en valeurs mobilières pendant plus de 30 jours consécutifs en raison d'un événement survenu pendant que la personne exerçait ces fonctions;
- iii. au cours de l'année suivant la cessation des fonctions de l'administrateur ou du membre de la haute direction, a fait faillite, a fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, a fait l'objet ou a été à l'origine d'une procédure judiciaire, d'un concordat ou d'un compromis avec des créanciers, ou a vu un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite nommé afin de détenir son actif.

Faillites personnelles

Aucun administrateur, membre de la haute direction ou actionnaire de contrôle de la société n'a, au cours des années précédant la date de la présente notice annuelle, fait faillite, fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, fait l'objet ou été à l'origine d'une procédure judiciaire, d'un concordat ou d'un compromis avec des créanciers, ou vu un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite nommé afin de détenir son actif.

Amendes ou sanctions

Aucun administrateur, membre de la haute direction ou actionnaire de contrôle actuel de la société ne s'est vu imposer :

- i. des amendes ou des sanctions par un tribunal aux termes de la législation en valeurs mobilières ou par une autorité en valeurs mobilières, ou n'a conclu un règlement amiable avec une telle autorité, mis à part une amende pour une déclaration d'initié remise en retard; ni
- ii. toute autre amende ou sanction par un tribunal ou un organisme de réglementation qui serait susceptible d'être considérée comme importante par un investisseur raisonnable ayant à prendre une décision en matière de placement.

CONFLITS D'INTÉRÊTS

Il peut arriver dans certains cas que des membres du conseil de la société soient administrateurs ou dirigeants de sociétés lui faisant concurrence. Rien ne garantit que ces membres du conseil feront part à la société des occasions qu'ils repèrent. Toutefois, les procédures de la société exigent que tous les membres du conseil et de la haute direction se conforment aux exigences de déclaration énoncées dans la loi intitulée *Alberta Business Corporations Act* (ABCA) concernant les intérêts importants. Le cas échéant, le membre du conseil qui déclare avoir un intérêt important dans une affaire se retire lorsque la question est soumise au vote du conseil. Le conseil peut également demander au membre du conseil ou de la direction ayant déclaré un tel intérêt de se retirer lorsque les membres du conseil discutent de l'affaire en question.

AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

L'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres pour les actions de catégorie A, les actions de catégorie B et les actions privilégiées de second rang à dividende cumulatif rachetables des séries Y, AA, BB, CC, DD, EE et FF est la Société de fiducie AST (Canada), à ses bureaux principaux situés à Calgary, à Vancouver, à Toronto et à Montréal.

POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI

La société est occasionnellement partie à des poursuites ou à des réclamations survenant dans le cours normal de ses activités. La société examine chacune de celles-ci, y compris la nature de la réclamation, la somme en jeu et l'assurance applicable, le cas échéant. Rien ne garantit qu'une réclamation sera réglée en faveur de la société ni qu'elle ne nuira pas à la société. De plus amples renseignements à ce sujet sont donnés à la note 36 des états financiers consolidés de 2018 de la société.

CONTRATS IMPORTANTS

À l'exception des contrats conclus dans le cours normal des activités (à moins d'une exigence de déclaration de la législation en valeurs mobilières), la société ou ses filiales n'ont conclu aucun contrat important pendant le dernier exercice ou avant le dernier exercice, mais qui est toujours en vigueur.

INTÉRÊT DES EXPERTS

PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. a préparé le rapport de l'auditeur portant sur les états financiers consolidés annuels de 2018 de la société. PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. est indépendante aux termes des règles de déontologie intitulées Rules of Professional Conduct des comptables professionnels agréés de l'Alberta.

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR ET AUTRES MESURES CONFORMES AUX PCGR

Le résultat ajusté s'entend du résultat attribuable aux propriétaires de titres de capitaux propres de la société, après ajustement au titre du calendrier des produits des activités ordinaires et des charges associés aux activités à tarifs réglementés, des dividendes sur les actions privilégiées de la société et des profits ou des pertes latents sur les contrats à terme sur marchandises évalués à la valeur de marché. De plus, le résultat ajusté ne tient pas compte des profits et des pertes non récurrents, des pertes de valeur importantes et 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, déterminé sur la même base qu'avant l'adoption des IFRS, à savoir les principes comptables reconnus aux 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 opérationnelles. Un rapprochement du résultat ajusté et du résultat attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B figure dans le rapport de gestion. Le résultat ajusté constitue une mesure conforme aux PCGR supplémentaires présentée dans la note 4 des états financiers consolidés de 2018 de la société.

Les investissements en capital s'entendent des fonds affectés aux dépenses en immobilisations, aux regroupements d'entreprises, aux accords de concession de services et des liquidités utilisées à l'égard de la quote-part qui revient à la société des dépenses en immobilisations des coentreprises. De l'avis de la direction de la société, l'investissement en capital reflète le total des liquidités investies par la société dans ses actifs. Les dépenses en immobilisations comprennent les entrées d'immobilisations corporelles et incorporelles ainsi que les intérêts inscrits au coût des actifs pendant la construction. Un rapprochement des investissements en capital et des dépenses en immobilisations est présenté dans le rapport de gestion.

INFORMATION PROSPECTIVE

Certains énoncés figurant dans la présente notice annuelle constituent de l'information prospective. L'information prospective est souvent formulée au moyen de termes tels que « prévoir », « estimer », « s'attendre à », « pouvoir », « avoir l'intention de » ou « devoir », entre autres, ou de verbes au futur ou au conditionnel, mais ce n'est pas toujours le cas. L'information prospective comporte des risques connus et inconnus, des incertitudes et d'autres facteurs pouvant faire en sorte que les résultats ou événements réels diffèrent sensiblement de ceux qu'elle prévoit. La société est d'avis que les attentes qu'exprime l'information prospective sont raisonnables, mais rien ne garantit qu'elles s'avéreront justes. Ainsi, il ne faut pas s'appuyer indûment sur l'information prospective.

INFORMATION COMPLÉMENTAIRE

On peut obtenir de l'information complémentaire sur la société sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

La plus récente circulaire de sollicitation de procurations, en date du 7 mars 2018, contient de l'information complémentaire, notamment sur la rémunération des administrateurs et des dirigeants, sur les principaux porteurs des titres de la société et sur les titres pouvant être émis aux termes des plans de rémunération sous forme de titres de capitaux propres. De l'information financière complémentaire figure dans les états financiers consolidés audités de 2018 et le rapport de gestion de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

On peut obtenir de l'information sur ATCO ou sur CU Inc. en présentant une demande au service de relations avec les investisseurs, au 3rd Floor, West Building, 5302 Forand Street SW, Calgary (Alberta) T3E 8B4, par téléphone au 403 292-7500 ou par télécopieur au 403 292-7532. On peut également obtenir de l'information au sujet de la société sur son site Web : www.canadianutilities.com.

GLOSSAIRE

Par « **actions de catégorie A** », on entend les actions ordinaires sans droit de vote de catégorie A de la société.

Par « **actions de catégorie B** », on entend les actions ordinaires de catégorie B de la société.

Par « **AESO** », on entend Alberta Electric System Operator.

Par « **AEY** », on entend ATCO Electric Yukon.

Par « **AGP** », on entend ATCO Gas and Pipelines Ltd.

Par « **Alberta Power Pool** », on entend le marché commun de l'électricité de l'Alberta qu'exploite l'AESO.

Par « **APL** », on entend Alberta PowerLine.

Par « **ATCO** », on entend ATCO Ltd. et ses filiales.

Par « **ATCO Electric** », on entend ATCO Electric Ltd.

Par « **ATCO Energy** », on entend ATCO Energy Ltd.

Par « **ATCO Energy Solutions** », on entend ATCO Energy Solutions Ltd.

Par « **ATCO Gas** », on entend la division de distribution du gaz naturel d'AGP.

Par « **ATCO Gas Australia** », on entend ATCO Gas Australia LP.

Par « **ATCO Pipelines** », on entend la division de transport du gaz naturel d'AGP.

Par « **ATCO Pipelines Mexico** », on entend ATCO Pipelines S.A. de C.V.

Par « **ATCO Power** », on entend ATCO Power (2010) Ltd. et ses filiales.

Par « **ATCO Power Australia** », on entend ATCO Power Australia (Energy) Limited Partnership.

Par « **ATCO Structures & Logistics** », on entend ATCO Structures & Logistics Ltd. et ses filiales.

Par « **AUC** », on entend l'Alberta Utilities Commission.

Par « **Canadian Utilities** », on entend Canadian Utilities Limited.

Par « **capacité offerte sur le marché** », on entend la capacité d'une centrale qui ne fait pas l'objet d'un contrat et qui est offerte sur le marché au comptant de l'électricité à l'endroit où est située la centrale.

Par « **conseil** », on entend le conseil d'administration de Canadian Utilities.

Par « **EAE** », on entend les ententes d'achat d'énergie qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2001 et qui forment un élément du processus de restructuration du secteur des services publics d'électricité en Alberta. Les EAE sont prescrites par la législation et approuvées par l'AUC.

Par « **écart bénéficiaire** », on entend la différence entre le prix de vente de l'électricité et le coût marginal de production d'électricité à partir du gaz naturel. Dans la présente notice annuelle, les écarts bénéficiaires se fondent sur un taux de chauffage industriel d'environ 7,5 GJ par MWh.

Par « **EUA** », on entend la loi albertaine intitulée *Electric Utilities Act* (Alberta).

Par « **gigawatt heure** » ou « **GWh** », on entend une mesure de la consommation d'électricité correspondant à l'utilisation de un milliard de watts d'électricité sur une période de une heure.

Par « **GNL** », on entend du gaz naturel liquéfié.

Par « **IFRS** », on entend les normes internationales d'information financière.

Par « **LGN** », on entend des liquides du gaz naturel comme l'éthane, le propane, le butane et les pentanes plus, extraits du gaz naturel et vendus en tant que produits distincts ou mélanges.

Par « **mégawatt** » ou « **MW** », on entend une mesure de puissance électrique correspondant à 1 000 000 de watts.

Par « **mégawatt heure** » ou « **MWh** », on entend une mesure de la consommation d'électricité correspondant à l'utilisation de 1 000 000 de watts d'électricité sur une période de une heure.

Par « **niveau K** », on entend l'attribution par l'AUC au titre des ajouts de capital aux termes de la réglementation fondée sur le rendement.

Par « **NUY** », on entend Northland Utilities (Yellowknife) Limited.

Par « **NWT** », on entend Northland Utilities (NWT) Limited.

Par « **PCGR** », on entend les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Par « **pétajoule (PJ)** », on entend une unité d'énergie équivalant à environ 948,2 milliards d'unités thermiques anglaises.

Par « **rapport de gestion** », on entend le rapport de gestion de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

Par « **RCP** », on entend le rendement des capitaux propres.

Par « **REA** », on entend une « Rural Electrification Association ». Les REA sont établies en vertu de la loi intitulée *Rural Utilities Act* (Alberta) par des groupes de personnes qui exploitent des entreprises agricoles. Chaque REA achète de l'électricité pour la distribuer à ses membres par l'entremise d'un réseau de distribution dont elle est propriétaire.

Par « **résultat** », on entend le résultat ajusté, au sens attribué à cette expression à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR et mesures conformes aux PCGR supplémentaires » de la présente notice annuelle.

Par « **services publics de l'Alberta** », on entend les entreprises de distribution d'électricité (ATCO Electric Distribution), de transport d'électricité (ATCO Electric Transmission), de distribution de gaz naturel (ATCO Gas) et de transport de gaz naturel (ATCO Pipelines).

Par « **services publics réglementés** », on entend les entreprises de distribution d'électricité (ATCO Electric Distribution), de transport d'électricité (ATCO Electric Transmission), de distribution de gaz naturel (ATCO Gas) et de transport de gaz naturel (ATCO Pipelines) et de distribution de gaz naturel à l'échelle internationale (ATCO Gas Australia).

Par « **société** », on entend Canadian Utilities Ltd. et, sauf si le contexte indique le contraire, ses filiales.

Par « **térajoule (TJ)** », on entend une unité d'énergie équivalant à environ 948,2 millions d'unités thermiques anglaises.

ANNEXE 1

DONNÉES SUR LES CENTRALES

CENTRALES NATIONALES

Nom et emplacement	Type	Date d'entrée en service	MW ¹⁾	Participation de la société (%)	Part de la capacité (MW)	Capacité sous contrat (MW)	Partenaire(s) ²⁾	Client(s) ²⁾	Date d'expiration du contrat
Battle River 3 Forestburg (Alberta)	Centrales thermiques au charbon	1969	149	100	149	–	–	Capacité offerte sur le marché	–
Battle River 5 Forestburg (Alberta)	Centrale thermique au charbon	1981	385	100	385	–	–	Capacité offerte sur le marché	–
Sheerness 1 et 2 Hanna (Alberta)	Centrales thermiques au charbon	1986 et 1990	790	50	395	378	TransAlta	Balancing Pool	2020
Battle River 4 Forestburg (Alberta)	Centrale de cogénération coalimentée	1975	155	100	155	–	–	Capacité offerte sur le marché	–
Cory Saskatoon (Saskatchewan)	Centrale de cogénération au gaz	2003	260	50	130	130	SPI	SPC	2028
Joffre Red Deer (Alberta)	Centrale de cogénération au gaz	2000	480	40	192	54	Capital Power/NOVA	NOVA/ Capacité offerte sur le marché	2020
McMahon Taylor (C.-B.)	Centrale de cogénération au gaz	1993	120	50	60	60	Enbridge	BC Hydro	2029
Muskeg River Fort McMurray (Alberta)	Centrale de cogénération au gaz	2003	170	70	119	119	SPI	AOSP/ Capacité offerte sur le marché	2042
Primrose Primrose (Alberta)	Centrale de cogénération au gaz	1998	85	50	42	21	CNRL	CNRL	2028
Rainbow Lake 4 et 5 Rainbow Lake (Alberta)	Centrales de cogénération au gaz	1999	90	50	45	–	Husky Energy	Husky Energy/ Capacité offerte sur le marché	2030
Scotford Fort Saskatchewan (Alberta)	Centrale de cogénération au gaz	2003	170	100	170	140	–	AOSP/ Capacité offerte sur le marché	2043
Brighton Beach Windsor (Ontario)	Centrale au gaz à cycle combiné	2004	580	50	290	290	OPG	Shell Énergie	2024
Poplar Hill Grande Prairie (Alberta)	Centrale au gaz à cycle ouvert	1998	45	100	45	–	–	Capacité offerte sur le marché/ Contrat TMR ³⁾	2020

Nom et emplacement	Type	Date d'entrée en service	MW ¹⁾	Participation de la société (%)	Part de la capacité (MW)	Capacité sous contrat (MW)	Partenaire(s) ²⁾	Client(s) ²⁾	Date d'expiration du contrat
Valleyview 1 et 2 Valleyview (Alberta)	Centrales au gaz à cycle ouvert	2001 et 2008	90	100	90	–	–	Capacité offerte sur le marché	–
Production décentralisée House Mountain (Alberta)	Centrale au gaz	2016	6	100	6	6	–	Cardinal Energy Ltd.	2026
Production décentralisée Karr (Alberta)	Centrale au gaz	2016	3	100	3	3	–	Divers	2026
Oldman River Pincher Creek (Alberta)	Hydroélectrique	2003	32	75	24	–	Nation Piikani	Capacité offerte sur le marché	–
Total (A)			3 610		2 300	1 201			

CENTRALES INTERNATIONALES

Nom et emplacement	Type	Date d'entrée en service	MW ¹⁾	Participation de la société (%)	Part de la capacité (MW)	Capacité sous contrat (MW)	Partenaire(s) ²⁾	Client(s) ²⁾	Date d'expiration du contrat
AUSTRALIE									
Osborne Australie-Méridionale	Centrale au gaz à cycle combiné	1998	180	50	90	90	Origin Energy	Origin Electricity	2023
Karratha Australie-Occidentale	Centrale au gaz à cycle ouvert	2010	86	100	86	86	–	Horizon Power	2030
Total – Australie			266		176	176			
MEXIQUE									
Production décentralisée San Luis Potosi	Centrale au gaz	2016	11	50	6	6	Grupo Ranman	Divers	2026
Electricidad del Golfo Veracruz	Hydroélectrique	2014	35	100	35	–	–	Divers	–
Total – Mexique			46		41	6			
Total (B)			312		217	182			
Total (A+B)			3 922		2 517	1 418			

1) Capacité nominale.

2) Les noms complets des clients et des partenaires sont les suivants :

- AOSP : Athabasca Oil Sands Project;
- BC Hydro : BC Hydro and Power Authority;
- Capital Power : Capital Power (Alberta) Limited Partnership;
- CNRL : Canadian Natural Resources Limited;
- Grupo Ranman : RANMAN Energy Inc.;
- Husky Energy : Husky Energy Inc.;
- Nation Piikani : Piikani Resource Development Inc.;
- NOVA : NOVA Chemicals Corporation;
- OPG : Ontario Power Generation Inc.;
- Shell Énergie : Shell Énergie d'Amérique du Nord (Canada) inc.;
- SPC : SaskPower Corporation;
- Enbridge : Enbridge Inc.;
- SPI : SaskPower International Inc.;
- TransAlta : TransAlta Corporation;
- Origin Electricity : Origin Energy Electricity Limited;
- Origin Energy : Origin Energy Limited.

3) Par « TMR », on entend l'expression anglaise *Transmission Must Run*, qui représente une entente entre un groupe de producteurs et l'AESO aux termes de laquelle les contraintes de transport autour de l'emplacement de la centrale obligent les producteurs à produire en tout temps le volume d'électricité requis. La rémunération des producteurs est versée au moyen d'un contrat TMR.

ANNEXE 2

RENSEIGNEMENTS SUR LE COMITÉ D'AUDIT ET DE GESTION DES RISQUES

MANDAT DU COMITÉ D'AUDIT ET DE GESTION DES RISQUES

OBJECTIF

Le comité d'audit et de gestion des risques (le « comité ») de Canadian Utilities Limited est chargé de favoriser la gestion efficace de la société en aidant le conseil d'administration de la société (le « conseil ») à accomplir ses tâches de surveillance relativement à ce qui suit :

- l'intégrité des états financiers de la société;
- la conformité de la société avec les exigences de la législation et de la réglementation applicables;
- l'indépendance, la compétence et la nomination de l'auditeur externe de la société;
- l'exécution de la fonction d'audit interne et de l'auditeur externe de la société;
- les processus comptables et d'information financière de la société;
- l'audit des états financiers de la société;
- les processus de gestion des risques de la société.

POUVOIRS

Le comité a le pouvoir de :

- déterminer le cabinet comptable à recommander au conseil en tant qu'auditeur externe et prendre en charge la rémunération et la surveillance du travail de l'auditeur externe, lequel relève directement du comité;
- approuver au préalable tous les services d'audit et les services non liés à l'audit autorisés que procure l'auditeur externe;
- effectuer ou autoriser des enquêtes relativement à toute question faisant partie de ses responsabilités. Le comité est autorisé à retenir les services de conseillers juridiques et d'autres conseillers indépendants s'il juge cette mesure nécessaire pour exercer ses fonctions, à fixer et à verser la rémunération des conseillers dont il retient les services et à communiquer directement avec les auditeurs interne et externe;
- vérifier tous les livres et registres de la société et de ses filiales et d'en discuter, dans la mesure où ils ont trait à la situation financière de la société et de ses filiales ou à des risques les concernant, avec les dirigeants, les employés et les auditeurs interne et externe de la société et de ses filiales. Tous les employés sont tenus de collaborer avec le comité;
- tenir des réunions avec les dirigeants, l'auditeur externe ou les conseillers juridiques externes de la société, au besoin;
- déléguer son autorité, dans la mesure où la législation et la réglementation applicables le permettent, à un ou plusieurs de ses membres désignés, y compris son autorité d'approuver au préalable tous les services d'audit et les services non liés à l'audit autorisés que procure l'auditeur externe.

COMPOSITION

Le conseil choisit chaque année parmi ses membres ceux qui feront partie du comité d'audit et de gestion des risques, composé d'au moins trois administrateurs. Chaque membre du comité doit :

- être un administrateur de la société;
- être indépendant (au sens des articles 1.4 et 1.5 du Règlement 52-110);
- avoir des compétences financières (au sens de l'article 1.6 du Règlement 52-110).

Pour qu'un administrateur soit considéré comme indépendant aux fins de la participation au comité, le conseil doit conclure qu'il n'a aucune relation importante directe ou indirecte avec la société et il doit se conformer à toutes les autres exigences applicables de la législation et de la réglementation.

Le conseil nommera un membre du comité à titre de président. N'importe quel membre du comité peut être destitué ou remplacé en tout temps par le conseil, et un membre cesse d'être membre du comité lorsqu'il cesse d'être un administrateur de la société ou d'être indépendant.

RÉUNIONS

Le comité doit tenir au moins quatre réunions par année. Une réunion peut également être convoquée par le président du comité s'il le juge nécessaire ou à la demande d'un membre du comité ou de l'auditeur externe ou interne de la société. Les questions liées à la gestion des risques et décrites sous « Fonctions et responsabilités » ci-dessous seront à l'ordre du jour de deux réunions par année.

Le président du comité doit préparer ou approuver un ordre du jour avant chaque réunion. Un avis de convocation à chaque réunion, laquelle peut être tenue en personne, par téléphone ou par tout autre moyen de communication, doit être envoyé dans un délai raisonnable aux membres du comité, à l'auditeur externe et à toute autre personne, tel que le décide le président du comité. L'auditeur externe a le droit de se présenter et de prendre la parole à toute réunion du comité. Les réunions seront planifiées de façon à allouer suffisamment de temps à l'examen des documents du comité. La majorité des membres du comité constitue un quorum. Des procès-verbaux de chaque réunion doivent être préparés par la personne désignée par le comité à titre de secrétaire et seront conservés par le service de secrétariat de l'entreprise.

FONCTIONS ET RESPONSABILITÉS

Finances et exploitation

- examine les dossiers importants concernant la comptabilité et l'information financière et comprend leur incidence sur les états financiers. Ces dossiers comprennent, notamment, les opérations complexes et inhabituelles dans des domaines laissant une grande place au jugement; les questions marquantes concernant les principes comptables et la présentation des états financiers, y compris tout changement significatif apporté à la sélection ou à l'application par la société de principes comptables; et l'effet d'initiatives réglementaires et comptables, ainsi que de structures hors bilan, sur les états financiers de la société;
- examine les analyses préparées par la direction ou l'auditeur externe portant sur d'importantes questions liées à l'information financière et sur des décisions prises relativement à la préparation des états financiers, y compris des analyses de l'incidence de méthodes IFRS nouvelles ou révisées sur les états financiers;
- passe en revue avec la direction et l'auditeur externe les résultats de l'audit, y compris les difficultés rencontrées, le cas échéant;
- examine les états financiers annuels et intermédiaires de la société, ses rapports de gestion, les communiqués concernant ses résultats et sa notice annuelle avant leur publication par la société;
- examine les rapports préparés par les administrateurs chargés de l'audit sur certains éléments importants des documents d'information financière de fin d'exercice;

- approuve, si le conseil lui a délégué ce pouvoir, les états financiers intermédiaires, le rapport de gestion intermédiaire et les communiqués concernant les résultats intermédiaires avant leur publication par la société;
- recommande au conseil l'approbation des états financiers annuels, de la notice annuelle et du rapport de gestion annuel de la société;
- s'assure que des procédures adéquates sont mises en place pour examiner la communication au public, par la société, de l'information financière extraite ou dérivée de ses états financiers et vérifie périodiquement l'efficacité de ces procédures;
- s'assure que la société a mis en œuvre des systèmes appropriés de contrôle interne pour la communication de l'information financière et que ces systèmes fonctionnent de manière efficace.

Auditeur externe

- recommande au conseil l'auditeur externe à nommer aux fins d'établir ou de délivrer un rapport d'auditeur ou de procurer d'autres services d'audit, d'examen ou d'attestation pour la société et formule une recommandation quant à la rémunération de l'auditeur externe;
- est directement responsable de la surveillance des travaux de l'auditeur externe engagé aux fins d'établir ou de délivrer un rapport de l'auditeur ou de procurer d'autres services d'audit, d'examen ou d'attestation à la société, y compris de la résolution de désaccords entre la direction et l'auditeur externe au sujet de l'information financière;
- approuve au préalable tous les services non liés à l'audit que l'auditeur externe de la société doit rendre à la société ou à ses filiales (les « services non liés à l'audit »). Le comité peut déléguer à un ou à plusieurs de ses membres l'autorité d'approuver au préalable les services non liés à l'audit. Tous les services non liés à l'audit que procure l'auditeur externe doivent être résumés dans un rapport cumulatif pour l'année remis au comité d'audit et de gestion des risques à chaque réunion trimestrielle;
- adopte des pratiques et des procédures concernant la prestation de services non liés à l'audit et les passe périodiquement en revue. Ces politiques et procédures contiennent une description précise des services en question, ne doivent prévoir aucune délégation des responsabilités du comité à la direction et sont conçues afin d'établir un processus pour la gestion des approbations préalables et de respecter toutes les exigences applicables de la législation et de la réglementation;
- passe en revue et approuve les politiques d'embauche de la société relativement aux associés, aux employés et aux anciens associés et employés des auditeurs externes actuels et passés de la société.

Auditeur interne

- s'assure que la fonction d'audit interne a été accomplie de façon efficace et que l'auditeur interne dispose de ressources adéquates;
- examine et approuve le plan d'audit annuel;
- examine et approuve le budget annuel et le plan de ressources de l'auditeur interne.

Gestion des risques

- doit comprendre les principaux risques de la société, examiner et étudier avec la direction les principes de la société concernant la prise de risques; passer en revue avec la direction les risques auxquels est exposée la société et discuter des plans de limitation des risques s'y appliquant; recevoir les présentations, rapports et autres renseignements sur les risques extraordinaires, les nouveaux risques et les tendances significatives pouvant avoir un impact important sur la capacité de la société d'atteindre ses objectifs stratégiques; examiner les rapports préparés par les administrateurs chargés de l'audit concernant certains risques importants repérés par la direction, le cas échéant; examiner avec la direction un résumé de la performance de la société en matière de sécurité et d'environnement;
- s'assure que la direction a établi des procédures permettant de repérer, d'évaluer, de gérer et de surveiller les risques;
- examine tous les ans les polices d'assurance de la société pour s'assurer qu'elles sont adéquates.

Autres

- s'assure que la société dispose de procédures adéquates pour recevoir, conserver et traiter les plaintes reçues par la société relativement à la comptabilité, aux contrôles comptables internes ou aux questions d'audit;
- prévoit un moyen pour l'envoi, de façon confidentielle et anonyme, par les employés de la société de leurs préoccupations touchant des points en matière de comptabilité ou d'audit;
- examine et réévalue chaque année la pertinence de son mandat et soumet toute proposition de modification au conseil pour approbation;
- passe en revue et approuve chaque année les mandats du comité de communication, des administrateurs chargés de l'audit, de l'audit interne et du comité de gestion des crises;
- fait enquête sur toute autre question que lui soumet le conseil.

INFORMATION

Le comité doit présenter un rapport au conseil sur les questions relatives à la situation financière ou à la gestion des risques de la société que peut lui soumettre le conseil à l'occasion. Un résumé de chaque réunion est remis au conseil par le président du comité. Les tableaux et les renseignements justificatifs examinés par le comité peuvent être étudiés par tout administrateur qui en fait la demande. L'auditeur externe et le vice-président de l'audit interne de la société relèvent directement du comité. Le comité doit maintenir une communication libre et ouverte avec l'auditeur externe, l'auditeur interne et la direction de la société. Cette communication doit comprendre des réunions privées, au moins une fois l'an, avec chacune de ces parties.

COMPOSITION DU COMITÉ D'AUDIT ET DE GESTION DES RISQUES ET FORMATION ET EXPÉRIENCE PERTINENTES

Les personnes suivantes sont membres du comité d'audit et de gestion des risques de la société. Tous les membres sont indépendants et ont des compétences financières.

- L.M. Charlton – Elle est vice-présidente et chef des finances de Lintus Resources Limited et a occupé des postes comportant de plus en plus de responsabilités financières, du poste d'analyste financière à celui de chef des finances, au cours de sa carrière de 24 ans chez Investors' Petroleum Consultants Ltd. M^{me} Charlton siège au comité d'audit de trois sociétés ouvertes et est présidente du comité d'audit de l'une d'elles. M^{me} Charlton est titulaire d'un baccalauréat ès commerce en finances, a obtenu le titre d'IAS.A de l'Institut des administrateurs de sociétés et poursuit une formation continue en comptabilité et en finances.
- R.J. Normand – Pendant plus de 30 ans, M. Normand a occupé des postes de haute direction dans les secteurs financiers et bancaires, son dernier rôle étant celui de président et de chef de la direction des Alberta Treasury Branches jusqu'à son départ à la retraite en 2008. Il a pris sa retraite de son poste de président du conseil du Workers Compensation Board de l'Alberta en octobre 2015. Grâce à son expérience dans le secteur des services financiers, il a acquis une vaste connaissance et de sérieuses compétences dans les domaines de la finance, des questions réglementaires et de la gestion des risques. M. Normand est titulaire d'un baccalauréat ès arts (en économie) et d'une maîtrise en administration des affaires et il a terminé des études menant à la désignation de Fellow de l'Institut des banquiers canadiens.
- J.W. Simpson (président) – Au cours de sa carrière chez Chevron Corporation, divers groupes d'employés du domaine financier relevaient de lui; c'était d'ailleurs le cas du service de comptabilité lorsqu'il était directeur général et le cas du vice-président des finances lorsqu'il était président de Chevron Canada Resources. En outre, M. Simpson a été président du comité d'audit interne de Chevron Canada Resources. M. Simpson est diplômé du programme de formation de haute direction de la Sloan School of Business du M.I.T.

PROCÉDURES D'APPROBATION PRÉALABLE

Le comité d'audit de la société a adopté une procédure d'approbation des services fournis par l'auditeur externe. La procédure interdit à l'auditeur externe d'offrir certains services désignés à la société et à ses filiales.

L'embauche de l'auditeur externe pour une gamme de services définis dans la procédure a été approuvée au préalable par le comité d'audit et de gestion des risques. Si l'embauche de l'auditeur externe est envisagée pour un service en particulier qui n'est ni interdit ni inclus dans la gamme de services approuvés au préalable, une telle embauche doit être approuvée au préalable. Le comité d'audit et de gestion des risques a délégué le pouvoir d'accorder ces approbations préalables au président du comité d'audit et de gestion des risques.

Les services fournis par l'auditeur externe dépendent d'une lettre de mission. En vertu de la politique, le comité d'audit et de gestion des risques doit recevoir régulièrement des rapports relatifs à l'attribution de tout nouveau contrat à l'auditeur externe approuvé au préalable.

HONORAIRES POUR LES SERVICES DE L'AUDITEUR EXTERNE

Le total des honoraires engagés par la société et ses filiales relativement aux services professionnels rendus par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. pour chacun des deux derniers exercices sont les suivants :

<i>(en millions de dollars)</i>	2018	2017
Honoraires d'audit ¹⁾	3,7	3,2
Honoraires pour services liés à l'audit ²⁾	0,1	0,1
Honoraires pour services fiscaux ³⁾	0,5	0,3
Total	4,3	3,6

1) Les honoraires d'audit comprennent l'ensemble des honoraires versés à l'auditeur externe pour l'audit des états financiers consolidés annuels de 2018 et d'autres audits et dépôts d'ordre réglementaire.

2) Les honoraires pour services liés à l'audit comprennent l'ensemble des honoraires versés à l'auditeur externe pour les services relatifs aux audits à usage particulier et les services d'audit qui comportent des consultations relativement aux IFRS.

3) Les honoraires pour services fiscaux comprennent l'ensemble des honoraires versés à l'auditeur externe pour les services d'observation fiscale, de conseils fiscaux, de planification fiscale et de conseils relativement à la préparation de déclarations de revenus des sociétés, d'impôt sur le capital et de taxe de vente.