



Une société d'**ATCO**

NOTICE ANNUELLE DE CU INC.

POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2019

Le 6 mars 2020

La présente notice annuelle est conçue pour aider les lecteurs à comprendre l'entreprise et les activités de CU Inc. (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 2019.

La société est contrôlée par Canadian Utilities Limited, qui est à son tour contrôlée par ATCO Ltd. et ses actionnaires majoritaires, Sengraf Enterprises Ltd. et son actionnaire majoritaire, 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
Description des activités	3
Secteur d'activité Électricité.....	3
Secteur d'activité Pipelines et liquides	5
Historique des trois derniers exercices	8
Résumé des résultats financiers	8
Secteur d'activité Électricité.....	9
Secteur d'activité Pipelines et liquides	10
Faits récents d'ordre réglementaire	12
Renseignements sur les employés.....	18
Durabilité, changements climatiques et transition de l'énergie	19
Risques commerciaux	19
Dividendes.....	19
Structure du capital.....	19
Notation et notes.....	21
Marché pour la négociation des titres de la société	23
Administrateurs et dirigeants	23
Titres avec droit de vote et leurs principaux porteurs	26
Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres.....	27
Poursuites et application de la loi	27
Contrats importants	27
Intérêt des experts.....	27
Mesures non conformes aux PCGR et autres mesures conformes aux PCGR.....	28
Information prospective	28
Information complémentaire	29
Glossaire	30
Annexe 1 Rapport sur la rémunération.....	31

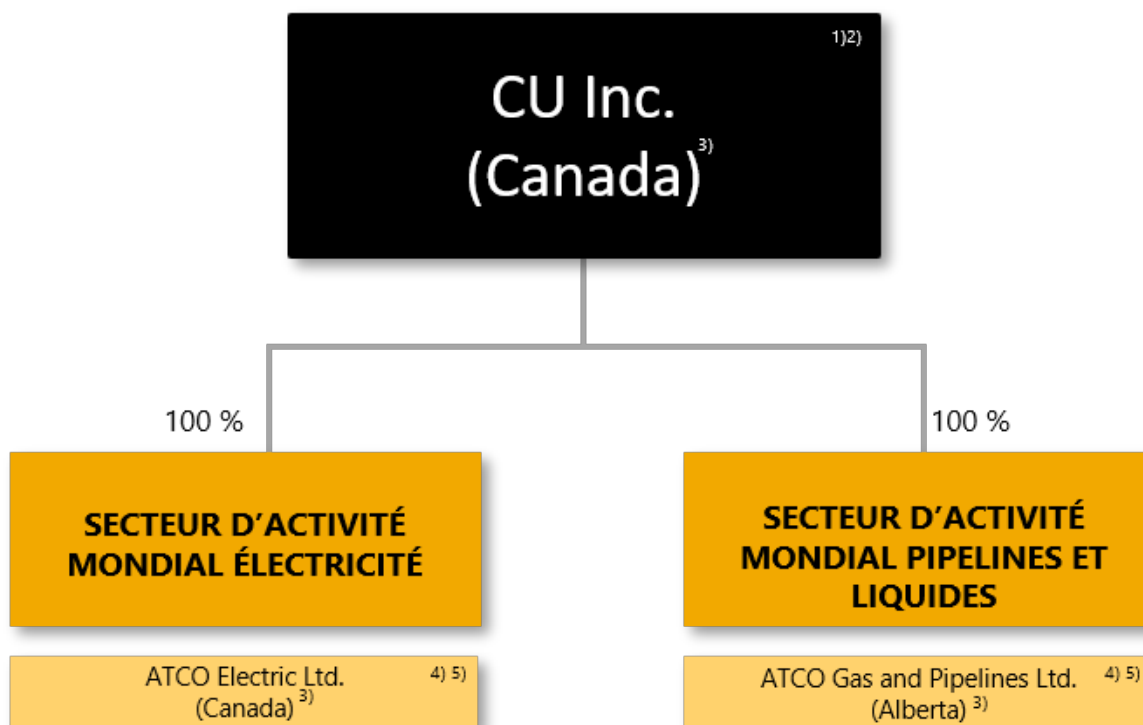
STRUCTURE DE LA SOCIÉTÉ

CU Inc. a été constituée en société sous le régime des lois du Canada le 12 mars 1999. Le siège de la société est situé au 4^e étage du West Building, 5302 Forand Street S.W., Calgary (Alberta) T3E 8B4.

RELATIONS INTERSOCIÉTÉS SIMPLIFIÉES

CU Inc. est une filiale en propriété exclusive de Canadian Utilities Limited, une société ATCO. CU Inc. est une société établie en Alberta qui compte environ 3 600 employés et des actifs de 17 milliards de dollars composés d'activités de services publics à tarifs réglementés dans les domaines des pipelines de gaz naturel et du transport et de la distribution d'électricité. Il est possible d'obtenir de plus amples renseignements sur CU Inc. sur le site Web de Canadian Utilities Limited, au www.canadianutilities.com.

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 2019.
- 2) La société est propriétaire de toutes les actions avec droit de vote et sans droit de vote de chacune des filiales.
- 3) Territoire de constitution de la société.
- 4) Les entreprises réglementées comprennent la distribution de gaz naturel, le transport de gaz naturel, la distribution d'électricité et le transport d'électricité.
- 5) 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.

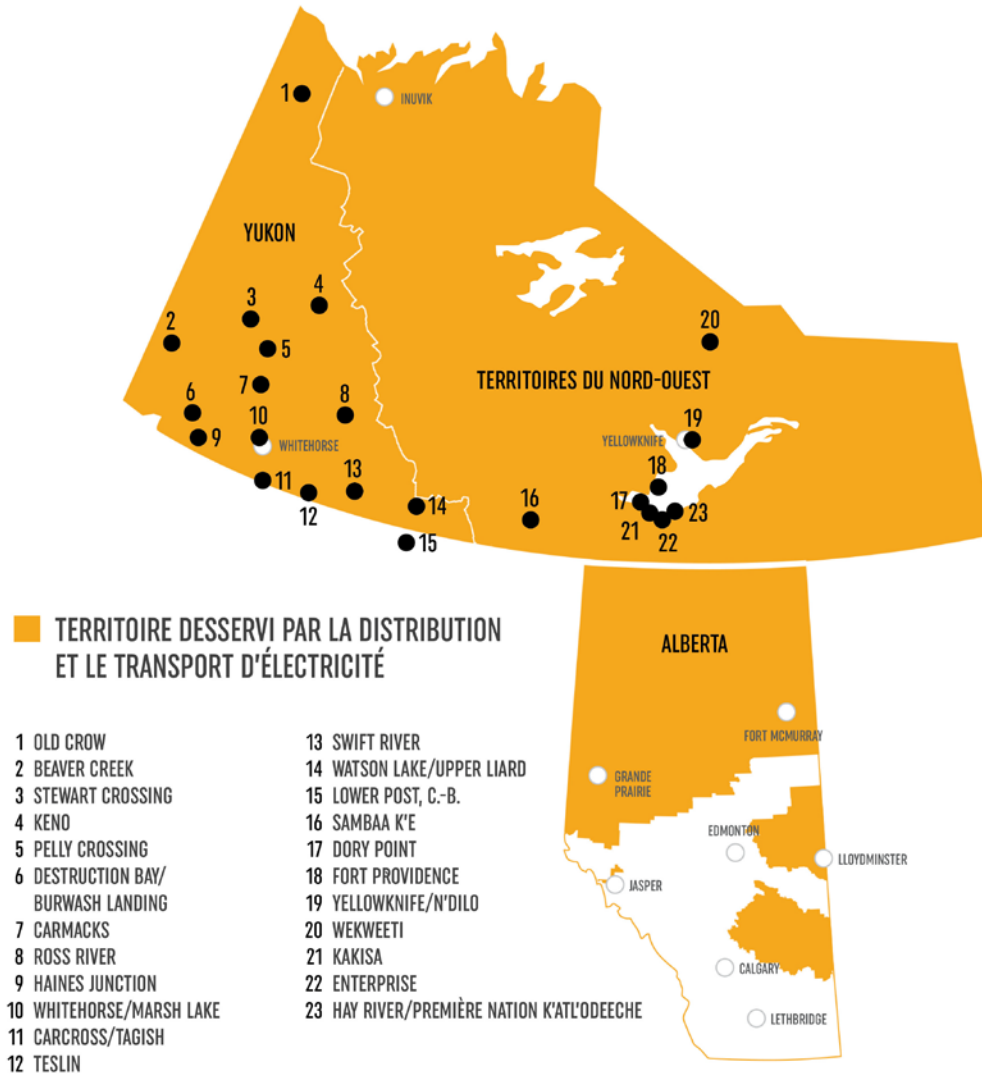
DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Les activités de la société sont menées par l'intermédiaire d'entreprises réglementées des Services publics faisant partie de deux secteurs d'activité dans l'ouest et le nord du Canada : le secteur Électricité, qui regroupe les entreprises de distribution et de transport d'électricité, et le secteur Pipelines et liquides, qui regroupe les entreprises de distribution et de transport de gaz naturel.

SECTEUR D'ACTIVITÉ ÉLECTRICITÉ

DISTRIBUTION ET TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

La carte ci-dessous illustre le territoire où sont exercées les activités de distribution et de transport d'électricité dans l'ouest et le nord du Canada.



L'entreprise de distribution et de transport d'électricité transporte et fournit 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 de l'entreprise de distribution et de transport d'électricité 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 l'entreprise de distribution et de transport d'électricité et ses filiales NUY, NWT et AEY est d'approximativement 662 000 habitants, et environ 260 000 clients y sont desservis. L'entreprise de distribution et de transport d'électricité s'est vu attribuer environ 65 pour cent de la zone de service désignée en Alberta, qui représente approximativement 14 pour cent de la charge électrique provinciale et 13 pour cent de la population actuelle.

Le nombre de clients desservis par l'entreprise de distribution et de transport d'électricité, NUY, NWT et AEY à la fin de 2019 et de 2018 est présenté dans le tableau suivant :

	2019		2018	
	Nombre	%	Nombre	%
Clientèle industrielle	10 295	4	10 455	4
Clientèle commerciale	34 686	14	34 532	14
Clientèle résidentielle	182 726	70	181 373	70
Clientèle rurale, REA et autres	32 042	12	31 911	12
Total	259 749	100	258 271	100

L'électricité distribuée aux diverses catégories de clients au cours de 2019 et de 2018 est présentée dans le tableau suivant :

	2019		2018	
	GWh	%	GWh	%
Clientèle industrielle	8 392	66	8 586	66
Clientèle commerciale	2 395	19	2 438	19
Clientèle résidentielle	1 321	10	1 342	10
Clientèle rurale, REA et autres	556	5	562	5
Total	12 664	100	12 928	100

L'entreprise de distribution et de transport d'électricité, 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 60 000 km de lignes de distribution. De plus, l'entreprise de distribution et de transport d'électricité 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.

L'entreprise de distribution et de transport d'électricité, NUY, NWT et AEY sont les propriétaires et les exploitantes de 23 centrales diesels et hydroélectriques ayant une capacité nominale totale de 40 MW en Alberta, au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest. La charge maximale de pointe demandée à ces centrales en 2019 a été de 19 MW.

L'entreprise de distribution et de transport d'électricité, 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. L'entreprise de distribution et de transport d'électricité, 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.

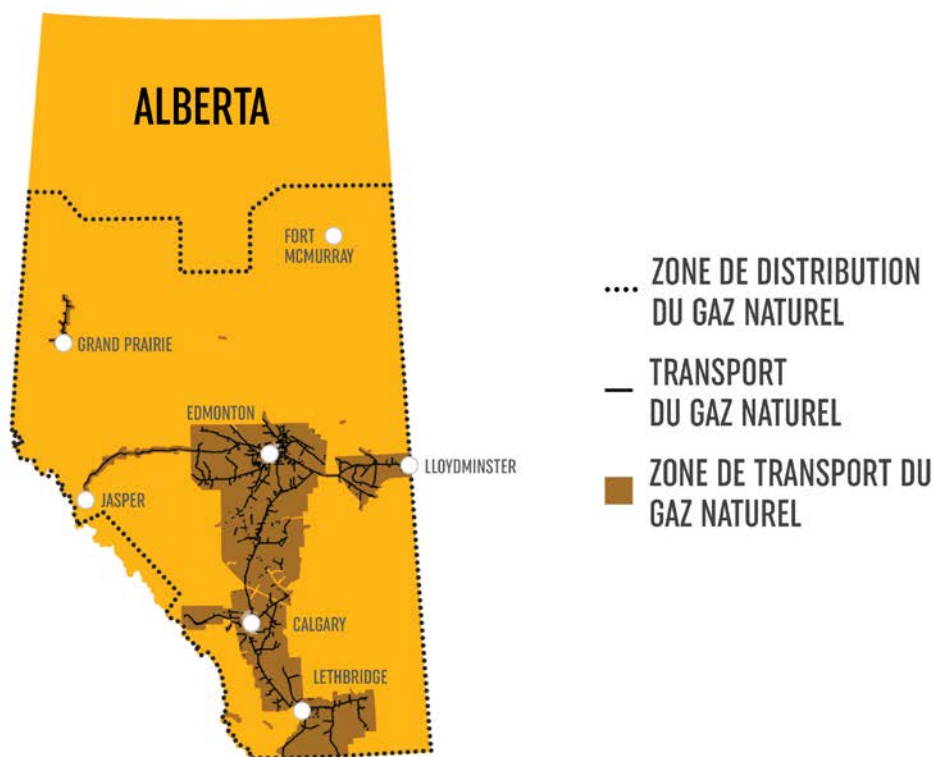
Le règlement intitulé *Transmission Regulation* de l'EUA stipule que les nouveaux projets de transport doivent être assignés aux propriétaires d'installations de transport en fonction des zones de service des sociétés de distribution avec lesquelles ils ont par le passé entretenu des liens. La propriété 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 ».

SECTEUR D'ACTIVITÉ PIPELINES ET LIQUIDES

APERÇU

Les activités du secteur d'activité mondial Pipelines et liquides sont exercées i) dans le cas de la distribution réglementée de gaz naturel par ATCO Gas, une division d'ATCO Gas and Pipelines Ltd. (AGP) et ii) dans le cas du transport réglementé de gaz naturel par ATCO Pipelines, une division d'AGP.

La carte qui suit présente les régions desservies par l'entreprise de distribution et de transport de gaz naturel en Alberta.



DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL

L'entreprise de distribution de gaz naturel 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 de l'entreprise de distribution de gaz naturel 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 2019, environ 76 pour cent des clients de l'entreprise de distribution de gaz naturel 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 l'entreprise de distribution de gaz naturel à la fin de 2019 et de 2018 est indiqué dans le tableau ci-dessous.

	2019		2018	
	Nombre	%	Nombre	%
Clientèle résidentielle	1 131 342	92	1 117 109	92
Clientèle commerciale	100 698	8	99 363	8
Clientèle industrielle	346	—	344	—
Autres	7	—	3	—
Total	1 232 393	100	1 216 819	100

Le volume de gaz naturel distribué par l'entreprise de distribution de gaz naturel en 2019 et en 2018 sont indiqués dans le tableau ci-dessous.

	2019		2018	
	PJ	%	PJ	%
Clientèle résidentielle	133,3	47	129,5	47
Clientèle commerciale	137,3	48	133,3	48
Clientèle industrielle	13,7	5	13,9	5
Autres	0,3	–	0,3	–
Total	284,6	100	277,0	100

L'entreprise de distribution de gaz naturel 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.

L'entreprise de distribution de gaz naturel fournit 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 l'entreprise de distribution de gaz naturel et ses obligations ayant trait à l'offre de services de gaz naturel aux clients de la municipalité.

L'entreprise de distribution de gaz naturel 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. L'entreprise de distribution de gaz naturel 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, l'entreprise de distribution du gaz naturel exerce ses activités en vertu d'un règlement municipal, lequel ne lui confère pas d'exclusivité, 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.

TRANSPORT DE GAZ NATUREL

L'entreprise de transport de gaz naturel 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.

L'entreprise de transport de gaz naturel possède et exploite un vaste réseau de transport du gaz naturel. Le réseau compte actuellement environ 9 100 km de pipelines, 16 installations de compression, environ 3 700 points de réception et de livraison et une installation de stockage du gaz naturel de pointe dans une caverne de sel située près de Fort Saskatchewan, en Alberta. Il comprend également 179 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 de transport de gaz naturel s'élève à 3,9 milliards de pieds cubes par jour.

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.

RÉSUMÉ DES RÉSULTATS FINANCIERS

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⁾	2019		2018		2017	
	(en millions de \$)	%	(en millions de \$)	%	(en millions de \$)	%
Électricité	1 418	51	1 318	53	1 273	48
Pipelines et liquides	1 371	49	1 190	47	1 355	52
Siège social et autres activités et éliminations intersectorielles	(2)	–	(1)	–	(2)	–
Total	2 787	100	2 507	100	2 626	100

1) Les données qui précèdent sont tirées de la note 4 (« Informations sectorielles ») des états financiers consolidés de 2019 préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (IFRS).

En 2018, les produits des activités ordinaires ont connu une baisse de 119 millions de dollars par rapport à ceux de 2017, principalement en raison de la baisse des produits refacturés par l'entreprise de distribution de gaz naturel aux fins du recouvrement des tarifs de transport de tiers auprès des clients, ainsi que de l'incidence de la révision de la base de tarification établie selon la réglementation fondée sur le rendement pour la distribution de gaz naturel et d'électricité.

En 2019, les produits des activités ordinaires ont connu une hausse de 280 millions de dollars par rapport à ceux de 2018. Cette hausse s'explique essentiellement par la hausse des produits refacturés par l'entreprise de distribution de gaz naturel au titre des droits de franchise et des frais de transport de tiers de même que par la hausse des produits des activités ordinaires tirés de l'accroissement de la base de tarification des entreprises à tarifs réglementés et du nombre de clients de l'entreprise de distribution de gaz naturel.

Résultat ajusté ^{1) 2)}	2019		2018		2017	
	(en millions de \$)	%	(en millions de \$)	%	(en millions de \$)	%
Électricité	329	63	288	61	330	61
Pipelines et liquides	194	37	182	38	212	39
Siège social et autres activités et éliminations intersectorielles	1	–	5	1	–	–
Total	524	100	475	100	542	100

1) Les données qui précèdent sont tirées de la note 4 (« Informations sectorielles ») des états financiers consolidés de 2019 préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (IFRS).

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

En 2018, le résultat ajusté a connu une baisse de 67 millions de dollars par rapport à celui de 2017, principalement en raison de l'incidence sur les résultats de la révision de la base de tarification selon le modèle réglementé de distribution d'électricité et de gaz naturel en Alberta et des taux provisoires plus bas approuvés par l'Alberta Utilities Commission (AUC) pour le transport d'électricité, contrebalancée en partie par l'accroissement de la base de tarification de l'ensemble des entreprises de services publics.

En 2019, le résultat ajusté a connu une hausse de 49 millions de dollars par rapport à celui de 2018. Cette hausse s'explique essentiellement par des décisions d'ordre réglementaire favorables sur le transport de gaz naturel et d'électricité, l'accroissement continu de la base de tarification, la mise en œuvre soutenue d'économies de coûts sur l'ensemble de la société et la baisse de l'impôt sur le résultat.

SECTEUR D'ACTIVITÉ ÉLECTRICITÉ

SURVOL DU RENDEMENT

Distribution et transport d'électricité

Outre les investissements continus dans les infrastructures des services publics en Alberta, les résultats financiers de l'entreprise de distribution et de transport d'électricité ont été touchés par plusieurs décisions d'ordre réglementaire. En 2018, le résultat de l'entreprise de distribution d'électricité a connu une baisse par rapport à celui de 2017, laquelle est principalement attribuable à des décisions d'ordre réglementaire prévoyant expressément la révision de la base de tarification selon la réglementation fondée sur le rendement (RFR) sur une durée de cinq ans. La baisse du bénéfice attribuable à la révision de la base de tarification selon la RFR a été partiellement contrebalancée par le gain provenant de l'accroissement continu de la base de tarification, par le rendement des capitaux propres (RCP) additionnel découlant de l'incitatif au titre du mécanisme de report d'efficacité (le MRE) de la RFR et des économies de coûts soutenues réalisées en 2018. Le MRE est accordé aux entreprises de services publics de distribution sur les deux premières années de la deuxième génération de la RFR lorsqu'elles ont réalisé des économies supérieures au cours de la période de la RFR précédente.

Le résultat ajusté de 2019 a été supérieur à celui de 2018 principalement en raison de l'accroissement continu de la base de tarification, du résultat additionnel attribuable à la décision relative à la demande générale de hausse tarifaire visant les activités de transport d'électricité en 2018-2019, des économies de coûts et de la baisse de l'impôt sur le résultat.

Les décisions d'ordre réglementaire sont décrites à la rubrique « Faits récents d'ordre réglementaire » de la présente notice annuelle.

INVESTISSEMENTS EN CAPITAL

Les dépenses en immobilisations totales pour le secteur Électricité au cours des trois derniers exercices sont indiquées dans le tableau suivant.

<i>(en millions de \$)</i>	Total	Exercice clos le 31 décembre		
		2019	2018	2017
Distribution d'électricité	678	224	227	227
Transport d'électricité	616	165	240	211
Total	1 294	389	467	438

Les dépenses en immobilisations totales engagées dans le secteur Électricité au cours des trois derniers exercices se sont élevées à 1,3 milliard de dollars.

Outre les investissements continus dans les infrastructures des services publics, les résultats financiers de l'entreprise de distribution d'électricité ont également été touchés par plusieurs décisions des autorités de réglementation. Ces décisions sont décrites dans le rapport de gestion de la société sous « Faits récents d'ordre réglementaire » et sont intégrées aux présentes par renvoi. Il est possible de consulter le rapport de gestion sur le site Web de SEDAR, au www.sedar.com.

SECTEUR D'ACTIVITÉ PIPELINES ET LIQUIDES

SURVOL DU RENDEMENT

Distribution de gaz naturel

Les décisions d'ordre réglementaire, l'accroissement de la base de tarification tiré des investissements en capital, les économies de coûts et la baisse de l'impôt sur le résultat ont eu une incidence sur les résultats financiers de l'entreprise de distribution de gaz naturel des trois derniers exercices. L'entreprise de distribution de gaz naturel a obtenu en 2018 un résultat plus bas que celui de 2017, principalement en raison des décisions d'ordre réglementaire propres à la révision de la base de tarification sur cinq ans selon la réglementation fondée sur le rendement (RFR). La baisse du bénéfice attribuable à la révision de la tarification selon la RFR a été partiellement neutralisée par le gain provenant de l'accroissement continu de la base de tarification et de la clientèle, par le rendement des capitaux propres (RCP) additionnel découlant de l'incitatif au titre du mécanisme de report d'efficacité (le MRE) de la RFR et des économies de coûts soutenues réalisées 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.

Le résultat ajusté de 2019 a été supérieur à celui de 2018 principalement en raison des économies de coûts, de l'accroissement continu de la base de tarification, de l'augmentation du nombre de clients et des décisions d'ordre réglementaire.

Les décisions d'ordre réglementaire sont décrites à la rubrique « Faits récents d'ordre réglementaire » de la présente notice annuelle.

Transport de gaz naturel

Les résultats financiers de l'entreprise de transport de gaz naturel au cours des trois derniers exercices ont été touchés par l'accroissement de la base de tarification tiré des investissements en capital et les décisions d'ordre réglementaire. L'entreprise de transport de gaz naturel a obtenu en 2019 un résultat plus élevé qu'en 2018 et en 2017, principalement en raison de l'accroissement de la base de tarification.

Les décisions d'ordre réglementaire sont décrites à la rubrique « Faits récents d'ordre réglementaire » de la présente notice annuelle.

INVESTISSEMENTS EN CAPITAL

Les dépenses en immobilisations totales pour le secteur Pipelines et liquides au cours des trois derniers exercices sont indiquées dans le tableau suivant.

<i>(en millions de \$)</i>	Total	Exercice clos le 31 décembre		
		2019	2018	2017
Distribution de gaz naturel	946	284	290	372
Transport de gaz naturel	829	293	239	297
Total	1 775	577	529	669

Au cours des trois derniers exercices, les investissements en capital du secteur Pipelines et liquides se sont élevés à un total de 1,8 milliard de dollars. Les dépenses les plus importantes ont été consacrées au remplacement d'infrastructures vieillissantes, à l'installation de nouvelles connexions pour la clientèle et au programme de remplacement des pipelines urbains approuvé par l'AUC.

Programme de remplacement des pipelines urbains

Dans le cadre du programme de remplacement des pipelines urbains (RPU), le secteur Pipelines et liquides 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 795 millions de dollars dans le programme RPU depuis son lancement.

Programme de remplacement des conduites

L'entreprise de distribution de gaz naturel compte deux programmes de remplacement des conduites qui ont été approuvés en 2011, soit les programmes de remplacement des conduites de plastique et de remplacement des conduites en acier. Le programme visant les conduites de plastique comprend 8 000 km de conduites de polychlorure de vinyle, ou PVC, et de polyéthylène de première génération à remplacer d'ici 2031. L'entreprise de distribution de gaz naturel a remplacé 2 015 km de conduites en PVC et en polyéthylène depuis l'approbation du programme. Le programme de remplacement des conduites en acier comprend 9 000 km de conduites en acier qui sont sous surveillance et dont le remplacement est continuellement évalué en fonction de l'historique de rendement. L'entreprise de distribution de gaz naturel a remplacé 327 km de conduites en acier depuis l'approbation du programme.

Pipeline de transport de Pembina-Keephills

En août 2018, l'entreprise de transport de gaz naturel a déposé une demande en vue de l'approbation de l'installation du pipeline de transport de Pembina-Keephills. Ce pipeline de gaz naturel à haute pression d'une longueur de 59 km soutient 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. Une décision approuvant le projet tel quel a été rendue le 6 août 2019. La construction a débuté, et le pipeline devrait être mis en service d'ici le milieu de 2020. L'estimation du coût de construction de ce projet s'élève à quelque 230 millions de dollars et ce coût est inclus dans le plan triennal d'investissements en capital de l'entreprise de transport de gaz naturel.



Construction du pipeline de transport de Pembina-Keephills près de Wabamun Lake, en Alberta.

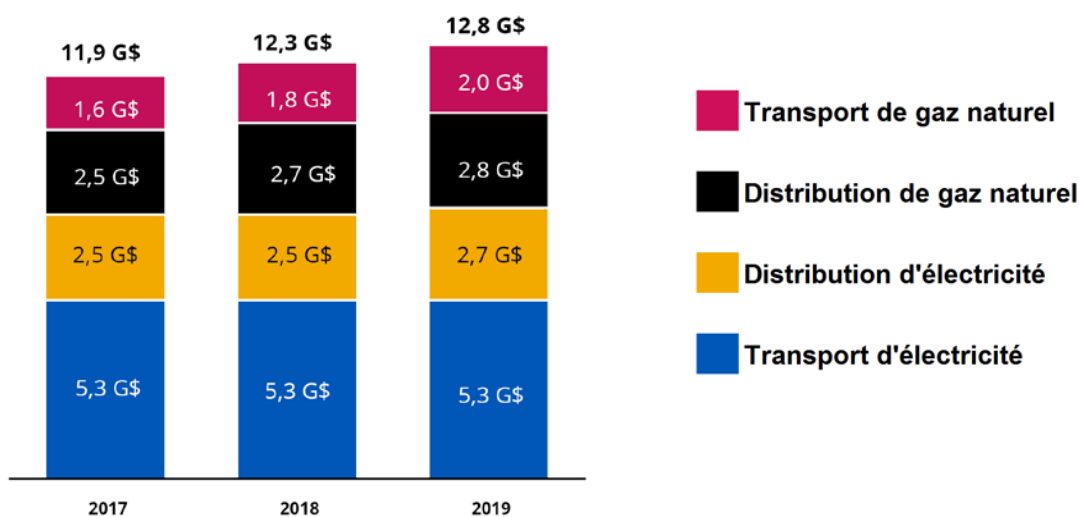
FAITS RÉCENTS D'ORDRE RÉGLEMENTAIRE

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 de la variation 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 sur la formule qui ajuste les tarifs pour tenir compte de l'inflation et des gains de productivité.

Base de tarification de mi-exercice des services publics réglementés



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.

Le tableau qui suit présente le RCP et les ratios de capitaux propres ordinaires réputés découlant des dernières décisions relatives au CGC et présente également la base de tarification de mi-exercice de chaque service public en Alberta fourni par CU Inc.

	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	2019	2018 CGC ⁴⁾	8,50	37,0	2 669 ⁵⁾
	2018	2018 CGC ⁴⁾	8,50	37,0	2 498 ⁶⁾
	2017	2016 CGC ³⁾	8,50	37,0	2 471 ⁷⁾
Transport d'électricité	2019	2018 CGC ⁴⁾	8,50	37,0	5 262 ⁸⁾
	2018	2018 CGC ⁴⁾	8,50	37,0	5 280 ⁶⁾
	2017	2016 CGC ³⁾	8,50	37,0	5 287 ⁷⁾
Distribution de gaz naturel	2019	2018 CGC ⁴⁾	8,50	37,0	2 847 ⁵⁾
	2018	2018 CGC ⁴⁾	8,50	37,0	2 715 ⁶⁾
	2017	2016 CGC ³⁾	8,50	37,0	2 549 ⁷⁾
Transport de gaz naturel	2019	2018 CGC ⁴⁾	8,50	37,0	1 971 ⁹⁾
	2018	2018 CGC ⁴⁾	8,50	37,0	1 791 ⁶⁾
	2017	2016 CGC ³⁾	8,50	37,0	1 614 ⁷⁾

- 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 2016 pour la période de 2016 à 2017 le 7 octobre 2016.
- 4) L'AUC a rendu sa décision concernant le CGC 2018 pour la période de 2018 à 2020 le 2 août 2018.
- 5) La base de tarification de mi-exercice de 2019 correspond à l'accroissement d'un exercice à l'autre de la base de tarification pris en compte dans les demandes de tarification annuelles selon la RFR de 2020 déposé qui s'applique à la base de tarification réelle de mi-exercice de 2018 et comprend les travaux en cours de mi-exercice.
- 6) La base de tarification de mi-exercice de 2018 est fondée sur la formule des coûts réels (Actuals Package) de la règle 005 et comprend les travaux en cours de mi-exercice.
- 7) La base de tarification de mi-exercice 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.
- 8) La base de tarification de mi-exercice de 2019 est fondée sur la demande générale de hausse tarifaire déposée par l'entreprise de transport d'électricité pour 2018 et 2019, et comprend les travaux en cours de mi-exercice estimatifs.
- 9) La base de tarification de mi-exercice de 2019 est fondée sur la demande générale de hausse tarifaire déposée par l'entreprise de transport du gaz naturel pour 2019 et 2020, et comprend les travaux en cours de mi-exercice estimatifs.

CGC (POSTÉRIEUR À 2020)

En décembre 2018, l'AUC a entrepris la procédure de CGC pour 2021. La procédure portera principalement sur l'établissement du taux de rendement pour les exercices 2021 et 2022, avec la possibilité de revenir à une approche par formule. Les éléments probants initiaux ont été déposés en janvier 2020 et étaient axés sur la comparaison avec d'autres investissements, l'attrait des capitaux et l'intégrité financière. L'AUC prévoit rendre la décision en 2020.

RÉGLEMENTATION FONDÉE SUR LE RENDEMENT

En 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.

En février 2018, l'AUC a rendu une décision d'ordre 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 d'entrée pour 2018. Le 14 février 2019, l'AUC a entrepris une procédure pour réaliser cet examen. Le 30 janvier 2020, l'AUC a rendu une décision qui mettait à jour les précisions sur ce qui est admissible au titre des ajustements des anomalies. Les parties peuvent maintenant soumettre de nouvelles demandes relatives aux anomalies applicables qui, si elles sont approuvées, rétabliraient les taux d'entrée de 2018. Les demandes doivent être soumises au début 2020 et la décision de l'AUC devrait être rendue avant la fin de l'année.

	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 d'entrée 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"> D'après les coûts historiques moyens rajustés en fonction de l'inflation pour la période allant de 2013 à 2016, les coûts en capital sont recouverts en fonction des taux d'entrée rajustés pour tenir compte de l'inflation selon la formule I-X et un niveau K. 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 »

	RFR de première génération	RFR de deuxième génération
RCP utilisé pour les taux d'entrée	<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'efficience	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

MISES À JOUR SUR LA RÉGLEMENTATION EN ALBERTA

MISES À JOUR SUR LA RÉGLEMENTATION RELATIVE À L'ENTREPRISE DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

PROCÉDURE RELATIVE AUX PARAMÈTRES D'AMORTISSEMENT DE L'ENTREPRISE DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

Au troisième trimestre de 2019, l'AUC a rendu une décision relative aux paramètres d'amortissement, prolongeant la durée d'amortissement totale des actifs de distribution d'électricité et tenant compte des mises hors service historiques découlant de phénomènes météorologiques extrêmes. L'AUC a déterminé que les paramètres d'amortissement soumis étaient raisonnables, ce qui a donné lieu à une modification du taux d'amortissement des actifs de distribution d'électricité et à une baisse de la dotation aux amortissements des troisième et quatrième trimestres de 2019.

RECOUVREMENT PAR L'ENTREPRISE DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ DES COÛTS DÉCOULANT DU FEU DE FORÊT SURVENU EN 2016 DANS LA MUNICIPALITÉ RÉGIONALE DE WOOD BUFFALO

En octobre 2019, l'AUC a rendu des décisions concernant la demande de l'entreprise de transport et de distribution d'électricité en vue du recouvrement des coûts découlant du feu de forêt survenu en 2016 dans la municipalité régionale de Wood Buffalo.

La quasi-totalité des recouvrements de coûts demandés ont été approuvés dans le cadre de la demande générale de hausse tarifaire de l'entreprise de transport d'électricité pour 2018 et 2019.

Quelque 90 pour cent des recouvrements de coûts demandés ont été approuvés dans le cadre de la demande de l'entreprise de distribution d'électricité. Le coût en capital établi pour le remplacement des actifs détruits a été approuvé tel quel, tout comme la majorité des charges d'exploitation et d'entretien ainsi que le recouvrement du manque à gagner. Puisque la valeur des actifs détruits de l'entreprise de distribution d'électricité a été réputée constituer une réforme extraordinaire, son recouvrement par l'intermédiaire des tarifs facturés aux consommateurs n'a toutefois pas été approuvé, ce qui s'est traduit par une diminution de 2 millions de dollars du résultat ajusté de 2019.

DEMANDE GÉNÉRALE DE HAUSSE TARIFAIRE DE L'ENTREPRISE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ POUR LA PÉRIODE 2020 À 2022

En octobre 2019, l'entreprise de transport d'électricité a déposé une demande générale de hausse tarifaire visant ses activités pour 2020, 2021 et 2022, notamment en vue d'obtenir des produits des activités ordinaires additionnels de manière à recouvrer l'amortissement accru. La demande cherche également à obtenir la capacité d'avancer, au gré de l'entreprise de transport d'électricité, la demande visant à établir les besoins en produits des activités ordinaires pour 2023 et 2024 par l'intermédiaire d'une augmentation des besoins en produits des activités ordinaires approuvés pour 2022. Une décision de l'AUC est attendue d'ici le quatrième trimestre de 2020.

DEMANDE DE REPORT POUR LE PROGRAMME DE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT DANS LA RÉGION DE HANNA DE L'ENTREPRISE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

En février 2017, l'entreprise de transport d'électricité a déposé une demande visant l'approbation d'acquisitions d'immobilisations corporelles d'environ 688 millions de dollars pour le programme de développement du réseau de transport dans la région de Hanna survenues entre 2012 et 2015. En juin 2019, l'AUC a rendu une décision dans laquelle elle a déterminé que la majeure partie des acquisitions d'immobilisations corporelles à la base de tarification était judicieuse.

DEMANDE GÉNÉRALE DE HAUSSE TARIFAIRE DE L'ENTREPRISE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ 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 de 2019. La décision, rendue en juillet 2019, a approuvé la majorité des dépenses en immobilisations et des charges d'exploitation prévues. Cette décision s'est traduite par une augmentation de 17 millions de dollars du résultat ajusté du deuxième trimestre de 2019.

DEMANDE DE REPORT D'AFFECTATION POUR DES PROJETS DE L'ENTREPRISE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ S'ÉCHELONNANT DE 2015 À 2017

En mars 2019, l'entreprise de transport d'électricité a présenté une demande visant à faire approuver l'acquisition d'immobilisations d'un montant d'environ 2,2 milliards de dollars dans le cadre de projets de transport dont les dates de mise en service s'échelonnaient entre 2015 et 2017. La demande comprend l'acquisition d'immobilisations d'un montant de 1,8 milliard de dollars pour Eastern Alberta Transmission Line.

MISES À JOUR SUR LA RÉGLEMENTATION RELATIVE À L'ENTREPRISE DE DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL

DEMANDE GÉNÉRALE DE HAUSSE TARIFAIRE DE L'ENTREPRISE DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL 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. La décision rendue en juin 2019 a approuvé la majorité des dépenses en immobilisations et des charges d'exploitation prévues. Les ajustements demandés par l'AUC dans la décision ont eu une incidence positive de 3 millions de dollars sur le résultat ajusté du deuxième trimestre de 2019.

MISES À JOUR SUR LA RÉGLEMENTATION RELATIVE À LA RFR

RÉOUVERTURE DU PLAN DE RÉGLEMENTATION FONDÉE SUR LE RENDEMENT (RFR) DE PREMIÈRE GÉNÉRATION

En juin 2018, l'AUC a entrepris une procédure visant 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.

En février 2019, l'AUC a rendu une décision selon laquelle il n'y avait pas lieu de rouvrir le plan, ce qui cadre avec l'évaluation de Canadian Utilities dans laquelle celle-ci arrivait à la conclusion que les résultats atteints par les entreprises de services publics n'étaient pas attribuables à une faille du plan de RFR mais plutôt à des décisions de gestion en réponse aux incitatifs créés par le plan. La procédure est terminée.

MISES À JOUR SUR LA RÉGLEMENTATION RELATIVE AUX QUESTIONS COURANTES

QUESTIONS COURANTES RELATIVES AUX TECHNOLOGIES DE L'INFORMATION (TI)

En août 2014, Canadian Utilities a vendu son entreprise de services de TI à Wipro Ltd. (Wipro) et signé un accord-cadre de concession de services de TI d'une durée de 10 ans (l'accord-cadre) qui a pris effet le 1^{er} janvier 2015. Le produit de la vente s'est chiffré à 204 millions de dollars, et a donné lieu à un profit après impôt non récurrent de 138 millions de dollars.

En 2014, la société n'a pas tenu compte de ce profit sur la vente dans son résultat ajusté puisqu'il s'agissait d'un événement non récurrent important.

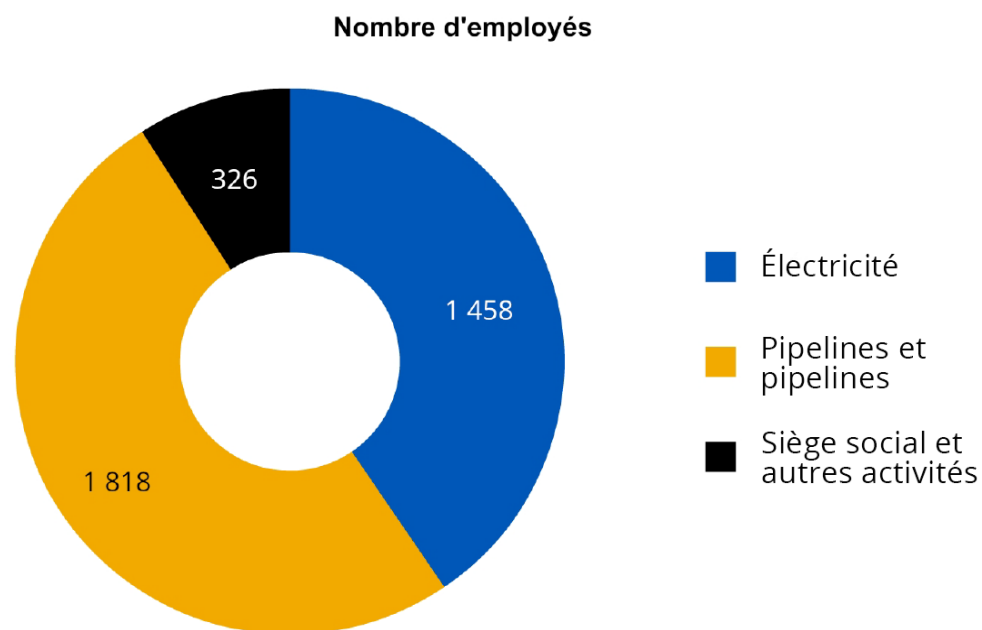
En 2015, l'AUC a entrepris une procédure portant sur des questions liées aux technologies de l'information (les questions liées aux TI) dans le but d'étudier le recouvrement des coûts engagés par les entreprises de services publics de l'Alberta au titre des technologies de l'information à compter du 1^{er} janvier 2015. En juin 2019, l'AUC a rendu sa décision relative à la procédure portant sur des questions liées aux TI et a avisé les entreprises de services publics de l'Alberta qu'elles devraient réduire de 13 pour cent la valeur de l'accord-cadre avec Wipro pour la première année et appliquer un coefficient de réduction de valeur de 4,61 pour cent à chacune des années 2 à 10. Pour les entreprises de distribution de gaz naturel et de distribution d'électricité, la décision de l'AUC se répercute sur les tarifs d'entrée selon la RFR 2018 et le traitement des coûts en capital. Pour les entreprises de transport de gaz naturel et de transport d'électricité, la décision de l'AUC a une incidence rétroactive sur les besoins en produits des activités ordinaires remontant à 2015. Les entreprises de services publics de l'Alberta ont présenté des éléments de preuve considérables, y compris des études comparatives et des études de prix préparées par des experts indépendants, montrant que les tarifs prévus dans l'accord-cadre avec Wipro étaient établis à la juste valeur marchande et que, en conséquence, il n'y avait aucun interfinancement entre le prix de vente de l'entreprise de services de TI de Canadian Utilities à Wipro dans le cadre de la transaction survenue en 2014 et l'établissement des tarifs de TI aux termes de l'accord-cadre. Malgré cela, l'AUC a déterminé que les entreprises de services publics de l'Alberta n'avaient pas réussi à démontrer que les prix des services de TI prévus dans l'accord-cadre se traduiraient par des tarifs justes et raisonnables.

En 2019, la décision concernant des questions liées aux TI de l'AUC a entraîné une diminution de 23 millions de dollars du profit après impôt de 138 millions de dollars comptabilisé en 2014. Dorénavant, la décision relative aux questions liées aux TI devrait réduire davantage le profit comptabilisé antérieurement. Conformément au traitement adopté en 2014, la baisse de 23 millions de dollars comptabilisée en 2019, ainsi que les répercussions continues de cette décision, ne sont pas prises en compte dans le résultat ajusté.

En juillet 2019, les entreprises de services publics de l'Alberta ont déposé auprès de la Cour d'appel de l'Alberta une demande d'autorisation d'interjeter appel de la décision de l'AUC relative à la procédure portant sur des questions liées aux TI. En octobre 2019, la Cour d'appel de l'Alberta a rejeté la demande d'interjeter appel des services publics de l'Alberta.

RENSEIGNEMENTS SUR LES EMPLOYÉS

Au 31 décembre 2019, la société comptait 3 602 employés. Le graphique ci-dessous représente le nombre d'employés de la société dans chaque secteur.



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 CU Inc. et sont intégrés aux présentes par renvoi. Le rapport de gestion peut être consulté sur SEDAR au www.sedar.com.

RISQUES COMMERCIAUX

Les risques commerciaux sont décrits aux rubriques « Rendement des entreprises de services publics » et « Risques commerciaux et gestion du risque » du rapport de gestion de CU Inc. et sont intégrés 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	2019	2018	2017
Actions privilégiées de série :				
Série 1	18 avr. 2007	1,1500	1,1500	1,1500
Série 4	2 déc. 2010	0,5608	0,5608	0,5608
Actions de catégorie A et de catégorie B		66,8600	58,1700	48,6300

STRUCTURE DU CAPITAL

CAPITAL-ACTIONS

Le tableau suivant décrit la structure du capital-actions de la société au 25 février 2020 :

Actions	Nombre d'actions autorisées	Nombre d'actions en circulation
Actions privilégiées de série	illimité	7 600 000
Actions de catégorie A	illimité	3 570 322
Actions de catégorie B	illimité	2 188 262

Toutes les actions de catégorie A et de catégorie B sont détenues par Canadian Utilities Limited.

ACTIONS PRIVILÉGIÉES DE SÉRIE

Un nombre illimité d'actions privilégiées 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 série, à titre de catégorie, comportent notamment les dispositions décrites ci-après :

- i. Les actions privilégiées de série prennent rang avant les actions de catégorie A, les actions de catégorie B et toutes autres actions de la société de rang inférieur pour le paiement des dividendes et la distribution des actifs en cas de liquidation ou de dissolution de la société. Les actions privilégiées 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 propriétaires des actions privilégiées 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 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 pour chaque action privilégiée de série qu'ils détiennent.
- iii. Les dispositions qui se rattachent à la catégorie d'actions privilégiées de série peuvent être modifiées avec l'approbation écrite de tous les propriétaires des actions privilégiées de série en circulation ou par au moins les deux tiers des voix exprimées à une assemblée des propriétaires de ces actions dûment convoquée à cette fin où le quorum est atteint.

Les actions privilégiées de série suivantes sont actuellement en circulation :

	Valeur déclarée	Actions	Montant (en millions de dollars)
Actions privilégiées de série :			
Série 1 à 4,60 %	25,00 \$	4 600 000	115
Série 4 à 2,24 %	25,00 \$	3 000 000	75
		7 600 000	190

RACHAT D'ACTIONS PRIVILÉGIÉES DE SÉRIE

Actions privilégiées de série 1

Les actions privilégiées de série 1 sont devenues rachetables au gré de la société dès le 1^{er} juin 2012, à la valeur déclarée augmentée d'une prime de 4 pour cent par action au cours des 12 mois suivants, plus les dividendes accumulés et non versés. La prime de rachat a diminué de 1 pour cent au cours de chaque période de 12 mois suivante jusqu'au 1^{er} juin 2016.

Actions privilégiées de série 4

Les actions privilégiées de série 4 sont devenues rachetables au gré de la société le 1^{er} juin 2016 et sont rachetables le 1^{er} juin de chaque cinquième année suivante, à la valeur déclarée par action plus les dividendes accumulés et non versés. Le taux du dividende sera rajusté tous les cinq ans en fonction du taux de rendement des obligations du gouvernement du Canada de cinq ans alors en vigueur, plus 1,36 pour cent. Les propriétaires peuvent choisir de convertir la totalité ou une partie de leurs actions privilégiées de série 4 en un nombre égal d'actions privilégiées à dividende cumulatif rachetables de série 5 le 1^{er} juin 2021 et le 1^{er} juin de chaque cinquième année suivante. Le taux du dividende des actions privilégiées de série 5 correspondra au taux de rendement des bons du Trésor du Canada de trois mois alors en vigueur, plus 1,36 pour

cent. Le 1^{er} juin 2026 et le 1^{er} juin de chaque cinquième année suivante, la société peut racheter la totalité ou une partie des actions privilégiées de série 5 au pair. La société peut racheter la totalité ou une partie des actions privilégiées de série 5 en versant 25,50 \$ pour chaque action devant être rachetée en cas de rachat à toute autre date.

ACTIONS DE CATÉGORIE A ET ACTIONS DE CATÉGORIE B

Les propriétaires des actions de catégorie A et de catégorie B ont le droit de 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 autorisée visant l'achat d'actions de catégorie B est présentée à tous ou presque tous les propriétaires des actions de catégorie B sans être présentée simultanément aux propriétaires des actions de catégorie A, ces derniers ont alors la possibilité de convertir leurs actions de catégorie A en actions de catégorie B à raison d'une action pour une action, lesquelles actions de catégorie B seront, par suite d'une telle conversion, automatiquement déposées en réponse à l'offre. Toutes les actions de catégorie B converties seront automatiquement converties à nouveau en actions de catégorie A à raison d'une action pour une action si le propriétaire révoque la conversion pendant la durée de l'offre ou si suivant les modalités de pareille offre ces actions de catégorie B converties ne font pas l'objet d'une prise de livraison.

NOTATION ET NOTES

Les notes sont censées 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 respecter 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.

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.

Les notes suivantes ont été attribuées à CU Inc.

	DBRS	S&P
CU Inc.		
Émetteur et titres d'emprunt non garantis de premier rang	A (haut)	A-
Papier commercial	R-1 (bas)	A-1 (bas)
Actions privilégiées	PFD-2 (haut)	P-2

Le 17 juillet 2019, DBRS Limited (DBRS) a confirmé la note de crédit à long terme de « A (haut) » avec une perspective stable attribuée à CU Inc. Le 3 octobre 2019, S&P Global Ratings (S&P) a confirmé la note de crédit à long terme de « A- » avec une perspective stable attribuée à l'émetteur CU Inc.

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

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.

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 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 généralement d'une bonne qualité de crédit. 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.

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES DE LA SOCIÉTÉ

Les actions privilégiées à dividende cumulatif rachetables de série 1 et de série 4 de la société sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto.

Dans le tableau suivant sont indiqués les cours extrêmes enregistrés pour les actions de la société négociées à la Bourse de Toronto en 2019 et le volume des opérations sur celles-ci sous les symboles CIU.PR.A pour les actions de série 1 et CIU.PR.C pour les actions de série 4.

2019	Série 1			Série 4		
	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume
Janvier	21,56	20,27	30 968	16,05	14,67	108 600
Février	21,00	20,30	20 694	14,80	13,32	29 138
Mars	21,50	20,50	142 965	13,67	13,30	14 700
Avril	21,83	21,16	89 246	14,00	13,59	90 000
Mai	21,47	20,99	183 788	13,67	13,48	51 900
Juin	21,47	20,52	24 825	13,30	12,49	15 238
Juillet	21,49	21,25	252 711	13,50	12,70	61 968
Août	21,65	20,82	34 913	13,40	12,50	68 000
Septembre	21,60	20,99	66 018	13,33	12,50	43 800
Octobre	21,67	21,27	71 785	13,10	12,22	25 410
Novembre	21,70	21,32	29 430	13,20	12,27	164 000
Décembre	21,80	21,45	44 691	13,24	12,66	192 740

ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS

ADMINISTRATEURS ¹⁾

Nom, province ou État et pays de résidence	Poste	Occupation principale	Administrateur depuis
R.T. Booth ²⁾ Alberta, Canada	Administrateur	Associé, Bennett Jones LLP	2014
L.M. Charlton ²⁾ Alberta, Canada	Administratrice	Vice-présidente et chef des finances, Lintus Resources Limited	2008
S.W. Kiefer Alberta, Canada	Administrateur	Président, ATCO Ltd., et président et chef de la direction, Canadian Utilities Limited	2011

Nom, province ou État et pays de résidence	Poste	Occupation principale	Administrateur depuis
N.C. Southern Alberta, Canada	Présidente directrice du conseil et administratrice	Présidente du conseil et chef de la direction, ATCO Ltd., et présidente directrice du conseil, Canadian Utilities Limited	1999
L.A. Southern-Heathcott Alberta, Canada	Vice-présidente du conseil et administratrice	Présidente et chef de la direction de Spruce Meadows Ltd.	2017
R.J. Urwin, Ph. D., C.B.E. ²⁾ Londres, Angleterre	Administrateur	Administrateur de sociétés	2008

1) Tous les administrateurs occupent leurs fonctions pendant un an, jusqu'à ce que leur successeur soit élu.

2) Membre du comité d'audit.

DIRIGEANTS (EN ORDRE ALPHABÉTIQUE)

Nom, province ou État et pays de résidence	Poste	Occupation principale
D.A. DeChamplain Alberta, Canada	Vice-président directeur et chef des finances	Vice-président directeur et chef des finances, ATCO Ltd. et Canadian Utilities Limited
C. Gear Alberta, Canada	Secrétaire générale	Secrétaire générale, ATCO Ltd. et Canadian Utilities Limited
C.R. Jackson Alberta, Canada	Vice-président, Finances, trésorerie et risques	Vice-président, Finances, trésorerie et risques, ATCO Ltd. et Canadian Utilities Limited
S.W. Kiefer Alberta, Canada	Président et chef de la direction	Président, ATCO Ltd., et président et chef de la direction, Canadian Utilities Limited
G.J. Lidgett Alberta, Canada	Vice-président directeur et directeur général	Vice-président directeur et directeur général, Services publics, Canadian Utilities Limited
R.A. Penrice ¹⁾ Alberta, Canada	Vice-présidente directrice, Services généraux	Vice-présidente directrice, Services généraux, Canadian Utilities Limited
B.P. Shkrobot Alberta, Canada	Vice-président principal, Finances et réglementation	Vice-président principal, Finances et réglementation, services publics, Canadian Utilities Limited
N.C. Southern Alberta, Canada	Présidente exécutive du conseil	Présidente du conseil et chef de la direction, ATCO Ltd., et présidente exécutive du conseil, Canadian Utilities Limited

1) M^{me} Penrice est devenue dirigeante de la société le 1^{er} janvier 2020.

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, de sociétés du même groupe que celles-ci ou de sociétés qui ont été remplacées par celles-ci, à l'exception de M^{me} Penrice. M^{me} Penrice a été nommée vice-présidente directrice, Services généraux, en janvier 2020. Avant d'entrer au service de la société, M^{me} Penrice était chef de la direction par intérim de Sears Canada Inc. où elle a piloté la liquidation des activités au Canada. M^{me} Penrice a occupé plusieurs postes supérieurs auprès de Sears Canada et de la Compagnie de la Baie d'Hudson ou elle s'est spécialisée en logistique, en mise en marché, en exploitation de magasins et en marketing.

PARTICIPATION DES ADMINISTRATEURS ET DES DIRIGEANTS DANS LA SOCIÉTÉ

Au 31 décembre 2019, aucun des administrateurs et des dirigeants de la société, en tant que groupe, directement ou indirectement, au moyen d'avoirs dans des sociétés ou autrement, n'était propriétaire véritable ni ne contrôlait d'actions de catégorie B en circulation de la société ni n'exerçait une emprise sur de telles actions.

RÉMUNÉRATION DE LA HAUTE DIRECTION

Voir le rapport sur la rémunération à l'annexe 1.

RÉMUNÉRATION DES ADMINISTRATEURS

En 2019, les administrateurs qui n'étaient pas des salariés de la société ont reçu les provisions annuelles indiquées dans le tableau ci-dessous pour avoir fait fonction d'administrateur.

Administrateurs	Provisions annuelles	Membres du comité d'audit	Total par administrateur
R.T. Booth	6 500,00 \$	6 000,00 \$	12 500,00 \$
L.M. Charlton	6 500,00 \$	4 000,00 \$	10 500,00 \$
L.A. Southern-Heathcott	6 500,00 \$	—	6 500,00 \$
R.J. Urwin, Ph. D., C.B.E. ²⁾	6 500,00 \$	4 000,00 \$	10 500,00 \$
Rémunération totale	26 000,00 \$	14 000,00 \$	40 000,00 \$

PRÊTS AUX ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS

Depuis le 1^{er} janvier 2019, il n'existe aucun prêt de la société 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

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 10 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 10 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 canadienne sur les sociétés par actions* (LCSA) 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.

TITRES AVEC DROIT DE VOTE ET LEURS PRINCIPAUX PORTEURS

La société compte 2 188 262 actions de catégorie B en circulation qui appartiennent en totalité à Canadian Utilities. ATCO est propriétaire, directement ou indirectement, de 90,15 pour cent des titres avec droit de vote de Canadian Utilities. La famille Southern contrôle ATCO.

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 privilégiées à dividende cumulatif rachetables de série 1 et de série 4 est Société de fiducie AST (Canada), à ses bureaux principaux situés à Calgary et à Toronto.

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 25 des états financiers consolidés de 2019.

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 de 2019 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 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 ainsi que des dividendes sur les actions privilégiées de la société. De plus, le résultat ajusté ne tient pas compte des profits et des pertes non récurrents, des pertes de valeur importantes 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 est une autre mesure conforme aux PCGR présentée dans la note 4 des états financiers consolidés de 2019.

Les investissements en capital s'entendent des fonds affectés aux dépenses en immobilisations, aux regroupements d'entreprises et aux accords de concession de services et des fonds affectés à la quote-part qui revient à la société des dépenses en immobilisations des coentreprises. De l'avis de la direction, les investissements en capital reflètent 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 figure 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'elle 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.

De l'information financière complémentaire figure dans les états financiers consolidés de 2019 et dans le rapport de gestion de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

On peut obtenir de l'information sur ATCO ou sur Canadian Utilities 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 le site Web d'ATCO, au www.ATCO.com, et sur le site Web de Canadian Utilities, au www.canadianutilities.com.

GLOSSAIRE

Par « **actions de catégorie A** », on entend les actions 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 « **ATCO** », on entend ATCO Ltd. et ses filiales.

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

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

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

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

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

Par « **CMPC** », on entend le coût moyen pondéré du capital.

Par « **conseil** », on entend le conseil d'administration de CU Inc.

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

Par « **GES** », on entend les gaz à effet de serre.

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

Par « **indice des prix à la consommation (IPC)** », on entend l'indice qui mesure la variation moyenne des prix au fil du temps que les consommateurs paient pour un panier de biens et de services.

Par « **NGTL** », on entend NOVA Gas Transmission Ltd.

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 « **ONE** », on entend l'Office national de l'énergie.

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

Par « **rapport de gestion** », on entend le rapport de gestion de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

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 « **rémunération hebdomadaire moyenne (RHM)** », on entend l'indicateur de la croissance de la rémunération à court terme d'un employé.

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** », on entend ATCO Electric Distribution, ATCO Electric Transmission, ATCO Gas et ATCO Pipelines.

Par « **société** », on entend CU Inc. et, sauf si le contexte indique le contraire, ses filiales.

ANNEXE 1

RAPPORT SUR LA RÉMUNÉRATION

Le présent rapport sur la rémunération explique le programme de rémunération des membres de la haute direction de la société et la manière dont il est structuré, régi et conçu pour appuyer les objectifs commerciaux de l'entreprise.

Le présent rapport sur la rémunération fait état de la rémunération de la présidente directrice du conseil, du chef de la direction, du chef des finances et des deux autres membres de la haute direction suivants ayant reçu le salaire le plus élevé au 31 décembre 2019 (nos membres de la haute direction visés) :

- Nancy C. Southern, présidente directrice du conseil;
- Dennis A. DeChamplain, vice-président directeur et chef des finances;
- Siegfried W. Kiefer, président et chef de la direction;
- George J. Lidgett, vice-président directeur et directeur général, Services publics;
- Wayne K. Stensby, vice-président directeur, Développement de l'entreprise.

En 2019, tous les membres de la haute direction visés occupaient plusieurs fonctions au sein de CU Inc., de Canadian Utilities et d'ATCO, la société mère tête de groupe de la société, sauf George J. Lidgett pour la totalité de 2019 et Wayne K. Stensby qui occupait le poste de directeur général, Secteur d'activité mondial Électricité jusqu'au 30 juin 2019. M. Stensby est devenu vice-président directeur, Développement de l'entreprise, le 1^{er} juillet 2019 poste pour lequel il occupe différentes fonctions.

Chaque année, la société attribue une rémunération aux membres de la haute direction qui occupent plusieurs fonctions, selon l'apport de chacune de ces sociétés au titre des produits consolidés totaux, au titre des dépenses de main d'œuvre et au titre des actifs totaux. Ce mode d'attribution, qui a été approuvé par l'Alberta Utilities Commission, représente une estimation du temps que les membres de la haute direction devraient, selon la société, consacrer à chaque entité.

Dans le présent rapport sur la rémunération, par membres de la haute direction, on entend la présidente directrice du conseil, le chef de la direction et les personnes qui relèvent directement de ce dernier (dont quelques-unes seulement sont des membres de la haute direction visés).

Le tableau suivant illustre la répartition des dépenses liées à la rémunération des membres de la haute direction ayant plusieurs fonctions partagées entre CU Inc., Canadian Utilities et ATCO au cours des trois derniers exercices :

	Montant payé et déclaré par CU Inc. (%)	Montant payé par Canadian Utilities (%)	Montant payé par ATCO (%)	Montant total combiné déclaré par ATCO (%)
2019	70,7	19,2	10,1	100
2018	70,4	17,1	12,5	100
2017	72,7	15,4	11,9	100

ÉLÉMENTS COMPOSANT LE PROGRAMME DE RÉMUNÉRATION DES MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

Le programme de rémunération des membres de la haute direction de la société comprend une rémunération directe et indirecte. La rémunération directe est composée des éléments suivants :

- une rémunération fixe (salaire de base);
- une rémunération variable (primes à court terme).

La rémunération indirecte comprend un régime de retraite et d'autres avantages sociaux.

Des primes discrétionnaires peuvent également être accordées aux membres de la haute direction pour leur participation à des réalisations particulièrement exceptionnelles.

La rémunération directe totale vise la médiane (50^e centile) du groupe de comparaison. La composition de la rémunération varie d'une année à l'autre. Les échelles cibles sont fonction des responsabilités du membre de la haute direction et de sa capacité d'influer sur les résultats de la société. Quant à la composition réelle de la rémunération, elle est liée au rendement de la société, du secteur d'activité et de la personne concernée. Une telle composition offre donc une rémunération directe globale concurrentielle tout en garantissant qu'une partie importante de la rémunération de chaque membre de la haute direction est fondée sur le rendement, et par conséquent, qu'elle est à risque.

RÉMUNÉRATION FIXE

Les salaires de base visent la médiane (50^e centile) du groupe de comparaison et peuvent aller jusqu'au 75^e centile pour les membres de la haute direction dont le rendement est constamment supérieur aux attentes à l'égard de leur poste.

RÉMUNÉRATION VARIABLE

La rémunération variable constitue une partie importante de la rémunération totale de chaque membre de la haute direction. Les attributions et les paiements sont liés au rendement de la société, du secteur d'activité et de la personne concernée.

**Nancy C. Southern**

Présidente directrice du conseil

Âge : 63 ans

Domicile : Calgary, Canada

Nombre d'années de service : 30

M^{me} Southern est présidente directrice du conseil de CU Inc. Elle est responsable de l'orientation stratégique, de la vision et de la gouvernance de la société. Elle relève du conseil d'administration de CU Inc. et siège à celui-ci depuis 1989.

Sous la direction de M^{me} Southern, le résultat ajusté est passé de 246 millions de dollars en 2009 à 524 millions de dollars en 2019. En outre, le total des actifs de CU Inc. a augmenté, passant de 7 milliards de dollars en 2009 à environ 17 milliards de dollars en 2019.

	2019	2018	2017
Espèces			
Salaire de base	707 000	704 000	727 000
Prime à court terme	989 800	844 800	727 000
Rémunération directe totale	1 696 800	1 548 800	1 454 000

CONTRAT DE TRAVAIL

M^{me} Southern a un contrat de travail avec Canadian Utilities qui est passé en revue et approuvé régulièrement. À l'heure actuelle, il est en vigueur jusqu'au 28 février 2024. Le contrat comprend des prestations d'assurance si M^{me} Southern décède ou devient invalide avant sa retraite ou la fin de son emploi. Ces prestations dépendent de son salaire et sont déterminées selon des formules qui tiennent compte des sommes qui lui sont payables aux termes des polices d'assurance-vie collective et de programmes de rentes en cas d'invalidité de Canadian Utilities. Sont aussi comprises les prestations de retraite complémentaires.

**Dennis A. DeChamplain**

Vice-président directeur et chef des finances

Âge : 56 ans

Domicile : Calgary, Canada

Nombre d'années de service : 27

M. DeChamplain est vice-président directeur et chef des finances de CU Inc. Il est responsable des finances, de la comptabilité, de la trésorerie, de la fiscalité, de la gestion du régime de pension et du risque, des technologies de l'information et de la gestion de l'audit interne. M. DeChamplain a été nommé à son poste actuel en juin 2017.

	2019	2018	2017
Espèces			
Salaire de base	334 058	268 137	262 365
Prime à court terme	226 240	193 600	132 548
Rémunération directe totale	560 298	461 737	394 913

**Siegfried W. Kiefer**

Président et chef de la direction

Âge : 61 ans

Domicile : Calgary, Canada

Nombre d'années de service : 37

M. Kiefer est président et chef de la direction de CU Inc. Il a la responsabilité de diriger le développement et l'exécution de la stratégie de croissance de la société ainsi que de s'assurer qu'elle s'harmonise avec les objectifs à court et à long terme. Il est entré au service d'ATCO en 1983 et, au fil des années, il a gravi les échelons au sein d'ATCO et de Canadian Utilities. M. Kiefer a été nommé au poste de président et chef de la direction de CU Inc. en 2019.

	2019	2018	2017
Espèces			
Salaire de base	627 463	589 600	574 330
Prime à court terme	565 600	352 000	272 625
Rémunération directe totale	1 193 063	941 600	846 955

CONTRAT DE TRAVAIL

M. Kiefer a un contrat de travail avec Canadian Utilities en raison de son nouveau rôle de chef de la direction de Canadian Utilities. Son contrat de travail a pris effet le 1^{er} mars 2019 et est passé en revue régulièrement. Le contrat conserve son plein effet jusqu'au 28 février 2022. Le contrat comprend des prestations d'assurance si M. Kiefer décède ou devient invalide avant sa retraite ou la fin de son emploi. Ces prestations dépendent de son salaire et sont déterminées selon des formules qui tiennent compte des sommes qui lui sont payables aux termes des polices d'assurance-vie collective et de programmes de rentes en cas d'invalidité de Canadian Utilities. Sont aussi comprises les prestations de retraite complémentaires.

**George J. Lidgett**

Vice-président directeur et directeur général, Services publics

Âge : 58 ans

Domicile : Calgary, Canada

Nombre d'années de service : 34

M. Lidgett est vice-président directeur et directeur général, Services publics. M. Lidgett supervise les services publics de gaz naturel et d'électricité de la société situés en Alberta et dans le Nord canadien, et cherche à tirer profit des antécédents d'excellence opérationnelle et réglementaire de la société. M. Lidgett est entré au service d'ATCO en 1985 et a occupé divers postes de direction au sein de Canadian Utilities et d'ATCO. Il a été nommé à son poste actuel en juillet 2019.

	2019	2018	2017
Espèces			
Salaire de base	465 613	435 938	410 363
Prime à court terme	279 850	213 900	255 750
Rémunération directe totale	745 463	649 838	666 113



Wayne K. Stensby

Vice-président directeur, Développement de l'entreprise

Âge : 53 ans

Domicile : Calgary, Canada

Nombre d'années de service : 31

M. Stensby est vice-président directeur, Développement de l'entreprise. Il est responsable de la croissance des placements de la société dans des infrastructures liées à l'énergie de premier choix dans des marchés mondiaux stratégiques, du maintien de l'exploitation des entreprises de stockage d'énergie et des eaux industrielles ainsi que des relations avec les autochtones et les autorités gouvernementales. M. Stensby est entré au service d'ATCO en 1988 et a occupé divers postes de direction au sein de Canadian Utilities et d'ATCO. Il a été nommé à son poste actuel en juillet 2019.

	2019	2018	2017
Espèces			
Salaire de base	344 726	360 000	354 000
Prime à court terme	233 585	200 000	160 000
Rémunération directe totale	578 311	560 000	514 000

DESCRIPTION DE LA RÉMUNÉRATION DE 2019

Tableau récapitulatif de la rémunération

Le tableau suivant présente un sommaire de la rémunération totale que chacun des membres de la haute direction visés a reçue ou qui lui a été attribuée pour les exercices clos les 31 décembre 2017, 2018 et 2019.

	Salaire ¹⁾	Attributions fondées sur des actions	Attributions fondées sur des options	Rémunération en vertu d'un plan incitatif non fondé sur des titres de capitaux propres ¹⁾		Valeur du régime de retraite ²⁾	Autre rémunération ³⁾	Rémunération totale
				Plans incitatifs annuels	Plans incitatifs à long terme			
Nancy C. Southern								
Présidente directrice du conseil								
2019	707 000	s.o.	s.o.	989 800	s.o.	(1 732 942) ⁴⁾	24 745	(11 397)
2018	704 000	s.o.	s.o.	844 800	s.o.	844 161	24 640	2 417 601
2017	727 000	s.o.	s.o.	727 000	s.o.	1 752 389	25 445	3 231 834
Dennis A. DeChamplain								
Vice-président directeur et chef des finances								
2019	334 058	s.o.	s.o.	226 240	s.o.	19 252	11 362	590 912
2018	268 137	s.o.	s.o.	193 600	s.o.	18 656	4 994	485 387
2017	262 365	s.o.	s.o.	132 548	s.o.	19 856	0	414 769
Siegfried W. Kiefer								
Président et chef de la direction								
2019	627 463	s.o.	s.o.	565 600	s.o.	(689 444) ⁵⁾	21 961	525 580
2018	589 600	s.o.	s.o.	352 000	s.o.	308 031	20 636	1 270 267
2017	574 330	s.o.	s.o.	272 625	s.o.	279 926	20 102	1 146 983
George J. Lidgett								
Vice-président directeur et directeur général, Services publics								
2019	465 613	s.o.	s.o.	279 850	s.o.	196 411	5 247	947 121
2018	435 938	s.o.	s.o.	213 900	s.o.	234 333	3 270	887 441
2017	410 363	s.o.	s.o.	255 750	s.o.	3 528 193	2 354	4 196 660
Wayne K. Stensby								
Vice-président directeur, Développement de l'entreprise								
2019	344 726	s.o.	s.o.	233 585	s.o.	71 972	12 065	662 348
2018	360 000	s.o.	s.o.	200 000	s.o.	66 622	12 600	639 222
2017	354 000	s.o.	s.o.	160 000	s.o.	329 655	12 390	856 045

1) Les montants de la rémunération indiqués pour tous les membres de la haute direction visés sont les montants qui ont été attribués à la société et versés par celle-ci. Tous les membres de la haute direction de la société ont occupé des postes multiples pour CU Inc., Canadian Utilities et ATCO, la société mère de la société, au cours des trois dernières années, sauf M. Lidgett pour la totalité de 2019 et M. Stensby qui occupait le poste de directeur général, Secteur d'activité mondial Électricité jusqu'au 30 juin 2019. M. Stensby est devenu vice-président directeur, Développement de l'entreprise, le 1^{er} juillet 2019 et occupe différentes fonctions.

Le tableau ci-après fait état de la répartition de la charge au titre de la rémunération des membres de la haute direction occupant des postes multiples depuis les trois dernières années.

	Montant payé et déclaré par CU Inc. (%)	Montant payé par Canadian Utilities (%)	Montant payé par ATCO (%)	Montant total combiné déclaré par ATCO (%)
2019	70,7	19,2	10,1	100
2018	70,4	17,1	12,5	100
2017	72,7	15,4	11,9	100

- 2) Somme estimée à l'aide d'une formule prescrite utilisant plusieurs hypothèses. Comprend également d'autres éléments rémunérateurs. M. Lidgett a adhéré au régime de retraite complémentaire pour la totalité de ses années de service à compter de 2017.
- 3) Cotisation de l'employeur au régime d'achat d'actions à l'intention des employés.
- 4) Baisse de valeur en raison d'un changement dans la date de départ à la retraite supposée.
- 5) Baisse de valeur en raison du résultat net de l'augmentation de la limite d'années de service du régime de retraite complémentaire des employés et d'un changement dans la date de départ à la retraite supposée.

RÉGIME DE RETRAITE

Les membres de la haute direction visés participent au régime de retraite à l'intention des employés de Canadian Utilities Limited et des sociétés participantes (le régime CU), qui comporte deux volets : un volet prestations définies (PD) et un volet cotisations définies (CD). Nancy C. Southern, Siegfried W. Kiefer et George J. Lidgett participent au volet PD.

Mode de fonctionnement du volet PD :

- Les membres de la haute direction ne cotisent pas au régime.
- Les participants peuvent prendre leur retraite en bénéficiant de tous les avantages lorsqu'ils atteignent l'âge de 62 ans, ou si leur âge et leurs années de service donnent 90 points ou plus. Ils peuvent aussi prendre leur retraite dès l'âge de 55 ans. Cependant, s'ils n'ont pas accumulé 90 points, leurs prestations de retraite seront réduites de 3 pour cent pour chaque année de départ à la retraite avant 62 ans et d'une autre tranche de 3 pour cent pour chaque année avant l'âge de 60 ans.
- Les prestations de retraite sont versées jusqu'au décès du participant et, ensuite, 60 pour cent de ces prestations sont versées au conjoint survivant.
- Les prestations aux pensionnés ont, par le passé, augmenté annuellement avec l'inflation, jusqu'à concurrence de 3 pour cent.

Mode de calcul des prestations de retraite :

$$\left[1,4 \% \times \begin{array}{l} \text{gains moyens annuels} \\ \text{maximums ouvrant droit à} \\ \text{pension} \\ \text{(55 420 \$ en 2019)} \end{array} \right] + \left[2 \% \times \begin{array}{l} \text{salaire moyen (salaire de base le plus élevé} \\ \text{sur cinq années consécutives, à l'exclusion} \\ \text{des primes à court terme) moins 55 420 \$} \end{array} \right] \times \begin{array}{l} \text{Années de} \\ \text{service} \end{array}$$

MM. Dennis A. DeChamplain et Wayne K. Stensby participent au volet CD.

Mode de fonctionnement du volet CD :

- Les membres de la haute direction ne cotisent pas au régime.
- La société cotise 10 pour cent du salaire de base, jusqu'à concurrence du maximum autorisé par la Loi de l'impôt sur le revenu (27 230 \$ en 2019).
- Les participants sont responsables des décisions en matière de placement prises dans le régime CD et peuvent investir les cotisations dans un large éventail de fonds.

PRESTATIONS DE RETRAITE COMPLÉMENTAIRES

Les prestations de retraite versées dans le cadre de nos régimes de retraite sont assujetties aux plafonds imposés par la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada). Les prestations qui dépassent ces plafonds sont versées à chacun des membres de la haute direction visés, sauf Dennis A. DeChamplain, qui a une rente complémentaire. Ces rentes complémentaires sont offertes par Canadian Utilities et ne sont pas préalablement capitalisées, elles comprennent également la prestation aux termes du régime de Canadian Utilities. Les prestations sont versées suivant les mêmes modalités que celles du régime, et comportent les mêmes prestations du survivant et la même indexation.

Mode de fonctionnement du régime :

- Les prestations de retraite complémentaires sont versées comme dans le cadre d'un régime à prestations définies.
- Les membres de la haute direction ne versent aucune cotisation au régime complémentaire.
- Les années de service sont plafonnées à 35.
- Aucune prestation complémentaire n'est versée si le membre de la haute direction visé décède ou son emploi prend fin avant 55 ans.

Les prestations de retraite complémentaires de Nancy C. Southern font partie de son contrat de travail. Ses prestations sont calculées de façon à correspondre à 80 pour cent de la moyenne de ses cinq années de rémunération en espèces les plus élevées (salaire et primes à court terme) tout au long de sa carrière. Ce changement s'est produit en 2019 et a été approuvé par le CGNRR.

Les prestations de retraite complémentaires de Siegfried W. Kiefer font partie de son contrat de travail. Ses prestations sont calculées de façon à la moyenne de ses cinq années de rémunération en espèces consécutives les plus élevées. La limite d'années de service maximales de M. Kiefer à l'égard de la prestation de retraite complémentaire est passée de 35 à 40 ans. Ce changement s'est produit en 2019 et a été approuvé par le CGNRR.

PRESTATIONS DÉFINIES

Le tableau qui suit présente les prestations de retraite et les obligations accumulées au titre des prestations définies aux termes de tous les régimes de retraite agréés et de toutes les ententes complémentaires pour chacun des membres de la haute direction visés.

	Nombre d'années de service décomptées	Prestations annuelles payables (\$)		Valeur actuelle d'ouverture de l'obligation au titre des prestations définies (\$)	Variation attribuable à des éléments rémunérateurs (\$)	Variation attribuable à des éléments non rémunérateurs (\$)	Valeur actuelle de clôture de l'obligation au titre des prestations définies (\$)
		À la fin de l'exercice	À l'âge de 65 ans				
Nancy C. Southern	24,00	1 402 688	1 402 688	20 997 052	(1 732 942) ¹	3 130 954	22 395 064
Siegfried W. Kiefer	36,00	402 332	445 172	9 060 441	(689 444) ²	1 149 669	9 520 666
George J. Lidgett	34,17	281 653	288 522	6 311 705	196 411	1 282 584	7 790 700
Wayne K. Stensby	30,08	130 821	149 556	3 368 478	51 454	397 734	3 817 666

1) Baisse de valeur en raison d'un changement dans la date de départ à la retraite supposée.

2) Baisse de valeur en raison du résultat net de l'augmentation de la limite d'années de service du régime de retraite complémentaire des employés et d'un changement dans la date de départ à la retraite supposée.

Le nombre d'années de service décomptées est la durée de la participation du membre de la haute direction au régime de retraite, qui sert à calculer la rente.

Les prestations annuelles payables à la fin de l'exercice sont fonction des années de service décomptées des prestations définies et des gains moyens réels ouvrant droit à pension au 31 décembre 2019. Les prestations sont réduites si un membre de la haute direction visé a droit à une retraite anticipée.

Les prestations annuelles payables à l'âge de 65 ans sont fonction des gains moyens réels ouvrant droit à pension au 31 décembre 2019, et des années de service projetées à l'âge de 65 ans, jusqu'à concurrence de 35 années de service (à l'exception du maximum au titre du régime de retraite complémentaire des employés dans le cas de Siegfried W. Kiefer).

La société calcule les obligations accumulées au titre des prestations définies selon la méthode prévue par les Normes internationales d'information financière et d'après la meilleure estimation, par la direction, des événements futurs qui ont une incidence sur le coût des rentes, y compris les hypothèses au sujet du rajustement des salaires de base à l'avenir.

La variation attribuable à des éléments rémunérateurs comprend le coût du service, les écarts entre les gains réels et estimés, l'incidence des modifications au régime et les prestations pour services passés ainsi que les changements dans les dates de départ à la retraite attendues.

La variation attribuable à des éléments non rémunérateurs comprend l'intérêt sur l'obligation, l'incidence des modifications des hypothèses et l'incidence de la variation de l'attribution de CU Inc., qui est passée de 70,4 pour cent en 2018 à 70,7 pour cent en 2019. Voir la note 14, Avantages de retraite, des états financiers consolidés de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 pour un complément d'information au sujet des méthodes et des hypothèses utilisées pour calculer les obligations accumulées au titre des prestations définies.

COTISATIONS DÉFINIES

Le tableau ci-après présente les cotisations définies pour les membres de la haute direction visés.

	Valeur accumulée au début de l'exercice	Élément rémunérateur (\$)	Valeur accumulée à la fin de l'exercice (\$)
Dennis A. DeChamplain	477 569	19 252	594 272
Wayne K. Stensby	500 531	20 518	591 141

Le montant de l'élément rémunérateur correspond à la cotisation de la société. Les participants sont responsables de leurs placements et peuvent investir les cotisations dans un large éventail de fonds.

CESSATION D'EMPLOI ET CHANGEMENT DE CONTRÔLE

La cessation d'un emploi d'un membre de la haute direction est assujettie aux dispositions applicables des lois et de la common law, puisqu'il n'existe aucun contrat de travail conclu par les membres de la haute direction visés, si ce n'est celui de M^{me} Southern et de M. Kiefer. Le tableau ci-dessous indique comment un changement touchant un emploi se répercute sur les divers éléments rémunérateurs.

La société considère qu'il se produit un changement de contrôle lorsque des porteurs de plus de 50 pour cent des actions ordinaires de catégorie B de Canadian Utilities acceptent une offre visant la totalité ou une partie des actions. Cette opération pourra être conclue au moyen d'une offre publique d'achat ou par certains autres moyens, tant qu'il ne s'agit pas du résultat d'une opération en vue de convertir Canadian Utilities en une fiducie si nos actionnaires sont propriétaires de 50 pour cent ou plus des titres avec droit de vote de la fiducie.

Les contrats de travail que la société a conclus avec M^{me} Southern, notre présidente directrice du conseil, et M. Kiefer, notre président et chef de la direction, fait état de ce qui suit :

Retraite

- Le salaire cesse.
- L'allocation à la retraite se fonde sur les années de service à concurrence d'un mois de salaire au maximum.
- Les garanties d'assurance maladie du pensionné demeurent en vigueur jusqu'à six mois suivant le décès du pensionné.
- La prime incitative annuelle est versée en proportion en fonction de la date de départ à la retraite.
- L'ensemble des options et des droits à la plus-value des actions acquis peuvent être exercés dans les 24 mois suivant la date de départ à la retraite ou à la date de leur expiration, selon la première éventualité.
- L'ensemble des options, des droits à la plus-value des actions et des primes de rendement à moyen terme non acquis sont annulés à la date de départ à la retraite.
- Les prestations de retraite sont fonction de la participation au régime.

Démission

- Le salaire et les avantages sociaux cessent.
- La prime incitative annuelle de l'année courante est annulée.
- L'ensemble des options et des droits à la plus-value des actions acquis peuvent être exercés dans un délai de 90 jours suivant la date de démission ou à la date de leur expiration, selon la première éventualité.
- L'ensemble des options, des droits à la plus-value des actions et des primes de rendement à moyen terme non acquis sont annulés à la date de démission.
- La rente est versée à sa valeur de rachat ou sous forme de prestations reportées.

Cessation d'emploi

- Le salaire et les avantages sociaux cessent.
- La prime incitative annuelle de l'année courante est annulée.
- L'ensemble des options et des droits à la plus-value des actions acquis peuvent être exercés dans un délai de 90 jours suivant la date de cessation d'emploi ou à la date de leur expiration, selon la première éventualité.
- L'ensemble des options, des droits à la plus-value des actions et des primes de rendement à moyen terme non acquis sont annulés à la date de cessation d'emploi.
- La rente est payée à sa valeur de rachat ou sous forme de prestations reportées.
- Le cas échéant, l'indemnité de départ se fonde sur les dispositions prévues par les normes de travail et la common law.

Changement de contrôle

- Aucune modification n'est apportée au salaire, aux primes et aux avantages sociaux.
- L'ensemble des options et des droits à la plus-value des actions acquis peuvent être exercés dans les 90 jours suivant la date du changement de contrôle ou à la date de leur expiration, selon la première éventualité.

- L'ensemble des options et des droits à la plus-value des actions non acquis seront acquis par anticipation et pourront être exercés dans les 90 jours suivant la date du changement de contrôle ou à la date de leur expiration, selon la première éventualité.
- L'ensemble des primes de rendement à moyen terme non acquises sont acquises à la date qui précède un changement de contrôle.