

Rapport de gestion

Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs. Ces énoncés sont fondés sur certaines estimations et hypothèses et comportent des risques et des incertitudes. Les résultats réels peuvent différer considérablement de ces énoncés. Voir la rubrique «Énoncés prospectifs» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités de TransAlta Corporation pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre 2019 et 2018, ainsi qu'avec les états financiers consolidés annuels audités et le rapport de gestion annuel contenus dans notre rapport intégré annuel de 2018. Dans le présent rapport de gestion, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», la «Société» et «TransAlta» désignent TransAlta Corporation et ses filiales. Nos états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités ont été préparés selon la norme comptable internationale IAS 34, *Information financière intermédiaire*, des normes internationales d'information financière («IFRS») pour les entreprises ayant une obligation d'information du public au Canada, comme elle a été publiée par l'International Accounting Standards Board («IASB») et en vigueur le 30 septembre 2019. Les montants de tous les tableaux du présent rapport de gestion sont en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Le présent rapport de gestion est daté du 6 novembre 2019. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta Corporation, y compris la notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com, sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov et sur notre site Web à l'adresse www.transalta.com. L'information que contient directement ou par hyperlien le site Internet de la Société n'est pas intégrée par renvoi dans le présent rapport de gestion.

Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles

Une mesure conforme aux IFRS additionnelle est un poste, une rubrique ou un total partiel qui facilite la compréhension des états financiers, mais qui ne constitue pas une exigence minimale selon les IFRS, ou une mesure financière qui facilite la compréhension des états financiers, mais qui n'est pas autrement présentée dans ces derniers. Nous avons ajouté les postes intitulés Marge brute et Résultats d'exploitation à nos comptes de résultat consolidés résumés pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre 2019 et 2018. La présentation de ces postes fournit à la direction et aux investisseurs une mesure du rendement d'exploitation qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité selon diverses mesures. Certaines des mesures financières qui sont analysées dans le présent rapport de gestion ne sont pas définies selon les IFRS et, par conséquent, ne doivent pas être considérées isolément ou comme une mesure de remplacement du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ou des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation établis selon les IFRS ou encore comme une mesure plus significative de ceux-ci, aux fins de l'évaluation de notre rendement financier ou de notre situation de trésorerie. Ces mesures pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs et ne doivent pas être utilisées isolément ou en remplacement de mesures établies selon les IFRS. Le résultat avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA») aux fins de comparaison, le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé, les fonds provenant des activités d'exploitation, les fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés, les flux de trésorerie disponibles, le total de la dette nette consolidée, la dette nette ajustée, la dette nette déconsolidée et les flux de trésorerie sectoriels provenant des activités, tels qu'ils sont tous définis ci-après, présentés dans le présent rapport de gestion, sont des mesures non conformes aux IFRS. Voir les rubriques «Analyse des résultats financiers consolidés», «Analyse des résultats sectoriels aux fins de comparaison», «Principaux ratios financiers» et «Structure du capital et situation de trésorerie» du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements.

Énoncés prospectifs

Le présent rapport de gestion comprend de l'«information prospective», au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables au Canada, et des «énoncés prospectifs», au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables aux États-Unis, y compris la *United States Private Securities Litigation Reform Act of 1995* (collectivement désignés aux présentes par les «énoncés prospectifs»). Tous les énoncés prospectifs reposent sur nos convictions ainsi que sur des hypothèses fondées sur l'information disponible au moment où elles sont formulées et sur l'expérience de la direction et la perception des tendances passées, de la conjoncture et des faits nouveaux prévus ainsi que sur d'autres facteurs jugés appropriés dans les circonstances. Ces énoncés prospectifs ne présentent pas des faits, mais seulement des prédictions et peuvent généralement être reconnus par l'emploi d'énoncés comprenant des termes tels que «pouvoir», «pourrait», «croire», «s'attendre à», «prévoir», «avoir l'intention de», «planifier», «projeter», «estimer», «éventuel», «permettre»,

«continuer de» ou d'autres termes comparables. Ces énoncés ne sont pas des garanties de notre rendement, d'événements ou de nos résultats futurs et sont assujettis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui peuvent faire en sorte que notre rendement, les événements ou nos résultats réels diffèrent de manière importante de ceux énoncés dans les énoncés prospectifs.

En particulier, le présent rapport de gestion renferme des énoncés prospectifs y compris, sans toutefois s'y limiter, des énoncés ayant trait aux aspects suivants : nos objectifs stratégiques, notamment ceux visant l'amélioration de notre rendement d'exploitation et la poursuite de notre transition vers la production d'énergie propre; les attentes concernant le gazoduc Pioneer, y compris l'augmentation de la cogénération dans les unités marchandes; l'atteinte des principaux ratios financiers visés; le redéploiement des deux turbines à gaz de catégorie F Siemens de 230 MW à notre centrale de Sundance afin d'y rééquiper l'unité 5; le plan d'investissement dans l'énergie propre, y compris les plans relatifs à la conversion d'une partie ou de la totalité des unités des centrales de Sundance et de Keephills et le calendrier des travaux ainsi que le rééquipement de deux unités pour créer des unités à cycle combiné au gaz naturel très efficaces; les avantages découlant du plan d'investissement dans l'énergie propre, y compris le fait d'être un producteur d'énergie à faible coût, la prolongation de la durée de vie des actifs et la réduction des émissions atmosphériques ainsi que des coûts; l'exploitation de l'unité 5 de la centrale de Sundance et de l'unité 1 de la centrale de Keephills avant leur rééquipement, y compris soit au moyen de la cogénération ou grâce à la conversion d'une chaudière; la source de financement du plan d'investissement dans l'énergie propre; le remboursement de jusqu'à 250 millions de dollars aux porteurs d'actions ordinaires; la réduction de la dette de l'entreprise de 400 millions de dollars en 2020; le calendrier des travaux de conversion, y compris l'envoi d'avis pour procéder à la conversion des chaudières aux unités 2 et 3 de la centrale de Keephills et à l'unité 5 de la centrale de Sundance ainsi que, le cas échéant, le rééquipement de l'unité 1 de la centrale de Keephills; les coûts engagés en 2019 pour maximiser la capacité de cogénération; le coût et le calendrier d'achèvement de projets en cours et en construction, y compris le projet de parc éolien de Big Level, le projet de parc éolien d'Antrim, le projet de parc éolien de Windrise, le projet de stockage d'énergie WindCharger et le projet de centrale éolienne de Skookumchuck; l'investissement de 750 millions de dollars de Brookfield, y compris la clôture de la seconde tranche de 400 millions de dollars en échange d'actions privilégiées, l'emploi du produit de l'investissement de Brookfield et les avantages prévus pouvant en être tirés des travaux d'aménagement de carrière et des interruptions pour travaux d'entretien planifiés; le projet WindCharger, y compris le fait qu'il s'agira du tout premier projet de stockage dans des batteries à grande échelle en Alberta, qu'il recevra des fonds en provenance de l'organisme Emissions Reduction Alberta, l'approvisionnement en batteries au lithium-ion, la réception des approbations réglementaires; les avantages prévus du projet Greenlight et son intégration dans les activités ainsi que la réalisation d'une nouvelle valeur; la collaboration entre TransAlta et Brookfield afin de permettre à TransAlta d'achever sa transition vers l'énergie propre, de maximiser la valeur de ses actifs hydroélectriques en Alberta, qui comprennent 13 installations qui font actuellement l'objet de contrats d'achat d'électricité («CAÉ») avec le Balancing Pool (les «actifs hydroélectriques en Alberta»), et de créer une valeur à long terme pour les actionnaires; l'augmentation de la participation de Brookfield à 9 %; la construction et l'exploitation du projet de centrale de cogénération de Kaybob, y compris le coût en capital, le BAIIA annuel attendu, l'investissement de SemCAMS selon une participation de 50 % et la réduction des émissions qui y est associée; le financement donnant droit à des avantages fiscaux lié à Big Level et à Antrim, y compris le montant et la conclusion du financement; les charges de démantèlement et de remise en état estimées; l'évolution de la réglementation fédérale canadienne, y compris la tarification du carbone, le mécanisme de «filet de sécurité» et la norme relative au combustible propre; les changements réglementaires en Alberta, y compris le programme d'innovation technologique et de réduction des émissions de gaz à effet de serre et le maintien d'un marché fondé sur l'énergie seulement; les modifications réglementaires en Ontario, y compris en ce qui concerne le règlement sur les grands émetteurs de gaz à effet de serre, la taxe sur le carbone et l'examen du marché de l'électricité; les modalités du nouvel engagement découlant des contrats de location; l'exposition dans le cadre de la procédure sur les pertes sur les lignes devant l'Alberta Utilities Commission, y compris sa réduction à 10 millions de dollars à la suite de la transaction avec Capital Power; les réclamations auprès de Fortescue Metals Group en Australie; les divers différends liés aux contrats d'achat d'électricité avec le Balancing Pool; l'information présentée à la rubrique «Perspectives financières pour 2019», y compris le BAIIA aux fins de comparaison, la fourchette des flux de trésorerie révisée de 300 millions de dollars à 340 millions de dollars, le niveau des dividendes, la disponibilité de nos secteurs de production, les prix du marché et la stratégie de couverture, la stratégie de gestion du portefeuille, les coûts du combustible, la commercialisation de l'énergie, la charge d'intérêts nette, la trésorerie et les sources de capital, les dépenses de croissance et la perte de production en raison de travaux d'entretien d'envergure, des dépenses d'investissement résiduelles estimées au titre de projets de croissance en 2019 et le total estimé des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité en 2019; la source de capitaux pour le financement des dépenses d'investissement; et l'incidence des modifications comptables.

Les énoncés prospectifs du présent rapport de gestion reposent sur les convictions de TransAlta ainsi que sur des hypothèses fondées sur l'information disponible au moment où elles sont formulées, notamment les hypothèses suivantes : la capacité de la Société de se défendre avec succès contre les poursuites existantes ou potentielles ou dans le cadre de procédures réglementaires, ou de les poursuivre; la clôture de la seconde tranche d'investissement de Brookfield et la survenue d'autres risques empêchant que l'investissement de Brookfield se concrétise; aucun changement important ne perturbe les cadres réglementaires ni les marchés des valeurs mobilières ou du crédit; notre participation dans TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables») ou notre relation avec elle ne change pas de manière importante; les actifs hydroélectriques en Alberta atteignent la valeur future, les flux de trésorerie et le BAIIA ajusté prévus; les avantages et les résultats financiers prévus découlant de la conversion des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz, et des autres stratégies de la Société; les stratégies et plans de la Société; aucune modification importante aux lois applicables, y compris aucune modification fiscale ou réglementaire dans les marchés où nous exerçons nos activités; la structure et le cadre prévus d'un marché de capacité en Alberta dans le futur; les risques associés à l'incidence de l'investissement de Brookfield sur les parties prenantes de la Société, y compris ses actionnaires, ses créanciers et autres porteurs de titres, et ses notes de solvabilité; les hypothèses liées aux prévisions pour 2019 comprennent : le prix au comptant de l'électricité en Alberta se situe entre 50 \$ et 60 \$ le mégawattheure («MWh»); le prix contractuel de l'électricité en Alberta se situe entre 50 \$ et 55 \$ le MWh; le prix au comptant de l'électricité dans la région du Mid-Columbia se situe entre 20 \$ US et 25 \$ US le MWh; le prix contractuel de l'électricité dans la région du Mid-Columbia varie entre 47 \$ US et 53 \$ US le MWh; les dépenses d'investissement de maintien varient entre 140 millions de dollars et 165 millions de dollars; aucune diminution importante des dividendes à recevoir attendus de TransAlta Renewables; la prolongation prévue de la durée de vie de notre portefeuille de centrales alimentées au charbon et les résultats financiers prévus découlant de leur conversion; et les hypothèses liées à la conclusion du partenariat stratégique avec Brookfield, à la réception de l'investissement de Brookfield et à la proposition de rachat d'actions.

Les énoncés prospectifs formulés dans le présent rapport de gestion sont assujettis à un certain nombre de risques et d'incertitudes qui pourraient faire en sorte que le rendement, les événements ou les résultats réels diffèrent considérablement de ceux envisagés dans les énoncés prospectifs. Certains des facteurs pouvant provoquer de telles différences sont les suivants : l'échec de la clôture de la seconde tranche d'investissement de Brookfield; l'issue de poursuites judiciaires ou de procédures réglementaires en cours ou éventuelles n'est pas conforme à ce qui avait été prévu, y compris celles ayant trait à l'investissement de Brookfield; des changements à nos relations avec Brookfield et les entités membres du même groupe qu'elle, ou avec nos autres actionnaires; nos actifs hydroélectriques en Alberta n'atteignent pas leur valeur, les flux de trésorerie ou le BAIIA ajusté prévus; l'investissement de Brookfield ne produit pas les avantages prévus pour la Société et ses actionnaires; l'incapacité de compléter les rachats d'actions dans les délais prévus ou selon les modalités prévues ou même de les effectuer; les fluctuations de la demande, des prix du marché et de la disponibilité de l'approvisionnement en combustible nécessaire pour produire de l'électricité; des modifications aux cadres législatifs, réglementaires et politiques actuels ou prévus dans les territoires où nous exerçons nos activités; les exigences environnementales et les obligations qui en découlent, de même que les modifications dont elles sont l'objet; les risques associés au calcul du BAIIA des actifs hydroélectriques en Alberta, y compris les mesures non financières comprises dans ce calcul; les avantages attendus de la création du comité conjoint Brookfield-TransAlta chargé de l'exploitation des actifs hydroélectriques ne se concrétisent pas; le moment et la valeur de l'échange par Brookfield des titres échangeables et la valeur de la participation dans les titres de capitaux propres du propriétaire des actifs hydroélectriques en Alberta en découlant; l'évolution de la conjoncture économique générale, y compris la fluctuation des taux d'intérêt; les risques opérationnels liés à nos centrales; les hausses imprévues des coûts de structure; des résultats financiers ne répondant pas aux attentes; la subordination structurelle des titres; et d'autres risques et incertitudes indiqués dans la circulaire de sollicitation de procurations de la direction de la Société datée du 26 mars 2019 et dans sa notice annuelle et son rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, qui ont été déposés sous le profil de la Société auprès des Autorités canadiennes en valeurs mobilières au www.sedar.com et de la Securities and Exchange Commission des États-Unis («SEC») au www.sec.gov.

Les lecteurs sont priés d'examiner attentivement ces facteurs dans leur évaluation des énoncés prospectifs et de ne pas s'y fier indûment puisqu'ils reflètent les attentes de la Société uniquement en date des présentes. La Société fournit les prévisions et les autres énoncés prospectifs afin d'aider les actionnaires et les analystes financiers à comprendre sa situation financière et ses résultats d'exploitation aux dates indiquées et pour les périodes closes aux dates de présentation des informations financières, de même que ses objectifs de rendement financier, sa vision et ses objectifs stratégiques, et pourraient ne pas convenir à d'autres fins. Les énoncés prospectifs compris dans le présent rapport de gestion ne sont formulés qu'à la date de celui-ci. Sauf dans la mesure où les lois applicables l'exigent, nous déclinons toute obligation de les mettre à jour publiquement à la lumière de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou autrement. Compte tenu de ces risques, de ces incertitudes et de ces hypothèses, les énoncés prospectifs pourraient avoir une portée différente ou survenir à un autre moment que celui que nous avons indiqué, ou pourraient ne pas se produire du tout. Rien ne garantit que les résultats et événements projetés se matérialiseront.

Faits saillants

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Produits des activités ordinaires	593	593	1 738	1 627
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	114	120	348	376
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	51	(86)	(14)	(126)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	328	159	668	688
BAlIA aux fins de comparaison ^{1,2,3}	305	250	741	891
Fonds provenant des activités d'exploitation ^{1,3}	244	204	568	710
Flux de trésorerie disponibles ^{1,3}	170	94	314	426
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,18	(0,30)	(0,05)	(0,44)
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ^{1,3}	0,87	0,71	2,00	2,47
Flux de trésorerie disponibles par action ^{1,3}	0,60	0,33	1,11	1,48
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	0,04	0,04	0,08	0,12
Dividendes déclarés sur actions privilégiées ⁴	0,26	0,26	0,52	0,77

Aux	30 septembre 2019	31 décembre 2018
Total de l'actif	9 261	9 428
Total de la dette nette consolidée ^{1,5}	2 975	3 141
Total des passifs non courants	4 520	4 414

1) Ces éléments ne sont pas définis selon les IFRS. La présentation de ces éléments d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Voir la rubrique «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements des mesures établies selon les IFRS.

2) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons passé en revue notre approche en matière de présentation d'ajustements pour arriver au BAlIA aux fins de comparaison, essentiellement pour que nous soyons davantage comparables à d'autres sociétés du secteur. Le BAlIA aux fins de comparaison est maintenant ajusté pour exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les montants de la période considérée et de la période comparable de l'exercice antérieur ont été ajustés afin de refléter ce changement.

3) Comprend le montant de 157 millions de dollars versé par le Balancing Pool pour la résiliation anticipée des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance au premier trimestre de 2018 et le montant de 56 millions de dollars reçu dans le cadre du règlement du différend avec le Balancing Pool au troisième trimestre de 2019. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» pour plus de renseignements.

4) Moyenne pondérée des dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A, B, C, E et G. Les dividendes déclarés varient d'un exercice à l'autre en raison du calendrier des dividendes déclarés.

5) Le total de la dette nette consolidée comprend la dette à long terme, y compris la tranche courante, les montants dus aux termes des facilités de crédit, le financement donnant droit à des avantages fiscaux, les obligations locatives, déduction faite de la trésorerie disponible, et la juste valeur des instruments de couverture économique sur la dette. Se reporter au tableau de la rubrique «Structure du capital et situation de trésorerie» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements sur la composition de la dette nette.

Depuis le début de l'exercice, la performance globale de notre portefeuille est conforme aux attentes, et selon les perspectives pour le reste de l'exercice, la Société cherche actuellement à atteindre l'extrémité supérieure de sa fourchette des flux de trésorerie disponibles initiale de 270 millions de dollars à 330 millions de dollars, exclusion faite de l'incidence des indemnités de résiliation des CAÉ. Nous avons passé en revue notre fourchette des flux de trésorerie disponibles, elle oscille maintenant entre 300 et 340 millions de dollars, en raison de solides résultats et de la participation au régime de réinvestissement des dividendes de TransAlta Renewables, ce qui réduit les distributions versées aux détenteurs de la participation ne donnant pas le contrôle des filiales. Les flux de trésorerie disponibles comme présentés seront améliorés davantage à la réception de l'indemnité de 56 millions de dollars versée par le Balancing Pool pour le règlement du différend relatif à la résiliation des contrats d'achat d'électricité des unités B et C de la centrale de Sundance.

En Alberta, nos actifs marchands dans les secteurs Charbon au Canada et Énergie éolienne ont bénéficié de prix de l'électricité plus élevés depuis le début de l'exercice. Pour les neuf premiers mois de l'exercice, les prix moyens de l'électricité ont augmenté pour s'établir 58 \$ par MWh, comparativement à 49 \$ par MWh en 2018, reflet essentiellement des températures très froides enregistrées au premier trimestre de 2019. Au cours du troisième trimestre, les prix moyens de l'électricité en Alberta ont diminué pour s'établir à 47 \$ par MWh, comparativement à 55 \$ par MWh en 2018, diminution attribuable à une demande plus faible que la normale en raison d'un été plus frais.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019 ont diminué respectivement de 6 millions de dollars et 28 millions de dollars en regard des périodes correspondantes de 2018. Cette diminution s'explique surtout par la baisse des charges liées aux salaires et aux entrepreneurs, en partie contrebalancée par la hausse des frais juridiques.

Pour refléter fidèlement les variations du rendement d'exploitation aux fins de comparaison d'un exercice à l'autre, nous avons retiré les indemnités ponctuelles de résiliation de CAÉ. Par suite de ces ajustements, le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019 a diminué respectivement de 1 million de dollars et 49 millions de dollars, par rapport à celui des périodes correspondantes de 2018, ce qui était prévu du fait de l'expiration du contrat relatif à la centrale de Mississauga et des paiements inférieurs à ce qui était prévu au contrat de Poplar Creek. Toutefois, cette baisse prévue a été considérablement contrebalancée par le rendement solide dégagé par les secteurs Charbon au Canada et Commercialisation de l'énergie de même que la baisse des coûts du secteur Siège social. Dans le secteur Charbon au Canada, le BAIIA aux fins de comparaison s'est amélioré en 2019 par rapport à celui de l'exercice précédent, en raison de l'incidence combinée de la hausse des prix réalisés attribuable à l'augmentation de la production marchande, de la cogénération accrue donnant lieu à la baisse des coûts du combustible et de conformité liés au carbone et des achats d'électricité, ainsi que des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration. En outre, le rendement dégagé par le secteur Commercialisation de l'énergie a été plus solide que celui des périodes correspondantes de 2018, particulièrement sur les marchés de l'ouest et de l'est des États-Unis, en raison de la forte volatilité qui persiste sur l'ensemble des marchés de l'énergie en Amérique du Nord. Le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 a subi l'incidence négative de l'interruption non planifiée dans le secteur Charbon aux États-Unis au cours du premier trimestre de 2019.

Le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019 s'est établi à 51 millions de dollars et la perte pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 s'est établie à 14 millions de dollars. L'augmentation du résultat est surtout attribuable à l'indemnité de résiliation du CAÉ de 56 millions de dollars reçue au cours du troisième trimestre de 2019 ainsi qu'à la reprise d'une dépréciation antérieure de 151 millions de dollars à la centrale de Centralia, le tout en partie contrebalancé par l'augmentation du passif lié au démantèlement et à la remise en état de 109 millions de dollars à la mine de Centralia et la radiation de frais de mise en valeur de projets de 18 millions de dollars. Exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ et des imputations pour dépréciation et reprises de dépréciation en 2019 et 2018, la perte nette pour les périodes de trois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019 a été respectivement de 18 millions de dollars et 83 millions de dollars, ce qui dénote une amélioration par rapport à 2018. L'augmentation du résultat est attribuable à l'amélioration du rendement des secteurs Charbon au Canada et Commercialisation de l'énergie, à la vigueur des prix en Alberta depuis le début de l'exercice, à la réduction du taux d'imposition en Alberta, à la baisse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration, à une baisse des charges d'intérêts, le tout en partie contrebalancé par d'autres profits et pertes.

Les flux de trésorerie disponibles, après ajustement des indemnités de résiliation du CAÉ, ont augmenté de 20 millions de dollars pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019, par rapport à ceux de la période correspondante de 2018, surtout en raison du calendrier des dépenses d'investissement et des résultats solides en dépit de baisses considérables des flux de trésorerie découlant des paiements liés aux contrats arrivant à échéance. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, les flux de trésorerie disponibles ont été de 11 millions de dollars, exclusion faite des indemnités de résiliation du CAÉ, par rapport à ceux de la période correspondante de 2018, surtout en raison d'une baisse du BAIIA aux fins de comparaison, en partie contrebalancée par une baisse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales. Les variations importantes des flux de trésorerie sectoriels sont présentées ci-dessous :

- Exclusion faite des indemnités de résiliation du CAÉ, les flux de trésorerie du secteur Charbon au Canada ont augmenté respectivement de 29 millions de dollars et 14 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019 par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2018. L'augmentation pour le trimestre est surtout attribuable au BAIIA aux fins de comparaison plus vigoureux et au calendrier des dépenses d'investissement. Pour la période depuis le début de l'exercice, la vigueur du BAIIA aux fins de comparaison a été en partie contrebalancée par la hausse des dépenses d'investissement de maintien en raison de travaux d'envergure planifiés dans le secteur Charbon au Canada.
- Les flux de trésorerie pour le secteur Charbon aux États-Unis ont augmenté de 19 millions de dollars au troisième trimestre de 2019 par rapport à ceux de la période correspondante de 2018, en raison surtout de la hausse du BAIIA aux fins de comparaison. Le BAIIA aux fins de comparaison et les flux de trésorerie du secteur Charbon aux États-Unis ont diminué considérablement depuis le début de l'exercice, en raison de l'interruption non planifiée de l'une des unités durant des conditions de marché extrêmes provoquées par de basses températures et les prix élevés du gaz naturel au début de mars 2019.

- Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019, les flux de trésorerie du secteur Gaz au Canada ont diminué respectivement de 26 millions de dollars et 92 millions de dollars, ce qui était prévu en raison de la résiliation du contrat de la centrale de Mississauga le 31 décembre 2018 et des paiements inférieurs à ce qui était prévu au contrat de location-financement de Poplar Creek.
- Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019, les flux de trésorerie du secteur Commercialisation de l'énergie se sont améliorés respectivement de 2 millions de dollars et 51 millions de dollars par rapport à ceux des mêmes périodes de 2018, en raison de la hausse du BAIIA aux fins de comparaison depuis le début de l'exercice et d'autres règlements en espèces.

Événements importants

Nos objectifs demeurent l'amélioration de notre rendement de l'exploitation et la poursuite de notre transition vers la production d'énergie propre. La Société a fait du progrès au cours de la période :

- Le 30 octobre 2019, TransAlta a conclu avec Kinetitor Holdings Limited #2 («Kinetitor») une entente portant sur l'acquisition indirecte, pour un montant de 84 millions de dollars, de deux turbines à gaz de classe F de Siemens de 230 MW et du matériel connexe, en vue de les redéployer à la centrale de Sundance dans le cadre de la stratégie de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance pour en faire une unité à cycle combiné très efficace. La Société prend en charge, avec Shell Energy North America (Canada), les CAÉ conditionnels non liés aux unités à long terme portant sur la capacité et la production d'énergie, y compris le transfert des coûts liés aux GES, à compter de la fin de 2023.
- Le 1^{er} octobre 2019, TransAlta et SemCAMS Midstream ULC («SemCAMS») ont annoncé avoir conclu des ententes définitives portant sur l'aménagement, la construction et l'exploitation d'une nouvelle centrale de cogénération à l'usine de traitement de gaz acide numéro 3 de Kaybob South.
- Le 1^{er} octobre 2019, la Société a conclu avec Capital Power Corporation («Capital Power») l'entente précédemment annoncée portant sur l'échange de la participation de 50 % que TransAlta détient dans l'unité 3 de la centrale de Genesee contre la participation de 50 % que Capital Power détient dans l'unité 3 de la centrale de Keephills.
- Le 16 septembre 2019, TransAlta a annoncé son plan d'investissement dans l'énergie propre, qui comprend la conversion au gaz naturel de ses actifs existants dans le secteur Charbon en Alberta et la poursuite de sa position de chef de file en matière d'énergie renouvelable. Le coût total du plan devrait s'élever à environ 2 milliards de dollars, dont environ 800 millions de dollars sont liés à des projets de production d'énergie renouvelable déjà en cours de construction.
- Le 16 septembre 2019, la Société a aussi annoncé qu'elle avait adopté, en se fondant sur les flux de trésorerie déconsolidés au niveau de TransAlta, un ratio cible de la dette sur le BAIIA d'au plus 3,0 fois et une politique en matière de dividendes consistant à retourner aux porteurs d'actions ordinaires de 10 % à 15 % des fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés de TransAlta.
- Le 26 août 2019, la Société a annoncé qu'elle avait eu gain de cause dans le cadre de l'arbitrage avec le Balancing Pool relativement à la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance et qu'elle avait reçu le plein montant des 56 millions de dollars, plus TPS et intérêt, qu'elle cherchait à recouvrer.
- Au cours du deuxième trimestre de 2019, le gazoduc Pioneer a transporté du gaz pour la première fois, quatre mois plus tôt que prévu, jusqu'aux unités de production des centrales de Sundance et de Keephills de TransAlta.
- Au cours des neuf premiers mois de l'exercice, nous avons racheté et annulé 3 133 200 actions ordinaires au prix moyen de 8,57 \$ l'action ordinaire dans le cadre de l'offre publique de rachat d'actions («OPRA») dans le cours normal des activités, pour un coût total de 27 millions de dollars.
- Le 12 avril 2019, TransAlta a signé une entente visant l'achat d'une participation de 49 % dans la centrale éolienne de 136,8 MW de Skookumchuck.
- Le 28 mars 2019, la Société a conclu l'acquisition du projet de parc éolien Antrim après avoir reçu les approbations réglementaires requises.
- Le 25 mars 2019, la Société a annoncé que Brookfield Renewable Partners ou des membres du même groupe (collectivement, «Brookfield») investiraient 750 millions de dollars contre des titres échangeables. Le 1^{er} mai 2019, Brookfield a investi la première tranche de 350 millions de dollars en échange de débentures subordonnées non garanties.
- Le 8 mars 2019, l'Alberta Electric System Operator («AESO») a approuvé la décision de la Société de prolonger la mise à l'arrêt de l'unité 3 et de l'unité 5 de la centrale de Sundance jusqu'au 1^{er} novembre 2021.
- Le 4 mars 2019, TransAlta a approuvé le projet WindCharger Battery Storage («WindCharger»), un projet novateur de stockage d'énergie d'une capacité de 10 MW à 20 MW.

Voir les rubriques «Croissance stratégique et transformation de l'entreprise» et «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Disponibilité ajustée et production

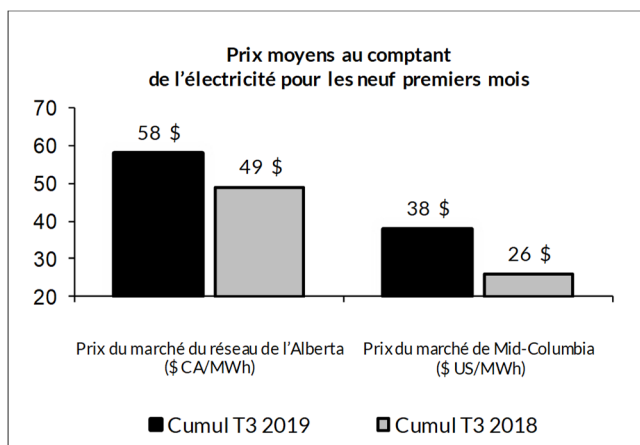
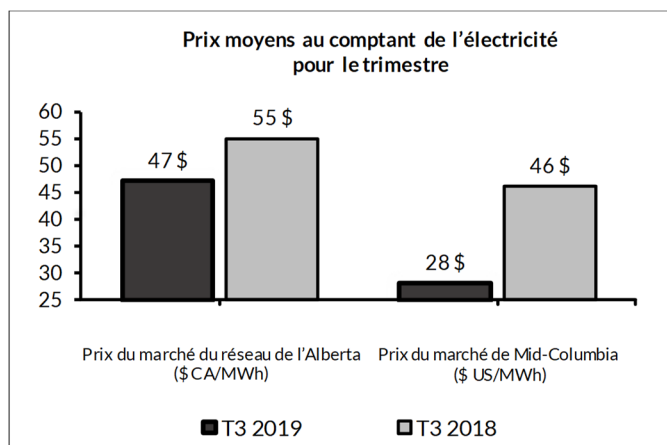
La disponibilité ajustée pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019 s'est établie à 95,2 % en regard de 93,7 % pour la période correspondante de 2018, cette augmentation s'expliquant principalement par la baisse du nombre d'interruptions non planifiées et de réductions de la capacité nominale dans les secteurs Charbon au Canada et Charbon aux États-Unis. La disponibilité ajustée pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 s'est établie à 89,5 % en regard de 91,3 % pour la période correspondante de 2018. Cette baisse s'explique principalement par le nombre accru d'interruptions planifiées dans le secteur Charbon au Canada, d'interruptions non planifiées et de réductions de la capacité nominale dans le secteur Charbon aux États-Unis et d'interruptions non planifiées dans le secteur Gaz en Australie.

La production pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019 était de 7 558 gigawattheures («GWh»), par rapport à 7 761 GWh pour la période correspondante de 2018. Cette baisse s'explique principalement par une demande inférieure à la normale en raison d'un été plus frais en Alberta, en partie contrebalancée par d'abondantes ressources hydrauliques pour la production hydroélectrique. La production pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 était de 20 918 GWh, par rapport à 20 132 GWh pour la période correspondante de 2018. Cette hausse de la production depuis le début de l'exercice s'explique essentiellement par un contexte de robustesse des prix dans le nord-ouest du Pacifique, au cours du premier trimestre de 2019, ce qui a entraîné une augmentation de la répartition dans le secteur Charbon aux États-Unis. Cette hausse a été contrebalancée en partie par une diminution de la production dans le secteur Charbon au Canada attribuable à une hausse des interruptions planifiées en 2019 et à la mise à l'arrêt des unités 3 et 5 de la centrale de Sundance le 1^{er} avril 2018.

Prix de l'électricité

En Alberta, le prix moyen au comptant de l'électricité pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019 a été inférieur à celui de 2018 en raison d'un été plus frais que la normale dans la province qui entraîné une diminution de la demande d'électricité. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, le prix moyen au comptant de l'électricité en Alberta a augmenté considérablement par rapport à celui de période correspondante de 2018 en raison principalement des températures considérablement inférieures aux moyennes enregistrées en février et au début de mars.

De la même manière, les prix de l'électricité ont diminué considérablement dans la région du nord-ouest du Pacifique au cours de la période de trois mois close le 30 septembre 2019 également en raison d'un été plus frais que la normale dans l'ensemble de la région de l'ouest des États-Unis. Toutefois, les prix de l'électricité pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 sont restés considérablement plus élevés, en moyenne, par rapport à ceux de la période correspondante de 2018 en raison des prix de l'électricité extrêmement élevés en février et mars 2019.



Analyse des résultats financiers consolidés

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité selon diverses mesures. Les données aux fins de comparaison ne sont pas définies selon les IFRS. Les mesures qui sont analysées ci-dessous, et ailleurs dans le présent rapport de gestion, ne sont pas définies selon les IFRS et, par conséquent, ne doivent pas être considérées isolément ou comme une mesure de remplacement du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ou des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ou comme une mesure plus significative de ceux-ci, ainsi qu'ils sont calculés selon les IFRS, aux fins de l'évaluation de notre rendement financier ou de notre situation de trésorerie. Ces mesures ne sont pas nécessairement comparables aux mesures intitulées de façon similaire par d'autres sociétés. Chaque secteur d'activité est responsable de ses propres résultats d'exploitation, mesurés selon le BAIIA aux fins de comparaison et les flux de trésorerie générés par les activités. La marge brute est également une mesure utile puisqu'elle fournit à la direction et aux investisseurs une mesure du rendement d'exploitation qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

BAIIA aux fins de comparaison

Le BAIIA est une mesure d'évaluation adoptée par un grand nombre d'entreprises et une mesure importante, pour la direction, qui correspond au rendement de nos principales activités. Les intérêts, les impôts et l'amortissement ne font pas partie de cette mesure, puisque les écarts dans le traitement comptable pourraient fausser les résultats de nos principales activités. De plus, nous reclassons certaines transactions pour faciliter l'analyse du rendement de nos activités :

- i) Certains des actifs que nous détenons au Canada sont entièrement visés par des contrats et sont comptabilisés à titre de contrats de location-financement selon les IFRS. À notre avis, il convient mieux de comptabiliser les paiements que nous recevons aux termes des contrats comme un paiement de capacité au titre des produits des activités ordinaires, plutôt qu'au titre des produits tirés des contrats de location-financement et d'une diminution des créances au titre des contrats de location-financement. Nous amortissons ces actifs sur leur durée d'utilité.
- ii) Nous reclassons également l'amortissement de notre matériel minier inscrit au poste Combustible et achats d'électricité pour tenir compte des coûts au comptant réels de nos activités dans le calcul de notre BAIIA aux fins de comparaison.
- iii) En décembre 2016, nous avons convenu de résilier l'entente existante avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité («SIERE») visant notre centrale de cogénération de Mississauga, en Ontario, et avons conclu un nouveau contrat d'acheminement de production autonome amélioré qui prend effet le 1^{er} janvier 2017. Aux termes de ce contrat, nous avons reçu des paiements mensuels fixes jusqu'au 31 décembre 2018, sans obligation de livraison. En raison du contrat de production autonome, nous avons comptabilisé dans nos résultats présentés de 2016 un montant à recevoir de 207 millions de dollars (actualisé), un profit avant impôts d'environ 191 millions de dollars, déduction faite des coûts liés à l'arrêt des activités des unités, et un amortissement accéléré de 46 millions de dollars, conformément aux IFRS. En 2017 et 2018, aux fins de comparaison, nous avons comptabilisé les paiements reçus en guise de produits des activités ordinaires dans les résultats d'exploitation, et nous avons amorti la centrale jusqu'au 31 décembre 2018.
- iv) Lors de la mise en service de la centrale de South Hedland en Australie, nous avons payé d'avance environ 74 millions de dollars en coûts de transport et de distribution de l'électricité. Le produit d'intérêts est inscrit dans les frais payés d'avance. Nous reclassons ces intérêts à titre de réduction dans les coûts de transport et de distribution passés en charges à chaque période afin de refléter le coût net pour l'entreprise.
- v) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons passé en revue notre approche en matière de présentation d'ajustements pour arriver au BAIIA aux fins de comparaison, essentiellement pour que nous soyons davantage comparables à d'autres sociétés du secteur. Le BAIIA aux fins de comparaison est maintenant ajusté pour exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les montants de la période considérée et de la période comparable de l'exercice précédent ont été ajustés afin de refléter ce changement.
- vi) Les imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs sont retirées du calcul du BAIIA aux fins de comparaison puisqu'il s'agit d'ajustements comptables qui ont une incidence sur la dépréciation et ne reflètent pas le rendement de l'entreprise.

Le tableau suivant présente un rapprochement du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et du BAIIA aux fins de comparaison :

	Trois mois clos les 30 septembre ¹		Neuf mois clos les 30 septembre ¹	
	2019	2018	2019	2018
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ²	51	(86)	(14)	(126)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	16	9	67	65
Dividendes sur actions privilégiées	10	10	20	30
Résultat net	77	(67)	73	(31)
<i>Ajustements pour rapprocher le résultat net du BAIIA aux fins de comparaison</i>				
Amortissement	148	146	436	422
Perte de change	9	8	18	15
Autres (profits) pertes	6	(1)	18	(1)
Charge d'intérêts nette	55	73	161	200
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	10	(21)	(23)	10
<i>Reclassements aux fins de comparaison</i>				
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	7	15	19	44
Amortissement minier inclus dans le coût du combustible	30	35	90	103
Produit d'intérêts australiens	1	1	3	3
(Profits) pertes latents sur les activités de gestion du risque	(16)	1	(32)	1
<i>Ajustements des résultats aux fins de rapprochement avec le BAIIA aux fins de comparaison</i>				
Incidences du renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga ³	–	22	–	75
Imputation pour (reprise de) dépréciation d'actifs ⁴	(22)	38	(22)	50
BAIIA aux fins de comparaison	305	250	741	891
BAIIA aux fins de comparaison – exclusion faite de l'indemnité de résiliation du CAÉ	249	250	685	734

1) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons passé en revue le BAIIA aux fins de comparaison pour éliminer les profits (pertes) latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les résultats de 2018 ont été modifiés pour refléter ce changement.

2) Comprend le montant de 157 millions de dollars versé par le Balancing Pool pour la résiliation anticipée des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance au premier trimestre de 2018 et le montant de 56 millions de dollars reçu dans le cadre du règlement du différend avec le Balancing Pool au troisième trimestre de 2019. Voir la rubrique « Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture » pour plus de renseignements.

3) Le renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga a pris fin en 2018. L'incidence pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019 a été une diminution des produits respectivement de 24 millions de dollars et 78 millions de dollars et une baisse du combustible et des achats d'électricité et des couvertures dont la désignation a été annulée respectivement de 2 millions de dollars et 3 millions de dollars.

4) L'imputation pour (reprise de) dépréciation d'actifs pour 2019 comprend une reprise de dépréciation de 151 millions de dollars dans le secteur Charbon aux États-Unis, en partie contrebalancée par l'augmentation du passif lié au démantèlement et à la remise en état de 109 millions de dollars à la mine de Centralia et la radiation de frais de mise en valeur de projets de 18 millions de dollars. Les résultats de 2018 comprennent une charge de 38 millions de dollars liée à la mise hors service de l'unité 2 de la centrale de Sundance ainsi qu'une charge de 12 millions de dollars liée aux parcs éoliens de Lakeswind et Kent Breeze.

Par suite des ajustements liés aux indemnités de résiliation du CAÉ, le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019 a diminué respectivement de 1 million de dollars et 49 millions de dollars, par rapport à celui des périodes correspondantes de 2018. Nous nous attendions à une baisse du BAIIA aux fins de comparaison de 75 millions de dollars depuis le début de l'exercice du fait de l'expiration du contrat de production autonome visant la centrale de Mississauga et de 28 millions de dollars du fait des paiements inférieurs à ce qui était prévu au contrat de Poplar Creek. En outre, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué dans le secteur Charbon aux États-Unis depuis le début de l'exercice en raison de l'interruption non planifiée au cours du premier trimestre de 2019. Toutefois, ces baisses attendues ont été considérablement contrebalancées par le rendement solide dégagé par les secteurs Charbon au Canada et Commercialisation de l'énergie de même que par la baisse des coûts du secteur Siège social.

Fonds provenant des activités d'exploitation et flux de trésorerie disponibles

Les fonds provenant des activités d'exploitation sont une mesure importante, car ils fournissent des indications sur le montant des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant les variations du fonds de roulement, et permettent d'évaluer les tendances des flux de trésorerie par rapport aux résultats des périodes antérieures. Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure importante, car ils représentent le montant des flux de trésorerie pouvant servir à investir dans des initiatives de croissance, effectuer les remboursements prévus sur la dette, rembourser la dette à l'échéance, verser des dividendes sur les actions ordinaires ou racheter des actions ordinaires. Les variations du fonds de roulement sont exclues afin de ne pas fausser les montants des fonds provenant des activités d'exploitation et des flux de trésorerie disponibles en introduisant des variations que nous jugeons temporaires, notamment l'incidence des facteurs saisonniers et le calendrier des encaissements et des décaissements. Les fonds provenant des activités d'exploitation par action et les flux de trésorerie disponibles par action sont calculés en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹	328	159	668	688
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(92)	29	(122)	(25)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	236	188	546	663
Ajustement :				
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	7	15	19	44
Divers	1	1	3	3
Fonds provenant des activités d'exploitation	244	204	568	710
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien ²	(25)	(44)	(111)	(98)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(4)	(6)	(7)	(12)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(10)	(10)	(30)	(30)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(30)	(43)	(89)	(126)
Paievements au titre des obligations locatives ²	(5)	(5)	(16)	(14)
Divers	—	(2)	(1)	(4)
Flux de trésorerie disponibles	170	94	314	426
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	282	287	284	287
Fonds provenant des activités d'exploitation par action	0,87	0,71	2,00	2,47
Flux de trésorerie disponibles par action	0,60	0,33	1,11	1,48

1) Comprend le montant de 157 millions de dollars versé par le Balancing Pool pour la résiliation anticipée des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance au premier trimestre de 2018 et le montant de 56 millions de dollars reçu dans le cadre du règlement du différend avec le Balancing Pool au troisième trimestre de 2019. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» pour plus de renseignements.

2) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons passé en revue la façon de rapprocher les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles afin de présenter les paiements liés à des obligations locatives dans un poste distinct et de retirer les contrats de location-financement des dépenses d'investissement de maintien. Les résultats de 2018 ont été révisés afin de refléter ces changements.

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement du BAIIA aux fins de comparaison avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
BAIIA aux fins de comparaison ¹	305	250	741	891
Charge d'intérêts	(45)	(45)	(133)	(147)
Provisions	3	2	14	1
(Charge) recouvrement d'impôt exigible	(14)	1	(28)	(18)
Profit (perte) de change réalisé	—	(2)	(7)	4
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(9)	(10)	(24)	(23)
Autres éléments avec effet de trésorerie et sans effet de trésorerie	4	8	5	2
Fonds provenant des activités d'exploitation	244	204	568	710
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien ²	(25)	(44)	(111)	(98)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(4)	(6)	(7)	(12)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(10)	(10)	(30)	(30)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(30)	(43)	(89)	(126)
Paiements au titre des obligations locatives ²	(5)	(5)	(16)	(14)
Divers	—	(2)	(1)	(4)
Flux de trésorerie disponibles	170	94	314	426

1) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons passé en revue le BAIIA aux fins de comparaison pour éliminer les profits (pertes) latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les résultats de 2018 ont été modifiés pour refléter ce changement. Les résultats de 2018 comprennent le montant de 157 millions de dollars versé au premier trimestre de 2018 par le Balancing Pool pour la résiliation anticipée des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance, et les résultats de 2019 comprennent le montant de 56 millions de dollars reçu dans le cadre du règlement du différend avec le Balancing Pool au troisième trimestre de 2019. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» pour plus de renseignements.

2) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons passé en revue la façon de rapprocher les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles afin de présenter les paiements liés à des obligations locatives dans un poste distinct et de retirer les contrats de location-financement des dépenses d'investissement de maintien. Les résultats de 2018 ont été révisés afin de refléter ces changements.

Informations complémentaires	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Fonds provenant des activités d'exploitation – exclusion faite des indemnités de résiliation du CAÉ	188	204	512	553
Flux de trésorerie disponibles – exclusion faite des indemnités de résiliation du CAÉ	114	94	258	269
Fonds provenant des activités d'exploitation par action – exclusion faite des indemnités de résiliation du CAÉ	0,67	0,71	1,80	1,93
Flux de trésorerie disponibles par action – exclusion faite des indemnités de résiliation du CAÉ	0,40	0,33	0,91	0,94

Par suite des ajustements liés aux indemnités de résiliation du CAÉ, les fonds provenant des activités d'exploitation ont baissé respectivement de 16 millions de dollars et 41 millions de dollars par rapport à ceux des périodes correspondantes de trois mois et neuf mois closes le 30 septembre 2018. La baisse constatée pour la période de trois mois par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent s'explique principalement par une diminution du BAIIA aux fins de comparaison de 1 million de dollars et une augmentation de la charge d'impôt exigible. La baisse constatée pour la période de neuf mois par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent s'explique par une diminution du BAIIA aux fins de comparaison de 49 millions de dollars, une augmentation de la charge d'impôt exigible, en partie contrebalancée par une baisse de la charge d'intérêts et le calendrier favorable des règlements en espèces.

Résultats sectoriels aux fins de comparaison

Les flux de trésorerie sectoriels générés par nos activités, présentés dans le tableau ci-dessous, mesurent la trésorerie nette provenant de chacun de nos secteurs, déduction faite des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité, des frais de restauration des lieux, des provisions et des profits ou des pertes latents sans effet de trésorerie liés à la réévaluation à la valeur de marché. Il s'agit des flux de trésorerie disponibles pour payer nos intérêts et impôts au comptant, verser les distributions à nos partenaires sans contrôle et les dividendes à nos porteurs d'actions privilégiées, faire croître nos activités, rembourser la dette et distribuer des capitaux à nos actionnaires.

	Trois mois clos les		Neuf mois clos les	
	2019	30 septembre 2018	2019	30 septembre 2018
Flux de trésorerie sectoriels¹				
Charbon au Canada ²	117	32	177	264
Charbon aux États-Unis	30	11	29	42
Gaz au Canada	29	55	77	169
Gaz en Australie	28	30	87	92
Énergie éolienne et énergie solaire	28	24	134	137
Hydroélectricité	24	22	80	85
Flux de trésorerie liés à la production	256	174	584	789
Commercialisation de l'énergie	30	32	74	23
Siège social	(22)	(25)	(63)	(73)
Total des flux de trésorerie aux fins de comparaison	264	181	595	739
Total des flux de trésorerie aux fins de comparaison – exclusion faite de l'indemnité de résiliation du CAÉ	208	181	539	582

1) Les flux de trésorerie sectoriels sont une mesure non conforme aux IFRS.

2) Comprend le montant de 157 millions de dollars versé par le Balancing Pool pour la résiliation anticipée des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance au premier trimestre de 2018 et le montant de 56 millions de dollars reçu dans le cadre du règlement du différend avec le Balancing Pool au troisième trimestre de 2019. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» pour plus de renseignements.

Charbon au Canada

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Disponibilité (%)	96,8	94,4	89,5	91,9
Production visée par des contrats (GWh)	1 700	1 897	5 186	6 855
Production marchande (GWh)	1 373	1 519	4 395	3 693
Total de la production (GWh)	3 073	3 416	9 581	10 548
Capacité installée brute (MW) ¹	3 231	3 231	3 231	3 231
Produits des activités ordinaires ²	205	226	626	677
Combustible, coûts du carbone et achats d'électricité ²	99	123	336	387
Marge brute aux fins de comparaison	106	103	290	290
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	34	37	102	127
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	3	10	10
Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance	(56)	—	(56)	(157)
Autres résultats d'exploitation, montant net	(10)	(10)	(30)	(31)
BAIIA aux fins de comparaison²	135	73	264	341
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	4	5	11	12
Dépenses d'investissement liées aux mines	8	21	18	32
Entretien d'envergure planifié	1	3	33	4
Total des dépenses d'investissement de maintien³	13	29	62	48
Dépenses d'investissement liées à la productivité	2	4	5	7
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	15	33	67	55
Provisions	(4)	(1)	(3)	(3)
Paiements au titre des obligations locatives ³	3	4	11	11
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	4	5	12	14
Flux de trésorerie du secteur Charbon au Canada	117	32	177	264

1) Comprend les unités temporairement mises à l'arrêt (unités 3 et 5 de la centrale de Sundance d'une capacité de 774 MW).

2) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons passé en revue le BAIIA aux fins de comparaison pour éliminer les profits (pertes) latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les résultats de 2018 ont été modifiés pour refléter ce changement.

3) Au moment de l'adoption de l'IFRS 16 en 2019, nous avons retiré les contrats de location-financement des dépenses d'investissement de maintien et avons inclus les paiements sur le capital versés au titre des obligations locatives dans un poste distinct pour obtenir des flux de trésorerie sectoriels.

Informations complémentaires	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
BAIIA aux fins de comparaison – exclusion faite de l'indemnité de résiliation du CAÉ	79	73	208	184
Flux de trésorerie du secteur Charbon au Canada – exclusion faite de l'indemnité de résiliation du CAÉ	61	32	121	107

La disponibilité au troisième trimestre a augmenté par rapport à celle de la période correspondante de 2018 en raison d'une baisse du nombre d'arrêts forcés et de réductions de la capacité nominale. La disponibilité depuis le début de l'exercice a diminué par rapport à celle de la période correspondante de 2018, en raison surtout d'une hausse du nombre d'interruptions pour travaux d'entretien planifiés au cours du deuxième trimestre de 2019. Au cours des périodes correspondantes de 2018, il n'y a pas eu d'interruptions pour travaux d'entretien planifiés.

La production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019 a diminué respectivement de 343 GWh et 967 GWh par rapport à celles des périodes correspondantes de 2018. La baisse de la production totale au troisième trimestre de 2019 est imputable à l'affaiblissement des conditions de marché. La baisse de la production totale depuis le début de l'exercice est imputable à des interruptions pour travaux d'entretien planifiés, surtout au deuxième trimestre de 2019, à l'unité 4 de la centrale de Sundance et aux unités 1 et 2 de la centrale de Keephills. La baisse de la production visée par des contrats a été contrebalancée en partie par une hausse de la production marchande depuis le début de l'exercice.

Les produits des activités ordinaires pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019 ont diminué respectivement de 21 millions de dollars et 51 millions de dollars par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2018. La diminution des produits des activités ordinaires au troisième trimestre s'explique par une baisse des prix du marché. Les produits des activités ordinaires depuis le début de l'exercice ont diminué en raison principalement de la baisse de la production découlant de la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance le 31 mars 2018, en partie contrebalancée par une hausse des prix du marché au premier semestre de l'exercice.

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019, les produits des activités ordinaires par MWh de production ont augmenté pour s'établir respectivement à environ 67 \$ par MWh et 65 \$ par MWh, par rapport à 66 \$ par MWh et 64 \$ par MWh pour les périodes correspondantes de 2018. Les produits des activités ordinaires au premier trimestre de 2018 comprenaient les produits des activités ordinaires tirés des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance de même que les produits des activités ordinaires attribuables au transfert des coûts de conformité liés au carbone, qui ne sont plus recouvrables sur les unités de la centrale de Sundance puisque les CAÉ ont été résiliés.

Les charges au titre du combustible, les coûts de conformité liés au carbone et les achats d'électricité par MWh de production ont été moins élevés pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019, s'établissant respectivement à 32 \$ par MWh et 35 \$ par MWh, comparativement à 36 \$ par MWh et 37 \$ par MWh pour les périodes correspondantes de 2018. Par conséquent, la marge brute comparable par MWh pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019 s'est améliorée respectivement de 4 \$ par MWh et 3 \$ par MWh, comparativement aux périodes correspondantes de 2018.

Nous avons continué de cogénérer au gaz naturel dans les unités marchandes, lorsque cela était rentable. La cogénération réduit les coûts de conformité liés au carbone, car les émissions de GES sont plus faibles. De plus, les coûts du combustible peuvent être réduits grâce à la cogénération, selon le prix du marché du gaz naturel. Nous prévoyons une augmentation de la cogénération lorsque le contrat garanti de transport de gaz naturel sur le gazoduc Pioneer entrera en vigueur, le 1^{er} novembre 2019, ce qui fera augmenter considérablement les quantités de gaz dont nous disposons. Voir la rubrique «Croissance stratégique et transformation de l'entreprise» du présent rapport de gestion pour en savoir plus.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont diminué respectivement de 3 millions de dollars et 25 millions de dollars au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019 par rapport à celles des périodes correspondantes de 2018. Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration en 2019 reflètent pleinement l'incidence des réductions de coûts mises progressivement en œuvre au cours de l'exercice précédent. Ces réductions de coûts découlent d'une combinaison de facteurs, dont le nombre réduit d'unités en exploitation, un facteur de capacité plus faible sur les unités marchandes, la cogénération avec le gaz et l'optimisation de l'exploitation et des travaux d'entretien.

Exclusion faite des indemnités de résiliation du CAÉ, le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019 a augmenté respectivement de 6 millions de dollars et 24 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2018. Cette situation reflète surtout l'incidence combinée de la hausse des prix au cours du premier semestre de l'exercice, de la baisse des coûts du combustible et de conformité liés au carbone et des achats d'électricité, ainsi que des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité ont diminué de 18 millions de dollars au troisième trimestre de 2019, par rapport à celles de la période correspondante de 2018, en raison des coûts liés aux travaux d'aménagement de la carrière qui ont eu lieu en 2018 à la mine de Highvale. Les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité ont augmenté de 12 millions de dollars depuis le début de l'exercice, en regard de celles de la période correspondante de 2018, car les dépenses d'investissement ont augmenté en raison des interruptions planifiées pour travaux d'entretien de centrales au cours du premier semestre de 2019. Il n'y a pas eu d'interruption pour travaux d'entretien planifiés aux centrales en exploitation aux périodes correspondantes de 2018.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019, les flux de trésorerie du secteur Charbon au Canada ont augmenté de 29 millions de dollars (exclusion faite des indemnités de résiliation du CAÉ), par rapport à ceux de la période correspondante de 2018, surtout en raison de la hausse du BAIIA aux fins de comparaison et du calendrier des dépenses d'investissement. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, les flux de trésorerie ont augmenté de 14 millions de dollars (exclusion faite des indemnités de résiliation du CAÉ), par rapport à ceux de la période correspondante de 2018, surtout en raison de la hausse du BAIIA aux fins de comparaison, en partie contrebalancée par l'augmentation des dépenses d'investissement de maintien depuis le début de l'exercice associée aux interruptions d'entretien planifiées en 2019.

Charbon aux États-Unis

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Disponibilité (%)	93,8	90,2	68,7	51,8
Disponibilité ajustée (%) ¹	93,8	90,2	81,5	84,5
Ventes contractuelles (GWh)	839	839	2 489	2 490
Ventes marchandes (GWh)	2 494	2 400	5 065	3 239
Achats d'électricité (GWh)	(997)	(954)	(2 847)	(2 642)
Total de la production (GWh)	2 336	2 285	4 707	3 087
Capacité installée brute (MW)	1 340	1 340	1 340	1 340
Produits des activités ordinaires ²	161	157	392	300
Combustible et achats d'électricité	107	122	295	186
Marge brute aux fins de comparaison	54	35	97	114
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	18	17	50	44
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	3	3
BAIIA aux fins de comparaison²	35	17	44	67
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	1	—	2	2
Entretien d'envergure planifié	(1)	—	3	11
Total des dépenses d'investissement de maintien³	—	—	5	13
Dépenses d'investissement liées à la productivité	1	—	1	—
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité³	1	—	6	13
Paiements au titre des obligations locatives ³	—	1	—	3
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	4	5	9	9
Flux de trésorerie du secteur Charbon aux États-Unis	30	11	29	42

1) Ajustée aux fins d'optimisation de la répartition.

2) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons passé en revue le BAIIA aux fins de comparaison pour éliminer les profits (pertes) latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les résultats de 2018 ont été modifiés pour refléter ce changement.

3) Au moment de l'adoption de l'IFRS 16 en 2019, nous avons retiré les contrats de location-financement des dépenses d'investissement de maintien et avons inclus tous les paiements sur le capital versés au titre des obligations locatives dans un poste distinct. L'accord contractuel comptabilisé comme un contrat de location-financement en 2018 et pour les périodes antérieures n'est pas considéré comme un contrat de location selon l'IFRS 16. En conséquence, les coûts sont inclus dans le poste Combustible et achats d'électricité, et il n'y a aucun paiement au titre des obligations locatives à compter du 1^{er} janvier 2019.

La disponibilité ajustée pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019 a augmenté par rapport à celle de la période correspondante de 2018, en raison d'une baisse du nombre d'arrêts forcés. La disponibilité ajustée pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 a diminué par rapport à celle de la période correspondante de 2018, en raison de l'augmentation du nombre d'arrêts forcés et de réductions de la capacité nominale. L'unité 1 a été exploitée avec une réduction de la capacité nominale en raison du blocage d'un précipitateur, ce qui a eu une incidence sur le premier semestre de 2019. Cette réduction de la capacité nominale a été résolue lorsque l'unité a été mise hors service au cours du deuxième trimestre de 2019.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019, la production est comparable à celle de la période correspondante de 2018. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, la production a augmenté de 1 620 GWh, par rapport à celle de la période correspondante de 2018, en raison surtout de la hausse des prix marchands au cours du premier semestre de 2019 et du calendrier d'optimisation de la répartition. En 2019, les deux unités de la centrale de Centralia sont demeurées en service jusqu'en avril en raison de la hausse des prix dans le nord-ouest du Pacifique, tandis qu'en 2018, ces deux unités ont été mises hors service en février en raison d'une baisse saisonnière des prix dans cette même région. En 2018, nous avons effectué des travaux d'entretien d'envergure sur les deux unités pendant cette période.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019 ont été comparables à celles de la période correspondante de 2018, mais elles ont augmenté de 6 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 par rapport à celles de la période correspondante de 2018. L'augmentation depuis le début de l'exercice s'explique surtout par une hausse des travaux d'entretien en raison d'une augmentation des arrêts forcés et des réductions de la capacité nominale au cours de la période.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019 a augmenté de 18 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2018, en raison de la forte disponibilité des unités. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 23 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2018. Durant un événement isolé de prix extrêmes en mars, la centrale de Centralia n'a pas été en mesure de consacrer l'une de ses unités à la production physique de l'approvisionnement pour le prochain jour ouvré en raison d'un arrêt forcé non planifié pour des travaux de réparation. En conséquence, la Société a subi des pertes en trésorerie de 25 millions de dollars sur sa position de couverture pour le prochain jour ouvré.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019, les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité ont augmenté de 1 million de dollars, par rapport à celles de la période correspondante de 2018, principalement en raison du calendrier des dépenses d'investissement. Les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses liées à la productivité pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 ont diminué de 7 millions de dollars, par rapport à celles de la période correspondante de 2018, du fait qu'il y a eu moins d'interruptions planifiées pour travaux d'entretien en 2019.

Les flux de trésorerie du secteur Charbon aux États-Unis ont augmenté de 19 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2019 en regard de ceux de la période correspondante de 2018, en raison surtout de la hausse du BAIIA aux fins de comparaison. Depuis le début de l'exercice, les flux de trésorerie ont diminué de 13 millions de dollars, par rapport à ceux de la période correspondante de 2018, alors que les pertes de trésorerie subies en mars 2019 (décrites ci-dessus) ont été partiellement contrebalancées par la forte disponibilité et la vigueur du BAIIA aux fins de comparaison au cours des deuxième et troisième trimestres de 2019 ainsi que la baisse du nombre d'entretiens d'envergure planifiés en 2019.

Gaz au Canada

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Disponibilité (%)	93,4	95,1	94,0	92,8
Production visée par des contrats (GWh)	400	431	1 260	1 172
Production marchande (GWh) ¹	15	61	115	132
Total de la production (GWh)	415	492	1 375	1 304
Capacité installée brute (MW)	945	953	945	953
Produits des activités ordinaires ²	54	94	181	290
Combustible et achats d'électricité	14	25	57	73
Marge brute aux fins de comparaison	40	69	124	217
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	11	11	33	36
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	–	–	1	1
Autres résultats d'exploitation, montant net	(1)	–	(1)	–
BAlIA aux fins de comparaison²	30	58	91	180
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	–	–	8	2
Entretien d'envergure planifié	1	2	6	9
Total des dépenses d'investissement de maintien	1	2	14	11
Dépenses d'investissement liées à la productivité	–	1	–	2
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	1	3	14	13
Provisions et autres	–	–	–	(2)
Flux de trésorerie du secteur Gaz au Canada	29	55	77	169

1) Comprend les achats d'électricité, qui sont utilisés pour l'optimisation de la répartition, lorsque cela était rentable.

2) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons passé en revue le BAlIA aux fins de comparaison pour éliminer les profits (pertes) latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les résultats de 2018 ont été modifiés pour refléter ce changement.

La disponibilité pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019 a diminué par rapport à celle de la période correspondante de 2018, principalement en raison d'une hausse du nombre d'interruptions planifiées. La disponibilité pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 a augmenté en regard de celle de la période correspondante de 2018, principalement en raison d'une diminution du nombre d'interruptions planifiées à Fort Saskatchewan au deuxième trimestre et à Sarnia au premier trimestre.

La production pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019 a diminué de 77 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2018, en raison de conditions de marché défavorables en Ontario et d'une hausse du nombre d'interruptions planifiées. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, la production a augmenté de 71 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2018, principalement en raison d'une hausse de la demande de la clientèle et du marché et d'une baisse du nombre d'interruptions planifiées, le tout en partie contrebalancé par une hausse du nombre d'interruptions non planifiées.

Le BAlIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019 a diminué respectivement de 28 millions de dollars et de 89 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2018, essentiellement en raison de l'expiration du contrat de la centrale de Mississauga le 31 décembre 2018 et de la baisse des paiements prévus tirés du contrat de location-financement de Poplar Creek. En outre, les résultats depuis le début de l'exercice ont bénéficié d'une baisse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent et d'une baisse des coûts du combustible à Sarnia en raison d'une baisse de la demande de vapeur découlant des interruptions planifiées des clients. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2018, le BAlIA aux fins de comparaison comprenait un BAlIA respectivement de 31 millions de dollars et 103 millions de dollars lié aux contrats des centrales de Mississauga et de Poplar Creek.

Les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité ont diminué de 2 millions de dollars au troisième trimestre de 2019, par rapport à celles de la période correspondante de 2018, en raison d'une baisse des coûts liés aux travaux d'entretien d'envergure planifiés. Les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 ont augmenté de 1 million de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2018, en raison du calendrier des achats de pièces de rechange pour la centrale de Sarnia.

Les flux de trésorerie du secteur Gaz au Canada ont diminué de 26 millions de dollars au troisième trimestre de 2019 et de 92 millions de dollars depuis le début de l'exercice, en regard de ceux des périodes correspondantes de 2018, essentiellement en raison de la baisse du BAIIA aux fins de comparaison.

Gaz en Australie

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Disponibilité (%)	97,7	98,0	89,9	94,6
Production visée par des contrats (GWh)	450	444	1 369	1 357
Capacité installée brute (MW)	450	450	450	450
Produits des activités ordinaires	39	41	120	123
Combustible et achats d'électricité	1	1	3	3
Marge brute aux fins de comparaison	38	40	117	120
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	9	10	27	28
BAIIA aux fins de comparaison	29	30	90	92
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Entretien d'envergure planifié	1	—	3	—
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	1	—	3	—
Flux de trésorerie du secteur Gaz en Australie	28	30	87	92

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019, la disponibilité était comparable à celle de la période correspondante de 2018. La disponibilité pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 a diminué en regard de celle de la période correspondante de 2018, essentiellement en raison des interruptions non planifiées.

La production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019 a été comparable à celles des périodes correspondantes de 2018. Nos contrats en Australie sont des contrats de capacité, et les changements dans la production d'électricité n'ont pas d'incidence directe sur nos résultats.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019 correspondait, comme prévu, à celui réalisé aux périodes correspondantes de 2018, en raison de la nature de nos contrats.

Les dépenses d'investissement de maintien pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019 ont augmenté respectivement de 1 million de dollars et 3 millions de dollars par rapport à celles des périodes correspondantes de 2018, en raison des travaux d'entretien d'envergure planifiés effectués à notre centrale de Southern Cross.

Énergie éolienne et énergie solaire

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Disponibilité (%)	93,9	93,9	94,7	94,9
Production visée par des contrats (GWh)	396	388	1 671	1 666
Production marchande (GWh)	174	137	578	639
Total de la production (GWh)	570	525	2 249	2 305
Capacité installée brute (MW)	1 382	1 363	1 382	1 363
Produits des activités ordinaires ¹	53	47	201	202
Combustible et achats d'électricité	4	3	11	13
Marge brute aux fins de comparaison	49	44	190	189
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	12	14	37	38
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	2	6	6
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	(6)	(4)	(6)
BAIIA aux fins de comparaison¹	35	34	151	151
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	1	3	1	3
Entretien d'envergure planifié	4	1	9	5
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	5	4	10	8
Paiements au titre des obligations locatives ²	2	—	2	—
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	—	—	1	—
Divers ³	—	6	4	6
Flux de trésorerie du secteur Énergie éolienne et énergie solaire	28	24	134	137

1) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons passé en revue le BAIIA aux fins de comparaison pour éliminer les profits (pertes) latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les résultats de 2018 ont été modifiés pour refléter ce changement.

2) Au moment de l'adoption de l'IFRS 16 en 2019, nous avons inclus les paiements sur le capital versés au titre des obligations locatives sur une ligne distincte.

3) Concerne l'indemnité d'assurance comprise dans les autres résultats d'exploitation, montant net. Les flux de trésorerie du secteur Énergie éolienne et énergie solaire pour 2018 ont été ajustés afin de refléter l'indemnité d'assurance reçue au troisième trimestre de 2018.

La disponibilité pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019 a été comparable à celle des périodes correspondantes de 2018.

La production pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019 a augmenté de 45 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2018 essentiellement en raison d'une hausse des ressources d'énergie éolienne dans l'ouest du Canada. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, la production a diminué de 56 GWh, par rapport à celle de la période correspondante de 2018, en raison surtout d'une baisse des ressources d'énergie éolienne au cours du premier semestre de l'exercice dans l'ouest du Canada et aux États-Unis, en partie compensée par une hausse des ressources d'énergie éolienne dans l'est du Canada.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019 était comparable à celui des périodes correspondantes de 2018. Au troisième trimestre, la hausse de la production globale, l'augmentation des ventes d'éléments écologiques et la baisse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont été contrebalancées par la baisse de l'indemnité d'assurance. Pour la période depuis le début de l'exercice, la hausse des ventes d'éléments écologiques et la baisse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont été contrebalancées par la baisse de la production.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019, les flux de trésorerie du secteur Énergie éolienne et énergie solaire ont augmenté de 4 millions de dollars, par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent, en raison d'une hausse du BAIIA aux fins de comparaison, après ajustement lié à l'indemnité d'assurance reçue au troisième trimestre de 2018. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, les flux de trésorerie du secteur Énergie éolienne et énergie solaire ont diminué de

3 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2018, en raison de la hausse des dépenses d'investissement et des paiements au titre des obligations locatives.

Hydroélectricité

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Production				
Énergie visée par des contrats				
Actifs hydroélectriques visés par des CAÉ en Alberta (GWh) ¹	578	459	1 313	1 189
Autres centrales hydroélectriques (GWh) ¹	106	100	266	269
Énergie marchande				
Autres centrales hydroélectriques (GWh)	30	40	58	73
Total de la production d'énergie (GWh)	714	599	1 637	1 531
Volumes des services accessoires (GWh) ²	732	737	2 301	2 559
Capacité installée brute (MW)	926	926	926	926
Produits des activités ordinaires				
Actifs hydroélectriques visés par des CAÉ en Alberta – Énergie	28	29	84	70
Actifs hydroélectriques visés par des CAÉ en Alberta – Services accessoires	17	23	74	83
Paiements de capacité reçus en vertu des CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta ³	15	14	43	42
Autres produits des activités ordinaires ⁴	12	12	35	35
Total des produits des activités ordinaires bruts	72	78	236	230
Paiement lié aux CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta, montant net	(32)	(41)	(110)	(103)
Produits des activités ordinaires	40	37	126	127
Combustible et achats d'électricité	3	2	6	5
Marge brute aux fins de comparaison	37	35	120	122
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	8	8	26	27
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	2	3
BAIIA aux fins de comparaison⁵	28	26	92	92
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	1	1	3	2
Entretien d'envergure planifié	1	3	6	5
Total des dépenses d'investissement de maintien	2	4	9	7
Dépenses d'investissement liées à la productivité	1	—	1	—
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	3	4	10	7
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	1	—	2	—
Flux de trésorerie du secteur Hydroélectricité	24	22	80	85

1) Les actifs hydroélectriques assortis de CAÉ en Alberta comprennent 13 centrales hydroélectriques sur les réseaux de Bow River et de North Saskatchewan River en vertu de la réglementation du CAÉ. Les autres centrales hydroélectriques comprennent nos centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique, en Ontario et les centrales hydroélectriques en Alberta qui ne sont pas visées par des CAÉ réglementés.

2) Les services accessoires tels qu'ils sont décrits dans le document Consolidated Authoritative Document Glossary de l'AESO.

3) Les paiements de capacité tiennent compte de la charge au titre de la capacité annuelle, telle qu'elle est décrite dans le règlement Power Purchase Arrangements Determination Regulation AR 175/2000 accessible par l'intermédiaire de l'imprimeur de la Reine du gouvernement de l'Alberta. Le CAÉ vient à échéance en 2020.

4) Les autres produits des activités ordinaires comprennent les produits des activités ordinaires tirés de nos centrales hydroélectriques ne faisant pas l'objet d'un CAÉ, de nos activités de transport et d'autres arrangements contractuels, y compris l'entente visant à réduire les inondations conclue avec le gouvernement de l'Alberta et les services de redémarrage à froid.

5) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons passé en revue le BAIIA aux fins de comparaison pour éliminer les profits (pertes) latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les résultats de 2018 ont été modifiés pour refléter ce changement. Toutefois, cela n'a eu aucune incidence sur le BAIIA aux fins de comparaison du secteur Hydroélectricité.

La production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019 a augmenté respectivement de 115 GWh et 106 GWh, par rapport à celle des périodes correspondantes de 2018, en raison principalement de la hausse des ressources hydrauliques.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019, le total des produits des activités ordinaires bruts a diminué de 6 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2018, en raison des prix défavorables de l'énergie et des services accessoires. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, le total des produits des activités ordinaires bruts a augmenté de 6 millions de dollars, car les prix favorables de l'énergie ont plus que contrebalancé la baisse des produits des services accessoires. Déduction faite du montant net des paiements liés aux CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta, le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019 a été stable par rapport aux périodes correspondantes de 2018.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019, les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité ont diminué de 1 million de dollars, par rapport à celles de la période correspondante de 2018, en raison du calendrier des dépenses d'investissement. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, les dépenses d'investissement de maintien et d'investissement liées à la productivité ont augmenté de 3 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2018, en raison d'une révision générale à nos centrales de Rundle et de Three Sisters.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019, les flux de trésorerie du secteur Hydroélectricité ont augmenté de 2 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2018, en raison principalement du calendrier des dépenses d'investissement. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, les flux de trésorerie ont diminué de 5 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2018, en raison d'une augmentation des travaux d'entretien d'envergure et d'une hausse des frais de démantèlement et de remise en état en 2019.

Commercialisation de l'énergie

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Produits des activités ordinaires et marge brute ¹	36	35	85	44
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	5	4	22	17
BAIIA aux fins de comparaison¹	31	31	63	27
Déduire :				
Provisions et autres	1	(1)	(11)	4
Flux de trésorerie du secteur Commercialisation de l'énergie	30	32	74	23

1) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons passé en revue le BAIIA aux fins de comparaison pour éliminer les profits (pertes) latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les résultats de 2018 ont été modifiés pour refléter ce changement.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019, le BAIIA aux fins de comparaison est comparable à celui de la période correspondante de 2018, en raison des résultats solides pour les deux périodes. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 36 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2018 en raison de solides résultats dans l'ensemble des marchés, et plus particulièrement ceux des marchés de l'ouest et de l'est des États-Unis en raison d'une volatilité élevée soutenue sur l'ensemble des marchés de l'énergie en Amérique du Nord. Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté en raison de l'augmentation des mesures incitatives liées à l'amélioration du rendement. L'équipe du secteur Commercialisation de l'énergie a été en mesure de tirer parti des possibilités d'arbitrage à court terme dans les marchés où nous négocions.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019, les flux de trésorerie du secteur Commercialisation de l'énergie ont été comparables à ceux de la période correspondante de 2018. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, les flux de trésorerie se sont améliorés de 51 millions de dollars en raison de la hausse du BAIIA comparable et d'autres règlements en espèces.

Siège social

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	(17)	(19)	(51)	(59)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	(1)	—	(1)	—
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	—	(2)	—
BAIIA aux fins de comparaison	(18)	(19)	(54)	(59)
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	3	5	8	11
Total des dépenses d'investissement de maintien	3	5	8	11
Dépenses d'investissement liées à la productivité	—	1	—	3
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	3	6	8	14
Paiements au titre des obligations locatives ¹	1	—	3	—
Divers	—	—	(2)	—
Flux de trésorerie du secteur Siège social	(22)	(25)	(63)	(73)

1) Au moment de l'adoption de l'IFRS 16 en 2019, nous avons inscrit les intérêts et paiements sur le capital versés au titre des obligations locatives dans un poste distinct.

Au cours de la période de trois mois close le 30 septembre 2019, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont diminué de 2 millions de dollars en raison de réductions des coûts, en partie contrebalancées par une hausse des frais juridiques. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont diminué de 8 millions de dollars, essentiellement en raison du gain net de 8 millions de dollars réalisé depuis le début de l'exercice sur le swap sur rendement total dans le cadre de nos régimes de paiements fondés sur des actions, des paiements au titre des obligations locatives qui ont été capitalisés au moment de l'adoption de l'IFRS 16 et d'autres réductions de coûts, le tout partiellement contrebalancé par la hausse des frais juridiques. Les pertes sur le swap sur rendement total réalisées aux deuxième et troisième trimestres de 2019 ont contrebalancé en partie le gain réalisé au premier trimestre de 2019. Une partie du montant du règlement de nos régimes de paiements fondés sur des actions est fixé en concluant des swaps sur rendement total, qui sont réglés au comptant tous les trimestres.

Principaux ratios financiers

Les méthodes et les ratios utilisés par les agences de notation pour évaluer nos notes de solvabilité ne sont pas publiés. Nous avons élaboré notre propre définition des ratios et des objectifs pour nous aider à évaluer la solidité de notre situation financière. Ces mesures et ces ratios ne sont pas définis selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à ceux utilisés par d'autres entités ou par des agences de notation. Nous nous attachons à renforcer notre situation financière afin de bénéficier d'une meilleure souplesse à cet égard et visons à atteindre l'ensemble de nos fourchettes cibles.

Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés

	30 septembre 2019	31 décembre 2018
Douze mois clos les		
Fonds provenant des activités d'exploitation ¹	785	927
Déduire : Indemnités de résiliation du CAÉ	(56)	(157)
Ajouter : intérêts sur la dette, les titres échangeables et les obligations locatives, déduction faite du produit d'intérêts et des intérêts incorporés au coût de l'actif	164	174
Fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts	893	944
Intérêts sur la dette, les titres échangeables et les obligations locatives, déduction faite du produit d'intérêts	169	176
Ajouter : 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées	20	20
Intérêts ajustés	189	196
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés (multiple)	4,7	4,8

1) Voir la rubrique «Analyse des résultats financiers consolidés» pour un rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2019 et 2018. Ces montants sont utilisés pour calculer les fonds provenant des activités d'exploitation pour les périodes de douze mois clos, en additionnant les fonds provenant des activités d'exploitation depuis le début de l'exercice concerné et les fonds provenant des activités d'exploitation de 2018, puis en soustrayant les fonds provenant des activités d'exploitation de la période correspondante de l'exercice précédent.

Notre ratio cible au titre des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés est de quatre à cinq fois. Bien que les deux périodes se situent à l'intérieur de notre fourchette cible, le ratio a diminué légèrement au 30 septembre 2019 par rapport à celui au 31 décembre 2018, principalement en raison de la baisse des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts.

Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée

Aux	30 septembre 2019	31 décembre 2018
Fonds provenant des activités d'exploitation ^{1,2}	785	927
Déduire : Indemnités de résiliation du CAÉ ¹	(56)	(157)
Déduire : 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées ¹	(20)	(20)
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés	709	750
Dette à long terme à la fin de la période ³	2 995	3 267
Titres échangeables	325	–
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(326)	(89)
Déduire : capital des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	(10)	(27)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471
Juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette ⁴	(9)	(10)
Dette nette ajustée	3 446	3 612
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée (%)	20,6	20,8

1) Douze derniers mois.

2) Voir la rubrique «Analyse des résultats financiers consolidés» pour un rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2019 et 2018. Ces montants sont utilisés pour calculer les fonds provenant des activités d'exploitation pour les périodes de douze mois clos, en additionnant les fonds provenant des activités d'exploitation depuis le début de l'exercice concerné et les fonds provenant des activités d'exploitation de 2018, puis en soustrayant les fonds provenant des activités d'exploitation de la période correspondante de l'exercice précédent.

3) Comprend les obligations locatives et le financement donnant droit à des avantages fiscaux.

4) Comprise dans les actifs et passifs de gestion du risque des états financiers consolidés au 30 septembre 2019 et au 31 décembre 2018.

Notre fourchette cible pour le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée est de 20 % à 25 %. Le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée a diminué en raison d'une baisse des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés par rapport à ceux de 2018, en partie contrebalancée par une baisse de la dette nette ajustée.

Dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ajusté

Aux	30 septembre 2019	31 décembre 2018
Dette à long terme à la fin de la période ¹	2 995	3 267
Titres échangeables	325	–
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(326)	(89)
Déduire : capital des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	(10)	(27)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471
Juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette ²	(9)	(10)
Dette nette ajustée	3 446	3 612
BAIIA aux fins de comparaison ^{3,4}	1 002	1 152
Déduire : Indemnités de résiliation du CAÉ	(56)	(157)
BAIIA aux fins de comparaison ajusté^{3,4}	946	995
Dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison^{3,4} (multiple)	3,6	3,6

1) Comprend les obligations locatives et le financement donnant droit à des avantages fiscaux.

2) Comprise dans les actifs ou les passifs de gestion du risque des états financiers consolidés résumés au 30 septembre 2019 et au 31 décembre 2018.

3) Douze derniers mois.

4) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons passé en revue le BAIIA aux fins de comparaison pour éliminer les profits (pertes) latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les résultats de 2018 ont été modifiés pour refléter ce changement.

Notre ratio cible au titre de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ajusté est de 3,0 à 3,5 fois. Le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison est demeuré stable par rapport à celui de 2018, la baisse du BAIIA aux fins de comparaison ajusté ayant été en partie contrebalancée par une baisse de la dette nette ajustée.

Dette nette déconsolidée sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé

En plus d'examiner les résultats et les ratios entièrement consolidés, la direction examine la dette nette sur le BAIIA aux fins de comparaison ajusté de manière déconsolidée, afin de mettre en évidence la souplesse financière de TransAlta, la solidité de son bilan et son levier financier en excluant la partie de TransAlta Renewables et de TransAlta Cogeneration L.P («TA Cogen») que TransAlta ne détient pas. Ces mesures et ces ratios ne sont pas définis selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à ceux utilisés par d'autres entités ou par des agences de notation.

	30 septembre 2019	31 décembre 2018
Dettes à long terme à la fin de la période ¹	2 995	3 267
Titres échangeables	325	—
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(326)	(89)
Déduire : capital des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	(10)	(27)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471
Juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette ²	(9)	(10)
Déduire : dette nette à long terme de TransAlta Renewables	(916)	(932)
Déduire : financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis ³	(24)	(28)
Dettes nettes déconsolidées	2 506	2 652
BAlIA aux fins de comparaison ^{4,5}	1 002	1 152
Déduire : indemnités de résiliation de CAÉ ⁴	(56)	(157)
Déduire : BAlIA aux fins de comparaison de TransAlta Renewables ⁴	(447)	(430)
Déduire : BAlIA aux fins de comparaison de TA Cogen ⁴	(113)	(181)
Ajouter : Dividendes provenant de TransAlta Renewables ⁴	151	151
Ajouter : Dividendes provenant de TA Cogen ⁴	57	86
BAlIA aux fins de comparaison déconsolidé^{4,5}	594	621
Dettes nettes déconsolidées sur le BAlIA aux fins de comparaison déconsolidé^{4,5} (multiple)	4,2	4,3

1) Comprend les obligations locatives et le financement donnant droit à des avantages fiscaux.

2) Comprise dans les actifs ou les passifs de gestion du risque des états financiers consolidés résumés au 30 septembre 2019 et au 31 décembre 2018.

3) Concerne des actifs dans lesquels TransAlta Renewables détient des participations financières.

4) Douze derniers mois.

5) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons passé en revue le BAlIA aux fins de comparaison pour éliminer les profits (pertes) latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les résultats de 2018 ont été modifiés pour refléter ce changement.

Notre ratio cible au titre de la dette nette déconsolidée sur le BAlIA aux fins de comparaison déconsolidé est de 2,5 à 3,0 fois d'ici la fin de 2021. Le ratio de la dette nette déconsolidée sur le BAlIA aux fins de comparaison déconsolidé est demeuré stable par rapport à celui de 2018, la baisse de la dette nette déconsolidée ayant été contrebalancée par la baisse du BAlIA aux fins de comparaison déconsolidé.

Fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés

Au cours du troisième trimestre de 2019, la Société a mis en œuvre une nouvelle politique en matière de dividendes qui a pour objectif de retourner aux actionnaires de 10 % à 15 % des fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés de TransAlta en harmonisant les rendements aux actionnaires avec les actifs détenus directement par TransAlta. Cette mesure n'est pas définie selon les IFRS et pourrait ne pas être comparable à celles utilisées par d'autres entités ou par des agences de notation. Les fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019 sont comme suit :

	Trois mois clos le 30 septembre 2019			Trois mois clos le 30 septembre 2018		
	TransAlta - Consolidés	TransAlta Renewables	TransAlta - Déconsolidés	TransAlta - Consolidés	TransAlta Renewables	TransAlta - Déconsolidés
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	328	75		159	78	
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(92)	(26)		29	(16)	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	236	49		188	62	
<i>Ajustements :</i>						
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	7	–		15	–	
Produits financiers et produits d'intérêts – participations financières	–	(9)		–	(29)	
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés – participations financières	–	34		–	43	
Divers	1	–		1	–	
Fonds provenant des activités d'exploitation	244	74	170	204	76	128
Dividendes provenant de TransAlta Renewables			38			37
Distributions à TA Cogen			(12)			(23)
Déduire : indemnités de résiliation de CAÉ			(56)			–
Fonds provenant des activités d'exploitation de TransAlta déconsolidés			140			142

	Neuf mois clos le 30 septembre 2019			Neuf mois clos le 30 septembre 2018		
	TransAlta - Consolidés	TransAlta Renewables	TransAlta - Déconsolidés	TransAlta - Consolidés	TransAlta Renewables	TransAlta - Déconsolidés
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	668	258		688	282	
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(122)	(48)		(25)	(15)	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	546	210		663	267	
<i>Ajustements :</i>						
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	19	–		44	–	
Produits financiers et produits d'intérêts – participations financières	–	(48)		–	(125)	
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés – participations financières	–	107		–	116	
Divers	3	–		3	–	
Fonds provenant des activités d'exploitation	568	269	299	710	258	452
Dividendes provenant de TransAlta Renewables			113			113
Distributions à TA Cogen			(33)			(62)
Déduire : Indemnités de résiliation du CAÉ			(56)			(157)
Fonds provenant des activités d'exploitation de TransAlta déconsolidés			323			346

Croissance stratégique et transformation de l'entreprise

Plan d'investissement dans l'énergie propre

Le 16 septembre 2019, TransAlta a annoncé son plan d'investissement dans l'énergie propre, qui comprend la conversion de ses centrales alimentées au charbon existantes en Alberta en centrales alimentées au gaz naturel et l'avancement de sa position de chef de file dans les domaines de la production décentralisée et de l'énergie renouvelable. Dans le cadre de ce plan, TransAlta cherche actuellement à exploiter de nouvelles possibilités dont la valeur totalise jusqu'à 1,9 milliard de dollars environ, dont des projets d'énergies renouvelables d'une valeur d'environ 800 millions de dollars sont déjà en cours de construction.

Le plan de TransAlta prévoit la conversion au gaz, en 2020 et 2021, de trois de ses centrales thermiques existantes en Alberta en remplaçant leurs brûleurs à charbon actuels par des brûleurs au gaz naturel. La Société progresse aussi en vue d'obtenir les permis visant la conversion d'une ou, si possible, deux de ses centrales en centrales au gaz naturel à cycle combiné très efficaces. Les faits saillants de ces investissements dans la conversion au gaz sont les suivants :

- positionnement du portefeuille de TransAlta en tant que producteur à faible coût dans le marché fondé sur l'énergie seulement en Alberta;
- réalisation de rendements attrayants en tirant parti des infrastructures existantes de la Société;
- prolongation considérable de la durée d'utilité et des flux de trésorerie des centrales thermiques en Alberta;
- réduction considérable des émissions atmosphériques et des coûts.

Le plan d'investissement dans l'énergie propre de la Société comprend aussi les quatre projets de parc éolien actuellement en construction aux États-Unis et en Alberta et une centrale de cogénération. Ces projets s'appuient sur des CAÉ à long terme avec des contreparties très solvables.

Le plan d'investissement dans l'énergie propre sera financé par la trésorerie obtenue plus tôt cette année par l'entremise de l'investissement stratégique auprès d'un membre de Brookfield Renewable Partners, les fonds provenant des activités d'exploitation et le capital tiré de TransAlta Renewables.

Conversions du charbon au gaz

Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons émis un ordre d'exécution limité pour la conversion du charbon au gaz de l'unité 6 de la centrale de Sundance et le 4 juillet 2019, nous avons émis un ordre d'exécution complet pour cette unité. Nous visons à terminer la conversion de l'unité 6 de la centrale de Sundance d'ici le deuxième semestre de 2020. Au cours du troisième trimestre, nous avons émis des ordres d'exécution limités pour l'unité 2 de la centrale de Keephills, et comptons émettre des ordres d'exécution limités pour l'unité 3 de la centrale de Keephills plus tard en 2019 et des ordres d'exécution complets pour ces unités respectivement plus tard en 2019 et au début de 2020. Nous prévoyons terminer la conversion de ces unités en 2021 et 2022. Le coût de conversion devrait être d'environ 30 à 35 millions de dollars par unité. En 2019, nous prévoyons engager des dépenses se situant entre 30 millions de dollars et 40 millions de dollars pour maximiser notre capacité de cogénération du gaz de manière plus cohérente à une capacité nominale de 30 %, et poursuivre notre stratégie de conversion de centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz.

Rééquipement de centrales converties à cycle combiné

Nous sommes en processus d'obtention de permis pour le rééquipement des turbines à vapeur à l'unité 5 de la centrale de Sundance et à l'unité 1 de la centrale de Keephills par l'installation d'une ou plusieurs turbines à combustion et des générateurs de vapeur à récupération de chaleur, créant ainsi des unités à cycle combiné très efficaces. Le rééquipement devrait coûter 40 % moins cher qu'une nouvelle installation à cycle combiné, tout en produisant un rendement thermique similaire.

Ces unités serviront à la cogénération jusqu'à leur rééquipement ou seront potentiellement entièrement converties au gaz par la transformation de leur chaudière, ce qui réduirait les émissions de carbone de manière considérable. Le plan suppose qu'il n'y a aucun retard, qui pourrait découler de contraintes réglementaires ou autres, dans l'obtention des provisions de gaz naturel nécessaires.

Le 30 octobre 2019, TransAlta a fait l'acquisition de deux turbines à gaz de catégorie F Siemens de 230 MW et de matériel connexe pour 84 millions de dollars. Ces turbines seront redéployées à la centrale de Sundance dans le cadre de la stratégie de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance pour en faire une unité à cycle combiné très efficace. La Société prend en charge, avec Shell Energy North America (Canada), les CAÉ conditionnels non liés aux unités à long terme portant sur la capacité et la production d'énergie, y compris le transfert des coûts liés aux GES, à compter de la fin de 2023. Nous comptons émettre des ordres d'exécution limités en 2020 et des ordres d'exécution complets en 2021 pour l'unité 5 de la centrale de Sundance, avec une date prévue de mise

en service en 2023. L'unité 5 à cycle combiné rééquipée de la centrale de Sundance, qui aura une capacité d'environ 730 MW, devrait coûter entre 750 millions de dollars et 770 millions de dollars, ce qui est bien inférieur au coût d'aménagement d'un projet de centrale à cycle combiné. Parallèlement à l'obtention de permis pour l'unité 5 de la centrale de Sundance, nous avons aussi un processus d'obtention de permis pour l'unité 1 de la centrale de Keephills afin de maintenir l'option de rééquiper l'unité 1 en unité à cycle combiné, en fonction des données fondamentales du marché.

Partenariat pour le gazoduc Pioneer

Le 17 décembre 2018, la Société a exercé son option d'acquérir une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer. Au cours du deuxième trimestre de 2019, le gazoduc Pioneer a transporté du gaz pour la première fois, quatre mois plus tôt que prévu, jusqu'aux unités de production des centrales de Sundance et de Keephills de TransAlta. Le gazoduc Pioneer avait initialement un débit d'environ 50 Mpi³/jour de gaz naturel durant la phase de démarrage au cours de laquelle les débits initiaux ont fluctué selon les conditions du marché. Le gazoduc Pioneer a atteint un débit ferme d'environ 130 Mpi³/jour de gaz naturel à compter du 1^{er} novembre 2019. Tidewater et TransAlta détiennent chacune une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer, qui est appuyée par une convention d'achat ferme d'une durée de 15 ans de TransAlta au taux du marché. Ce projet a représenté pour TransAlta un investissement d'environ 100 millions de dollars, y compris l'infrastructure connexe.

Projet de centrale de cogénération de Kaybob

Le 1^{er} octobre 2019, TransAlta et SemCAMS ont annoncé avoir conclu des ententes définitives portant sur l'aménagement, la construction et l'exploitation d'une nouvelle centrale de cogénération à l'usine de traitement de gaz acide numéro 3 de Kaybob South. La centrale de Kaybob est stratégiquement située dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et accepte la production de gaz naturel provenant des formations de Montney et de Duvernay. TransAlta construira la centrale de cogénération qui sera détenue, exploitée et entretenue conjointement avec SemCAMS. Les dépenses d'investissement de la nouvelle centrale de cogénération devraient se situer entre 105 millions de dollars et 115 millions de dollars et le projet devrait générer un BAIIA annuel d'environ 18 millions de dollars. TransAlta sera responsable de toutes les dépenses d'investissement pendant la construction et, sous réserve du respect de certaines conditions, SemCAMS achètera une participation de 50 % dans la nouvelle centrale de cogénération à la date de mise en service, qui est prévue pour la fin de 2021.

La centrale de cogénération très efficace aura une capacité installée de 40 MW. La totalité de la production de vapeur et environ la moitié de la production d'électricité ira à SemCAMS aux termes d'un contrat à prix fixe de 13 ans. Le reste de la production d'électricité sera vendu sur le marché de l'électricité de l'Alberta par TransAlta. L'entente prévoit une prolongation automatique de sept ans, sous réserve de certains droits de résiliation. La mise en valeur de la centrale de cogénération à l'usine numéro 3 de Kaybob South éliminera le besoin d'utiliser des chaudières traditionnelles et réduira les émissions annuelles de carbone de l'exploitation d'environ 100 000 tonnes d'équivalent en dioxyde de carbone («éq.CO₂»), ce qui équivaut au retrait de 20 000 véhicules des routes albertaines.

Projets de parc éolien aux États-Unis

Le 20 février 2018, TransAlta Renewables a annoncé avoir conclu une entente visant l'acquisition de participations dans deux projets de parc éolien prêts à construire aux États-Unis. Les travaux de construction des projets sont en cours. Les projets de parc éolien consistent en : i) un projet de 90 MW situé en Pennsylvanie faisant l'objet d'un CAÉ de 15 ans avec Microsoft Corp. («Big Level»); et ii) un projet de 29 MW situé au New Hampshire faisant l'objet de deux CAÉ de 20 ans («Antrim») (collectivement les «projets de parc éolien aux États-Unis»), avec des contreparties détenant des notes de crédit de Standard & Poor's d'au moins A+.

Le 28 mars 2019, les conditions de clôture relatives à l'acquisition d'Antrim ont été finalisées et la filiale de TransAlta a acquis le projet de parc éolien. Les estimations de coûts pour les projets de parc éolien aux États-Unis ont été réévaluées et se situent entre 250 millions de dollars américains et 270 millions de dollars américains (y compris la charge d'intérêts incorporés dans le coût de l'actif), principalement en raison de l'incidence des travaux de construction et des conditions météorologiques ainsi que des coûts d'interconnexion plus élevés. TransAlta Renewables financera ces coûts en acquérant des actions privilégiées supplémentaires émises par une filiale de TransAlta ou en souscrivant des billets à ordre portant intérêt émis par l'entité responsable du projet. Le produit de l'émission de ces actions privilégiées ou de ces billets sera utilisé exclusivement dans le cadre de l'acquisition et de la construction des projets de parc éolien aux États-Unis. TransAlta Renewables financera ces coûts d'acquisition et de construction à même ses liquidités existantes et au moyen de financement donnant droit à des avantages fiscaux. Les travaux de montage et de mise en service des éoliennes vont bon train aux deux parcs. Big Level et Antrim devraient tous deux être entièrement fonctionnels durant le quatrième trimestre de 2019. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Projet éolien Windrise

Le 17 décembre 2018, le projet de parc éolien Windrise de 207 MW a été choisi par l'AESO comme l'un des trois projets retenus lors de la troisième ronde du programme d'électricité renouvelable. TransAlta et l'AESO ont conclu un accord de soutien pour l'électricité renouvelable d'une durée de 20 ans. Le projet Windrise est situé sur un terrain de 11 000 acres dans le comté de Willow Creek, en Alberta, et devrait coûter entre 270 millions de dollars et 285 millions de dollars. Les travaux d'aménagement vont bon train, tout comme le processus d'obtention de permis, et le parc devrait entrer en service, comme prévu, au cours du premier semestre de 2021.

Projet WindCharger

Au cours du premier trimestre de 2019, TransAlta a approuvé le projet WindCharger, un projet novateur de stockage d'énergie d'une capacité de 10 MW à 20 MW. WindCharger est situé dans le sud de l'Alberta dans le district municipal de Pincher Creek, à côté du poste se rapportant au parc éolien Summerview de TransAlta. WindCharger stockera l'énergie produite par le parc éolien de Summerview II à proximité et la déchargera dans le réseau électrique de l'Alberta en période de pointe de la demande. Ce projet devrait être la toute première installation de stockage à batteries à grande échelle en Alberta et bénéficiera du cofinancement de l'organisme Emissions Reduction Alberta. Les demandes d'approbation réglementaire, dont une visant les installations, ont été déposées auprès de l'Alberta Utilities Commission, et les autorisations devraient être reçues au cours du quatrième trimestre de 2019. TransAlta est en train d'achever les travaux de conception détaillée et d'ingénierie et d'acheter de l'équipement à long délai d'approvisionnement. Le début des travaux de construction est prévu pour mars 2020 et la mise en service commerciale, au cours du premier semestre de 2020. Le coût total prévu du projet pour TransAlta se situe entre 7 millions de dollars et 8 millions de dollars.

Projet éolien Skookumchuck

Le 12 avril 2019, TransAlta a signé une entente avec Southern Power portant sur l'acquisition d'une participation de 49 % dans la centrale éolienne Skookumchuck, centrale de 136,8 MW actuellement en construction, située dans les comtés de Lewis et Thurston, à proximité de la centrale Centralia, dans l'État de Washington. Le projet dispose d'un CAÉ de 20 ans avec Puget Sound Energy. TransAlta effectuera son investissement lorsque la centrale entrera en exploitation, ce qui est prévu pour le premier trimestre de 2020. La participation de 49 % que TransAlta détient dans la totalité de l'investissement en immobilisation devrait se situer entre 150 millions de dollars et 160 millions de dollars.

Projet Greenlight

Le projet Greenlight est un programme pluriannuel pour transformer la stratégie de la Société et sa mise en œuvre. Les unités fonctionnelles se concentrent à la fois sur l'amélioration des flux de trésorerie et sur la façon dont la Société offre une valeur durable. Dans le cadre de ce programme, nous avons réalisé des projets qui ont rehaussé notre rendement en améliorant l'efficacité de la production et les tarifs de chauffage, en réduisant les coûts du combustible, en abaissant les émissions de GES et les coûts d'exploitation et d'entretien, en optimisant nos dépenses d'investissement, en évitant de nouveaux coûts, en réduisant les frais généraux et les coûts de financement, en améliorant notre fonds de roulement, en monétisant des actifs, en simplifiant les procédés et en réalisant des gains d'efficacité.

Le succès de ce projet a apporté la souplesse financière nécessaire pour de nouveaux investissements, et, au fur et à mesure que nous progressons dans nos plans en vue d'intégrer ce processus de transformation à nos activités, nous prévoyons continuer à réaliser une valeur nouvelle grâce à l'innovation et à l'amélioration des processus.

Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture

Journée des investisseurs

Le 16 septembre 2019, TransAlta a tenu la Journée des investisseurs de 2019 au cours de laquelle elle a annoncé son plan d'investissement dans l'énergie propre. Voir la rubrique «Croissance stratégique et transformation de l'entreprise» du présent rapport de gestion pour en savoir plus.

En outre, la Société a annoncé qu'elle avait adopté, en se fondant sur les flux de trésorerie déconsolidés au niveau de TransAlta, un ratio cible au titre de la dette déconsolidée sur le BAIIA déconsolidé de 2,5 à 3,0 fois et une politique en matière de dividendes consistant à retourner aux porteurs d'actions ordinaires entre 10 % et 15 % des fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés de TransAlta. Les mesures de crédit et la politique en matière de dividendes sont présentées sur une base déconsolidée, ce qui permet aux investisseurs de comprendre de quelle façon les dividendes reçus de TransAlta Renewables et de TA Cogen sont retournés ou investis pour les actionnaires de TransAlta. Voir la rubrique «Principaux ratios financiers» du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements.

Résiliation des contrats d'achat d'électricité avec le Balancing Pool liés à la centrale de Sundance en Alberta

Le 18 septembre 2017, la Société a reçu un avis officiel du Balancing Pool de son intention de résilier les CAÉ liés aux unités B et C de la centrale de Sundance le 31 mars 2018. Cette annonce était attendue et la Société a pris des mesures pour reprendre le contrôle de la répartition des unités à compter du 31 mars 2018.

Aux termes d'une entente écrite, le Balancing Pool a versé à la Société environ 157 millions de dollars le 29 mars 2018. La Société a contesté l'indemnité de résiliation reçue. Le Balancing Pool ne tenait pas compte de certains actifs miniers et autres actifs qui auraient dû être inclus dans le calcul de la valeur comptable nette. Le 26 août 2019, la Société a annoncé qu'elle avait obtenu gain de cause en arbitrage et reçu le plein montant qu'elle cherchait à obtenir, c'est-à-dire 56 millions de dollars, plus la TPS et les intérêts.

TransAlta et Capital Power échangent leurs participations hors exploitation dans l'unité 3 de la centrale de Keephills et l'unité 3 de la centrale de Genesee

Le 1^{er} octobre 2019, la Société a conclu avec Capital Power Corporation («Capital Power») la transaction portant sur l'échange de la participation de 50 % que TransAlta détient dans l'unité 3 de la centrale de Genesee contre la participation de 50 % que Capital Power détient dans l'unité 3 de la centrale de Keephills. Par suite de cet échange, TransAlta détient à 100 % l'unité 3 de la centrale de Keephills et Capital Power détient à 100 % l'unité 3 de la centrale de Genesee.

L'unité 3 de Keephills est une centrale alimentée au charbon d'une capacité de 463 MW, située à environ 70 kilomètres à l'ouest d'Edmonton, en Alberta, et adjacente aux unités 1 et 2 existantes de Keephills détenues par TransAlta. L'unité 3 de Keephills a commencé ses activités commerciales en 2011 et a été choisie par TransAlta comme une candidate pour ses projets de conversion du charbon au gaz.

Les prix d'achat de chacune des participations hors exploitation se compensent en grande partie, donnant lieu au versement par Capital Power d'un paiement de 10 millions de dollars à TransAlta, sous réserve de règlements liés au fonds de roulement. Les ajustements d'égalisation et les règlements finaux relativement au fonds de roulement auront lieu dans les 90 jours suivant la date de clôture.

La Société a adopté par anticipation les modifications apportées à l'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises*, qui introduisent un test facultatif de concentration de la juste valeur, que la Société a choisi d'appliquer à l'acquisition de sa participation hors exploitation dans l'unité 3 de la centrale de Keephills. Par conséquent, à la clôture de la transaction le 1^{er} octobre 2019, l'acquisition a été comptabilisée comme une acquisition d'actifs et le prix d'achat de 301 millions de dollars a été attribué de la façon suivante : fonds de roulement, 11 millions de dollars; immobilisations corporelles, 308 millions de dollars; autres actifs, 3 millions de dollars; autres passifs, 2 millions de dollars; provisions pour frais de démantèlement et autres provisions, 19 millions de dollars.

Au 30 septembre 2019, la Société a reclassé les actifs et les passifs liés au groupe destiné à être cédé de l'unité 3 de la centrale de Genesee, lesquels comprennent essentiellement un fonds de roulement, des immobilisations corporelles, des immobilisations

incorporelles et une provision pour frais de démantèlement et autres provisions, comme des actifs et passifs détenus en vue de la vente à l'état de la situation financière.

Changements à la direction

Le 8 août 2019, le conseil d'administration a nommé John Kousinioris au poste de chef de l'exploitation de TransAlta Corporation. Auparavant, M. Kousinioris a assumé les rôles de chef des services juridiques et, plus récemment, de chef de la croissance de TransAlta. Avant cette promotion, il était responsable de la surveillance des services du développement commercial, des opérations des gaz et énergies renouvelables, de la commercialisation et de la commercialisation de l'énergie.

Le 17 mai 2019, la Société a annoncé la promotion de Todd Stack au poste de chef des finances. M. Stack, qui occupait le poste de directeur général et contrôleur de la Société depuis février 2017, était responsable de la direction et de l'orientation des activités financières, de la comptabilité d'entreprise, des rapports, de la fiscalité et de la planification de TransAlta.

Depuis son arrivée à TransAlta en 1990, M. Stack a agi à titre de trésorier et de contrôleur de la Société, en plus de faire partie de l'équipe de développement de l'entreprise qui examine les nouvelles possibilités et les occasions d'acquisition. Avant de se joindre à l'équipe des finances de TransAlta, M. Stack a occupé un certain nombre de postes au sein de l'équipe d'ingénierie, notamment en conception, en exploitation et en gestion de projet.

Investissement stratégique de Brookfield

Le 25 mars 2019, la Société a annoncé qu'elle avait conclu une convention aux termes de laquelle Brookfield investira 750 millions de dollars dans TransAlta («convention d'investissement»). Cet investissement procure la souplesse financière qui permettra à TransAlta de poursuivre sa transition afin que, d'ici 2025, la totalité de sa production provienne d'énergie propre, reconnaît la valeur anticipée future des actifs hydroélectriques que TransAlta détient en Alberta, et accélère la réalisation du plan de la Société de distribuer des capitaux à ses actionnaires.

En vertu de la convention, Brookfield a accepté d'investir 750 millions de dollars dans TransAlta par l'entremise de l'achat de titres échangeables contre une participation dans les capitaux propres des actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta dans le futur, dont la valeur sera établie en fonction d'un multiple du BAIIA futur généré par les actifs hydroélectriques en Alberta.

Le 1^{er} mai 2019, Brookfield a investi une première tranche de 350 millions de dollars en échange de débentures subordonnées non garanties portant intérêt à 7 % échéant le 1^{er} mai 2039. La seconde tranche de 400 millions de dollars sera investie en octobre 2020 en échange d'une nouvelle série d'actions privilégiées de premier rang rachetables, sous réserve de la satisfaction de certaines conditions préalables.

Au moment de la conclusion de la convention d'investissement et conformément aux modalités de la convention, la Société a payé à Brookfield des frais de structuration de 7,5 millions de dollars. Une commission d'engagement de 15 millions de dollars a été versée à la réception du premier déboursement. Ces coûts de transaction ont été comptabilisés dans la valeur comptable des débentures.

En outre, sous réserve des exceptions indiquées dans la convention d'investissement, Brookfield s'est engagée à acheter des actions ordinaires de TransAlta sur le marché libre de manière à porter sa participation dans la Société à au moins 9 % à la clôture de la période prescrite d'achat d'actions, Brookfield n'étant cependant pas tenue d'acheter des actions ordinaires à un prix supérieur à 10 \$ l'action. Lors de l'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires de 2019, les actionnaires de TransAlta ont élu deux administrateurs chevronnés de Brookfield, Harry Goldgut et Richard Legault, au sein du conseil d'administration de la Société. TransAlta et Brookfield comptent travailler ensemble pour compléter la transition de TransAlta vers la production d'énergie propre, maximiser la valeur des actifs hydroélectriques en Alberta et créer une valeur à long terme pour les actionnaires.

TransAlta a indiqué qu'elle entend rembourser jusqu'à 250 millions de dollars en capital aux actionnaires au moyen de rachats d'actions au cours des trois prochaines années.

Offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités

Le 27 mai 2019, la Société a annoncé que la Bourse de Toronto a accepté l'avis déposé par la Société en vue de mettre en œuvre une offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités («OPRA») pour une partie de ses actions ordinaires («actions ordinaires»). Dans le cadre de l'OPRA, la Société peut racheter jusqu'à concurrence de 14 000 000 d'actions ordinaires, soit environ

4,92 % des actions ordinaires émises et en circulation au 27 mai 2019. Aux termes de l'OPRA, les actions devraient être rachetées sur le marché libre à la Bourse de Toronto ainsi que sur toute autre plateforme de négociation canadienne sur laquelle les actions ordinaires sont négociées, au cours en vigueur. Les actions ordinaires rachetées dans le cadre de l'OPRA seront annulées.

La période au cours de laquelle TransAlta est autorisée à effectuer des rachats dans le cadre de l'OPRA a commencé le 29 mai 2019 et se termine le 28 mai 2020 ou à toute date antérieure à laquelle le nombre maximal d'actions ordinaires auront été rachetées en vertu de l'OPRA ou à laquelle l'OPRA prendra fin, au choix de la Société.

En vertu des règles de la Bourse de Toronto, un maximum de 176 447 actions ordinaires (soit 25 % du volume de transactions quotidien moyen de 705 788 actions ordinaires à la Bourse de Toronto pour la période de six mois close le 30 avril 2019) peuvent être rachetées à la Bourse de Toronto n'importe quel jour de Bourse dans le cadre de l'OPRA, sous réserve de la possibilité d'effectuer une acquisition en bloc excédant le maximum quotidien par semaine civile.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, la Société a racheté et annulé 3 133 200 actions ordinaires à un prix moyen de 8,57 \$ l'action, pour un coût total de 27 millions de dollars. Se reporter à la note 15 des états financiers consolidés résumés intermédiaires au 30 septembre 2019 et pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes à cette date pour de plus amples renseignements.

Mise à l'arrêt d'unités de la centrale de Sundance

Le 8 mars 2019, la Société a annoncé que l'Alberta Electric System Operator («AESO») avait accordé une prolongation de la mise à l'arrêt des unités 3 et 5 de la centrale de Sundance, dont la mise à l'arrêt, initialement prévue jusqu'au 1^{er} avril 2020, est désormais prolongée jusqu'au 1^{er} novembre 2021. Ces prolongations ont été demandées par TransAlta en se fondant sur son évaluation des prix du marché et des conditions du marché. TransAlta a la possibilité de remettre l'une ou l'autre de ces unités en service en donnant un préavis de trois mois à l'AESO.

Acquisition de deux projets de parc éolien aux États-Unis

Au cours du troisième trimestre de 2019, des filiales de TransAlta ont conclu des ententes définitives avec une partie externe en vue d'un financement donnant droit à des avantages fiscaux prévu dans les projets de parc éolien Big Level et Antrim. Le financement total devrait se situer environ entre 125 millions de dollars américains et 135 millions de dollars américains, y compris un premier déboursement, respectivement d'environ 35 millions de dollars américains et 90 millions de dollars américains, versé à la mise en service des projets de parc éolien Antrim et Big Level, sous réserve des conditions habituelles. Le financement donnant droit à des avantages fiscaux sera classé à titre de dette à long terme à l'état de la situation financière.

Au cours des neuf premiers mois de 2019, TransAlta Renewables a financé des coûts de construction de 93 millions de dollars (69 millions de dollars américains) pour les projets de parc éolien aux États-Unis. Le 28 mars 2019, les conditions de clôture relatives à l'acquisition d'Antrim ont été finalisées et la Société a acquis le projet de parc éolien pour une contrepartie en trésorerie totalisant 24 millions de dollars et le règlement du solde de l'encours du prêt à recevoir de 41 millions de dollars. En conséquence, la Société a comptabilisé 50 millions de dollars au titre d'actifs en construction dans les immobilisations corporelles et 15 millions de dollars dans les immobilisations incorporelles. La Société a également payé la dernière retenue de garantie de 7 millions de dollars (5 millions de dollars américains) pour le projet de parc éolien Big Level, exigible à la clôture de l'acquisition d'Antrim. À la conclusion de l'acquisition d'Antrim, TransAlta Renewables a financé des coûts de construction supplémentaires de 70 millions de dollars (52 millions de dollars américains) en souscrivant un billet à ordre portant intérêt émis par l'entité mettant en œuvre le projet.

Se reporter à la rubrique «Croissance stratégique et transformation de l'entreprise» du présent rapport de gestion pour des mises à jour sur les projets en cours. Se reporter à la note 4 des états financiers consolidés annuels audités de notre rapport annuel de 2018 et à la note 3 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 septembre 2019 et pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes à cette date pour une description des événements importants qui ont eu une incidence sur les résultats de l'exercice précédent et de l'exercice en cours.

Nouveautés en matière de réglementation

Se reporter à la rubrique «Réglementation régionale et conformité» de notre rapport de gestion annuel de 2018 pour obtenir des détails qui complètent les événements récents analysés ci-après.

Gouvernement fédéral du Canada

Règlement applicable aux grands émetteurs de gaz à effet de serre

La *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* est entrée en vigueur le 21 juin 2018. En vertu de cette loi, le gouvernement fédéral canadien a instauré un prix national sur les émissions de gaz à effet de serre («GES»). Le prix a débuté à 20 \$ la tonne d'équivalent en dioxyde de carbone («éq. CO₂») pour les émissions en 2019 et augmentera de 10 \$ par année, pour atteindre 50 \$ la tonne en 2022.

Taxe carbone

Le 1^{er} janvier 2019, le mécanisme de «filet de sécurité» de la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* est entré en vigueur pour les grands émetteurs dans les provinces et territoires qui n'ont pas mis en œuvre de programme indépendant de tarification du carbone ou dont le programme existant n'était pas jugé équivalent au système fédéral – Ontario, Manitoba, Nouveau-Brunswick, Saskatchewan, Île-du-Prince-Édouard, Yukon et Nunavut.

Ce mécanisme comporte deux volets : une taxe carbone pour les petits émetteurs et une réglementation pour les grands émetteurs appelée le système de tarification fondé sur le rendement («STFR»). La taxe carbone fixe un prix du carbone par tonne d'émissions de GES liées aux carburants de transport, aux combustibles de chauffage et aux autres petites sources d'émissions. Le STFR est une norme basée sur l'intensité selon laquelle les grands émetteurs doivent respecter une norme de rendement d'intensité des émissions par unité de production propre à un secteur. Si l'intensité des émissions de la centrale est inférieure ou supérieure à la norme de rendement, la centrale générera des crédits de carbone ou des obligations en matière de carbone correspondant à la différence entre la norme de rendement de l'industrie et l'intensité des émissions de la centrale réglementée.

Les règlements définitifs concernant le STFR ont été publiés le 28 juin 2019. TransAlta exerce actuellement ses activités selon ce système en Ontario.

Norme sur les combustibles propres

En 2016, le gouvernement du Canada a annoncé son intention de consulter pour l'élaboration d'une Norme sur les combustibles propres («NCP») afin de réduire les émissions de GES en accroissant l'utilisation de combustibles, de sources d'énergie et de technologies à plus faible teneur en carbone au Canada. L'objectif de la NCP est de réaliser des réductions annuelles de 30 mégatonnes des émissions de GES d'ici 2030. La NCP établirait séparément les exigences relatives à l'intensité du cycle de vie du carbone pour les combustibles liquides, gazeux et solides qui servent à alimenter les transports de même que dans l'industrie et les bâtiments. En vertu de la politique proposée, le charbon brûlé dans des installations visées par la réglementation sur la production d'électricité à partir de charbon sera exempté de l'application du règlement. Le gaz naturel utilisé pour la production d'électricité devrait actuellement être inclus dans les combustibles gazeux.

Les consultations sur les combustibles gazeux ont commencé en 2019 et se poursuivront jusqu'en 2020. Le projet de règlement sur les combustibles gazeux sera publié à la fin de 2020 et le règlement définitif devrait être publié en 2021. On s'attend actuellement à ce que le règlement sur les combustibles gazeux entre en vigueur d'ici 2023. TransAlta continue de participer au processus de consultation.

Alberta

Règlement applicable aux grands émetteurs de gaz à effet de serre

Le 1^{er} janvier 2018, le gouvernement de l'Alberta est passé du règlement Specified Gas Emitters Regulation à un nouveau règlement intitulé Carbon Competitiveness Incentives Regulation («CCIR»). En vertu du règlement CCIR, la conformité réglementaire est passée d'une norme de conformité propre à une centrale à une norme de conformité relative au rendement d'un produit ou d'un secteur.

Le 16 avril 2019, le Parti conservateur uni a remporté les élections provinciales tenues en Alberta pour former un gouvernement majoritaire. Le Parti conservateur uni s'est engagé à délaissier le règlement CCIR pour adopter un nouveau programme intitulé Technology Innovative Emissions Reduction («TIER»), qui devrait entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2020.

Dans le cadre du programme TIER proposé, les grands émetteurs qui émettent plus de 100 000 tonnes d'éq. CO₂ par année seront visés par le règlement et les émetteurs dont les émissions annuelles se situent entre 10 000 et 100 000 tonnes d'éq. CO₂ pourront choisir d'y adhérer. Pour le secteur de l'électricité, comme c'est le cas du règlement CCIR, le TIER correspond à une norme de carbone fondée sur l'intensité dans le cadre de laquelle les obligations en matière d'émissions sont évaluées en fonction des tonnes de carbone par MWh. Les entités couvertes du secteur de l'électricité devront respecter une norme d'intensité comparable à la meilleure norme pour le gaz, qui devrait être la même que celle du règlement CCIR, à 370 tonnes d'éq. CO₂/GWh. Tous les autres grands émetteurs devront réduire leurs émissions de 10 % par rapport à leur facteur moyen d'émission par installation de 2016 à 2018.

Les installations dont les émissions dépassent les exigences de réduction établies devront se conformer au TIER de l'une des façons suivantes : 1) en cotisant au fonds sur le carbone le prix par tonne d'éq. CO₂; 2) en réalisant des réductions des émissions à leur installation; 3) en versant les crédits de rendement en matière d'émissions de leurs autres installations; ou 4) en versant les crédits compensatoires d'émissions.

Afin d'obtenir les commentaires des parties prenantes quant au TIER, le gouvernement de l'Alberta a tenu des consultations tout au long du mois de juillet, qui se termineront le 2 août 2019 par la présentation d'observations écrites finales. Le gouvernement de l'Alberta a l'intention de rédiger et d'adopter le nouveau règlement TIER au cours de la session d'automne, en vue de son entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2020, en remplacement du CCIR.

Une fois le programme terminé, le système TIER sera soumis à l'examen du gouvernement fédéral. Le gouvernement fédéral effectue un examen annuel des systèmes provinciaux de tarification du carbone afin de confirmer leur conformité aux exigences établies. Le processus d'examen de 2019 devrait être achevé au quatrième trimestre de 2019.

Taxe carbone

Le Parti conservateur uni de l'Alberta a adopté le projet de loi 1 : *An Act to Repeal the Carbon Tax*, qui visait à éliminer la taxe carbone à compter du 30 mai 2019 sur les sources d'énergie fossiles comme l'essence et le gaz naturel. Le gouvernement fédéral s'est engagé à remplacer la taxe provinciale sur le carbone par une taxe fédérale équivalente à compter du 1^{er} janvier 2020. TransAlta ne paiera pas la taxe carbone sur les carburants visés du 1^{er} juin 2019 au 31 décembre 2019.

Examen du marché de l'électricité

Le 24 juillet 2019, le Parti conservateur uni a mis fin au marché de capacité à l'issue de son processus d'examen de 90 jours. Le gouvernement albertain a déposé devant l'assemblée législative le projet de loi 18, *Electricity Statutes (Capacity Market Termination) Amendment Act* («projet de loi 18»), qui vise à annuler les changements que le gouvernement précédent avait apportés au régime législatif pour la mise en place d'un concept de capacité de marché. Le projet de loi 18 a été adopté en première lecture le 17 octobre 2019. Le maintien de la structure de marché actuelle fondée sur l'énergie seulement, tel que le prévoit le projet de loi 18, est favorable aux stratégies actuelles et futures de TransAlta.

Ontario

Règlement visant les grands émetteurs de gaz à effet de serre

Les grands émetteurs de l'Ontario sont actuellement assujettis au système de tarification fondé sur le rendement («STFR») faisant partie du filet de sécurité fédéral, et ils devraient demeurer soumis à cette réglementation au moins jusqu'au prochain examen fédéral en 2022.

Le 4 juillet 2019, le gouvernement de l'Ontario a publié la version définitive du règlement provincial sur les Normes de rendement à l'égard des émissions de gaz à effet de serre («NRE»). Les NRE établissent des limites d'émissions de gaz à effet de serre pour les installations assujetties. Les grands émetteurs qui génèrent plus de 50 000 tonnes d'éq. CO₂ par année seront tenus de respecter les NRE, tandis que les installations dont les émissions annuelles se situent entre 10 000 et 50 000 tonnes d'éq. CO₂ pourront choisir d'y adhérer. Le plafond des émissions de carbone relatives à l'électricité a été fixé à 420 tonnes d'éq. CO₂ par GWh. Une méthode de comptabilisation de l'efficacité carbone des centrales de cogénération fait également partie du programme.

Les installations dont les émissions dépassent les exigences de réduction établies peuvent se conformer de l'une des façons suivantes : 1) en achetant des unités pour émissions excédentaires auprès de l'organisme de réglementation; 2) en réalisant des réductions des émissions à leur installation; 3) en utilisant les unités de rendement à l'égard des émissions générées par les installations dont les émissions sont inférieures à leur limite d'intensité des émissions.

La première période de conformité au règlement débutera le 1^{er} janvier de l'année au cours de laquelle l'Ontario sera retiré de la liste des provinces assujetties au système de tarification fondé sur le rendement du gouvernement fédéral. Nous prévoyons que la première période débutera le 1^{er} janvier 2023.

Taxe carbone

La taxe fédérale sur le carbone est entrée en vigueur en Ontario le 1^{er} avril 2019 et devrait le demeurer jusqu'au prochain examen fédéral en 2022.

Examen du marché de l'électricité

L'Ontario met actuellement en œuvre la première phase d'un marché de capacité qui permettra de répondre à la demande et auquel les producteurs non liés par contrat actuels pourront participer. La première vente aux enchères de capacité aura lieu en décembre 2019 pour la période d'obligation de 2020. Les actifs de TransAlta sont liés par contrat et ne participeront pas à la vente aux enchères. Avec le temps, ce marché évoluera pour permettre la participation au moyen d'importations et de la capacité non vendue par contrat des installations liées par contrat. Les actifs de TransAlta pourront participer aux enchères de 2022 ou des années subséquentes.

L'Ontario prévoit apporter d'importants changements à son marché de l'énergie, notamment par l'adoption d'une tarification différenciée en fonction des points d'accès au réseau (tarification liée à la congestion des réseaux de transport) et la mise en œuvre d'un marché à 24 heures. Ces changements devraient avoir peu d'incidence sur les prix dans le sud de l'Ontario où la plupart des actifs de TransAlta sont situés.

Structure du capital et situation de trésorerie

Notre structure du capital comprend les composantes qui suivent :

Aux	30 sept. 2019		Au 31 déc. 2018	
	\$	%	\$	%
TransAlta Corporation				
Dette avec recours – débiteures en dollars canadiens	647	9	647	9
Dette avec recours – billets de premier rang en dollars américains	917	13	943	13
Titres échangeables	325	5	–	–
Financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis	24	–	28	–
Facilités de crédit	1	–	174	2
Divers	9	–	11	–
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(308)	(4)	(16)	–
Déduire : capital des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	(10)	–	(27)	–
Déduire : juste valeur positive des instruments de couverture économique sur la dette	(9)	–	(10)	–
Dette avec recours	1 596	23	1 750	24
Dette sans recours	428	6	469	6
Obligations locatives	53	1	63	1
Total de la dette nette – TransAlta Corporation	2 077	30	2 282	31
TransAlta Renewables				
Facilité de crédit	159	2	165	2
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(18)	–	(73)	(1)
Dette avec recours	141	2	92	1
Dette sans recours	740	11	767	11
Obligations locatives	17	–	–	–
Total de la dette nette – TransAlta Renewables	898	13	859	12
Total de la dette nette consolidée	2 975	43	3 141	43
Participations ne donnant pas le contrôle	1 101	16	1 137	16
Capitaux propres attribuables aux actionnaires				
Actions ordinaires	3 026	43	3 059	42
Actions privilégiées	942	13	942	13
Surplus d'apport, déficit et cumul des autres éléments du résultat global	(1 063)	(15)	(1 004)	(14)
Total du capital	6 981	100	7 275	100

Dans l'ensemble, notre dette nette consolidée totale a diminué de 166 millions de dollars au cours des neuf premiers mois de 2019, principalement du fait de la baisse des emprunts sur les facilités de crédit et de la hausse de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, en partie contrebalancées par l'émission des titres échangeables. Entre 2019 et 2021, des titres d'emprunt totalisant environ 601 millions de dollars viendront à échéance. Nous recevrons le produit de l'émission à Brookfield de la seconde tranche des titres échangeables de 400 millions de dollars au quatrième trimestre de 2020. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» pour plus de renseignements.

Nos facilités de crédit sont pour nous une source de liquidités considérable. Nous disposons d'un total de 2,2 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars au 31 décembre 2018) de facilités de crédit consenties, qui comprennent notre facilité bancaire consortiale consentie de 1,25 milliard de dollars (1,25 milliard de dollars au 31 décembre 2018), la facilité bancaire consortiale consentie de TransAlta Renewables de 0,7 milliard de dollars (0,5 milliard de dollars au 31 décembre 2018) et nos facilités de crédit bilatérales de 0,2 milliard de dollars (0,2 milliard de dollars au 31 décembre 2018). Ces facilités ont été renouvelées et la facilité de TransAlta Renewables a été augmentée de 200 millions de dollars, au cours du deuxième trimestre de 2019 et viennent à échéance respectivement en 2023, 2023 et 2021. Les facilités bancaires consortiales consenties totalisant 1,95 milliard de dollars (1,75 milliard de dollars au 31 décembre 2018) constituent la principale source de liquidités à court terme après les flux de trésorerie provenant des activités de la Société.

Au total, un montant de 1,4 milliard de dollars (0,9 milliard de dollars au 31 décembre 2018) n'a pas été prélevé. Au 30 septembre 2019, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 0,8 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars au 31 décembre 2018) et était constitué d'emprunts réels de 160 millions de dollars (339 millions de dollars au 31 décembre 2018) et de lettres de crédit de 661 millions de dollars (720 millions de dollars au 31 décembre 2018). La Société respecte les modalités des facilités de crédit, et toute tranche non utilisée est entièrement disponible. Outre le montant de 1,4 milliard de dollars disponible aux termes des facilités de crédit, la Société dispose de 326 millions de dollars en trésorerie et équivalents de trésorerie.

Les filiales de la Société ont émis des obligations sans droit de recours totalisant 1 167 millions de dollars (1 235 millions de dollars au 31 décembre 2018) qui sont assujetties aux conditions financières et aux clauses restrictives habituelles qui pourraient limiter notre capacité d'accéder aux fonds générés par les activités des centrales. Si certains tests de distribution (effectués généralement une fois par trimestre) sont réussis, les fonds peuvent être distribués par les filiales à leur société mère respective. Ces conditions comprennent l'atteinte d'un ratio de couverture du service de la dette avant la distribution, lequel a été atteint par ces entités au troisième trimestre. Toutefois, les fonds de ces entités, qui se sont accumulés depuis le test du troisième trimestre, ne seront pas distribués jusqu'à ce que le prochain ratio de couverture du service de la dette soit calculé au quatrième trimestre de 2019. Au 30 septembre 2019, un montant de 27 millions de dollars (33 millions de dollars au 31 décembre 2018) en trésorerie était assujéti à ces restrictions financières.

Il n'y a aucun montant de liquidités soumises à restrictions liées au financement du projet de parc éolien Kent Hills (31 millions de dollars au 31 décembre 2018). Nous détenons aussi une tranche de 17 millions de dollars (35 millions de dollars au 31 décembre 2018) de liquidités soumises à restrictions liées aux obligations de TransAlta OCP. En outre, certaines obligations sans droit de recours requièrent l'établissement et le financement de certains comptes de réserve au moyen de trésorerie en dépôt et de lettres de crédit. Nous avons choisi d'utiliser les lettres de crédit au 30 septembre 2019.

La dépréciation du dollar américain a réduit nos soldes de dette à long terme de 28 millions de dollars en 2019. La quasi-totalité de notre dette libellée en dollars américains est couverte par des contrats financiers ou des investissements nets dans nos établissements aux États-Unis. Au cours de la période, les variations de notre dette libellée en dollars américains ont été contrebalancées comme suit :

	30 septembre 2019
Incidence du change sur la valeur comptable des activités aux É.-U. (couverture de l'investissement net)	(14)
Couvertures économiques de flux de trésorerie en monnaies étrangères sur la dette	(6)
Couvertures économiques sur les activités américaines	(6)
Non couvert	(2)
Total	(28)

Capital social

Le tableau ci-dessous présente les actions ordinaires et privilégiées émises et en circulation :

Aux	6 nov. 2019	30 sept. 2019	31 déc. 2018
	Nombre d'actions (en millions)		
Actions ordinaires émises et en circulation à la fin de la période	281,6	281,6	284,6
Actions privilégiées			
Série A	10,2	10,2	10,2
Série B	1,8	1,8	1,8
Série C	11,0	11,0	11,0
Série E	9,0	9,0	9,0
Série G	6,6	6,6	6,6
Actions privilégiées émises et en circulation à la fin de la période	38,6	38,6	38,6

Participations ne donnant pas le contrôle

Au 30 septembre 2019, nous détenons une participation de 60,5 % (61,0 % au 30 septembre 2018) dans TransAlta Renewables. Notre pourcentage de participation a diminué en raison de l'émission par TransAlta Renewables d'actions ordinaires dans le cadre de son régime de réinvestissement des dividendes. Nous ne participons pas à ce régime.

Nous détenons également une participation de 50,01 % dans TA Cogen, qui détient et exploite quatre centrales alimentées au gaz naturel (Mississauga, Ottawa, Windsor et Fort Saskatchewan) et une centrale alimentée au charbon, ou qui possède une participation dans ces centrales.

Le résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle présenté depuis le début de l'exercice et pour le troisième trimestre de 2019 a augmenté, passant respectivement de 65 millions de dollars et 9 millions de dollars aux périodes correspondantes de 2018 à 67 millions de dollars et 16 millions de dollars. Le résultat de TransAlta Renewables pour les périodes de trois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019 a augmenté en raison de l'augmentation de la juste valeur des investissements dans les filiales de TransAlta, en partie contrebalancée par une baisse des produits financiers et du produit d'intérêts liés aux filiales de TransAlta et par une hausse de la dotation aux amortissements découlant des changements des durées d'utilité. Les résultats réalisés par TA Cogen ont augmenté au troisième trimestre et depuis le début de l'exercice 2019, en raison surtout de la vigueur des prix en Alberta et des coûts moins élevés du combustible à la centrale alimentée au charbon.

Rendements aux fournisseurs de capitaux

Charge d'intérêts nette

Les composantes de la charge d'intérêts nette sont présentées ci-dessous :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2019	2018	2019	2018
Intérêt sur la dette	40	44	123	142
Intérêt sur les titres échangeables	7	—	12	—
Produit d'intérêts	(4)	(2)	(9)	(8)
Intérêts incorporés au coût de l'actif	(2)	(1)	(4)	(1)
Perte au rachat anticipé des billets de premier rang en dollars américains et des débentures	—	19	—	24
Intérêts sur les obligations locatives	1	—	3	2
Frais liés à la facilité de crédit et frais bancaires	4	4	11	10
Autres intérêts et frais ¹	3	3	7	13
Désactualisation des provisions	6	6	18	18
Charge d'intérêts nette	55	73	161	200

1) Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, des coûts d'environ 5 millions de dollars ont été passés en charges en raison du financement de projet qui n'est plus réalisable.

La charge d'intérêts a diminué au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019 en raison de la baisse de la dette, de la prime au remboursement anticipé de 19 millions de dollars liée au rachat anticipé des débentures de 400 millions de dollars américains au cours du troisième trimestre de 2018, de la prime au remboursement anticipé de 5 millions de dollars liée au rachat anticipé des billets de premier rang de 500 millions de dollars américains au cours du premier trimestre de 2018 et des coûts passés en charges en 2018 totalisant 5 millions de dollars relativement au financement de projet qui n'était plus réalisable. L'intérêt sur les titres échangeables a été largement compensé par une baisse des intérêts sur la dette.

Dividendes aux actionnaires

Le tableau suivant présente les dividendes sur actions ordinaires et sur actions privilégiées déclarés du 1^{er} janvier 2019 au 6 novembre 2019 :

Date de déclaration	Date de paiement		Dividendes sur actions ordinaires	Dividendes sur actions privilégiées				
	Actions ordinaires	Actions privilégiées		A	B	C	E	G
9 octobre 2019	1 ^{er} janvier 2020	31 décembre 2019	0,04	0,16931	0,23113	0,25169	0,32463	0,31175
16 juillet 2019	1 ^{er} octobre 2019	30 septembre 2019	0,04	0,16931	0,23422	0,25169	0,32463	0,33125
15 avril 2019	1 ^{er} juillet 2019	30 juin 2019	0,04	0,16931	0,23136	0,25169	0,32463	0,33125

Situation financière

Le tableau qui suit présente les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés résumés au 30 septembre 2019 par rapport au 31 décembre 2018 :

Actifs	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant la variation
Trésorerie et équivalents de trésorerie	237	Calendrier des encaissements et des décaissements et trésorerie reçue de l'émission des titres échangeables
Créances clients et autres débiteurs	(304)	Calendrier des encaissements des montants dus par les clients et caractère saisonnier des produits
Liquidités soumises à restrictions	(49)	Liquidités soumises à restrictions liées au financement du projet de Kent Hills libérées en juillet 2019 (31 millions de dollars) et liquidités soumises à restrictions liées aux obligations de TransAlta OCP réglées en février 2019 (35 millions de dollars), en partie contrebalancées par les paiements reçus aux termes de l'entente sur l'élimination du charbon en août 2019 (17 millions de dollars) qui seront soumis à des restrictions jusqu'au règlement des obligations de TransAlta OCP en février 2020
Actifs détenus en vue de la vente	266	Actifs de l'unité 3 de la centrale de Genesee vendus à Capital Power le 1 ^{er} octobre 2019 (voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements)
Immobilisations corporelles, montant net	(259)	Amortissement pour la période (464 millions de dollars), les transferts aux actifs détenus en vue de la vente (219 millions de dollars), ajustements découlant de la mise en œuvre de l'IFRS 16 (62 millions de dollars), variations défavorables des taux de change (55 millions de dollars) et mise hors service d'actifs et cessions (34 millions de dollars), le tout en partie contrebalancé par des acquisitions (340 millions de dollars), la reprise de dépréciation d'actifs (149 millions de dollars), l'acquisition liée à Antrim (50 millions de dollars) et des révisions des frais de démantèlement et de remise en état (36 millions de dollars)
Actifs au titre du droit d'utilisation	74	Transferts des immobilisations corporelles, immobilisations incorporelles et autres actifs (38 millions de dollars) et nouveaux actifs au titre du droit d'utilisation comptabilisés selon l'IFRS 16 (47 millions de dollars) (voir la rubrique «Modifications comptables» pour plus de renseignements), le tout contrebalancé en partie par l'amortissement (13 millions de dollars).
Immobilisations incorporelles	(48)	Amortissement (37 millions de dollars) et transferts aux actifs détenus en vue de la vente (28 millions de dollars), contrebalancés en partie par l'acquisition liée à Antrim (14 millions de dollars) et les acquisitions (10 millions de dollars)
Actifs de gestion du risque (courants et non courants)	(28)	Règlements de contrats et variations défavorables des taux de change, le tout en partie contrebalancé par des prix du marché favorables
Autres actifs	(44)	Billet à recevoir pour les frais de mise en valeur de projets associés au gazoduc Pioneer transféré aux acquisitions d'immobilisations corporelles (17 millions de dollars), radiation des frais de mise en valeur de projets qui n'iront pas de l'avant (18 millions de dollars) et réduction prévue des coûts de transport et de distribution relatifs à la centrale de South Hedland payés d'avance (8 millions de dollars)
Autres	(12)	
Total de la diminution des actifs	(167)	
Passif et capitaux propres	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant la variation
Dettes fournisseurs et charges à payer	(139)	Calendriers des paiements et des charges à payer
Dividendes à verser	(21)	Calendrier des dividendes déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées
Passifs détenus en vue de la vente	32	Passifs de l'unité 3 de Genesee vendus à Capital Power le 1 ^{er} octobre 2019 (voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements)
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives (y compris la tranche courante)	(272)	Remboursements sur les facilités de crédit (179 millions de dollars), remboursements de la dette à long terme (71 millions de dollars) et variations favorables des taux de change (28 millions de dollars), en partie contrebalancés par une augmentation des obligations locatives au moment de l'adoption de l'IFRS 16, déduction faite des remboursements (7 millions de dollars)
Titres échangeables	325	Émission de titres échangeables (voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» pour plus de renseignements)
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (courantes et non courantes)	103	Changements apportés à l'estimation relativement à la mine de Centralia (109 millions de dollars) Voir la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.
Passifs sur contrat (courants et non courants)	16	Passifs sur contrat retirés des obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants, car ils ne sont plus considérés comme des contrats de location depuis l'adoption de l'IFRS 16 (voir la rubrique «Modifications comptables» pour plus de renseignements)
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	28	Pertes actuarielles (44 millions de dollars) en partie contrebalancées par le déplacement des passifs dans les passifs sur contrat (16 millions de dollars)
Passifs d'impôt différé	(69)	Diminution des différences temporaires imposables attribuable surtout à la réduction du taux d'imposition en Alberta (voir la rubrique «Autre analyse consolidée» pour plus de renseignements)
Obligations au titre de la gestion du risque (courants et non courants)	(51)	Règlements de contrats et variations défavorables des taux de change, le tout en partie contrebalancé par des prix du marché favorables
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	(92)	Résultat net (6 millions de dollars) et incidence des régimes de paiements fondés sur des actions (13 millions de dollars), en partie contrebalancés par les autres éléments du résultat global (48 millions de dollars), le rachat d'actions dans le cadre de l'OPRA (27 millions de dollars) et les dividendes déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées (43 millions de dollars)
Participations ne donnant pas le contrôle	(36)	Distributions versées et à verser (106 millions de dollars) et juste valeur intersociétés par le biais des autres éléments du résultat global (14 millions de dollars) contrebalancés en partie par le résultat net (67 millions de dollars) et les variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables depuis la mise en place du régime de réinvestissement des dividendes (17 millions de dollars)
Autres	9	
Total de la diminution des passifs et des capitaux propres	(167)	

Flux de trésorerie

Les tableaux suivants présentent les variations importantes dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019 par rapport aux périodes correspondantes de 2018 :

Trois mois clos les 30 septembre	2019	2018	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant la variation
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	208	123	85	
Flux de trésorerie liés aux :				
Activités d'exploitation	328	159	169	Variations favorables du fonds de roulement hors trésorerie (121 millions de dollars) contrebalancées en partie par une baisse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement (48 millions de dollars)
Activités d'investissement	(91)	(135)	44	Diminution des liquidités soumises à restrictions (49 millions de dollars) et variation favorable au titre du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités de financement (16 millions de dollars) contrebalancées en partie par la baisse des encaissements au titre des contrats de location-financement (8 millions de dollars), la hausse des distributions versées au titre du prêt à recevoir susmentionné (7 millions de dollars) et les acquisitions (3 millions de dollars)
Activités de financement	(119)	(51)	(68)	Baisse du produit de l'émission de titres de créances (345 millions de dollars) et des remboursements sur les facilités de crédit (167 millions de dollars) contrebalancés en partie par une diminution des remboursements sur la dette à long terme (395 millions de dollars), baisse des frais de financement payés (23 millions de dollars), baisse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (13 millions de dollars) et une variation favorable du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités de financement (12 millions de dollars)
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	—	(1)	1	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	326	95	231	
Neuf mois clos les 30 septembre	2019	2018	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant la variation
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	89	314	(225)	
Flux de trésorerie liés aux :				
Activités d'exploitation	668	688	(20)	Baisse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement (117 millions de dollars) surtout en raison de la réception en 2018 d'une indemnité unique de 157 millions de dollars pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance. Cette baisse a été contrebalancée en partie par la variation favorable du fonds de roulement hors trésorerie (97 millions de dollars).
Activités d'investissement	(321)	(294)	(27)	Investissement dans le gazoduc Pioneer (83 millions de dollars), hausse des acquisitions d'immobilisations corporelles (64 millions de dollars) et baisse des encaissements au titre des contrats de location-financement (25 millions de dollars) contrebalancés en partie par la diminution des liquidités soumises à restrictions (84 millions de dollars), une variation favorable des soldes du fonds de roulement hors trésorerie liés aux activités d'investissement (60 millions de dollars), la baisse des acquisitions d'immobilisations incorporelles (6 millions de dollars) et le produit en trésorerie reçu d'un recouvrement d'assurance lié à l'incendie survenu à la centrale de Summerview (4 millions de dollars)
Activités de financement	(109)	(613)	504	Diminution des remboursements sur la dette à long terme (1 066 millions de dollars), émission des titres échangeables (350 millions de dollars) et baisse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (38 millions de dollars) en partie contrebalancées par la hausse des remboursements nets sur les facilités de crédit (410 millions de dollars), la diminution des émissions de titres de créance (345 millions de dollars), la baisse du produit sur l'émission d'actions ordinaires de TransAlta Renewables (144 millions de dollars), la baisse du profit réalisé sur les instruments financiers (48 millions de dollars) et la hausse des rachats d'actions dans le cadre de l'OPRA (13 millions de dollars)
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	(1)	—	(1)	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	326	95	231	

Autre analyse consolidée

Imputations pour dépréciation d'actifs et reprises

Dans le cadre des contrôles de surveillance de la Société, des prévisions à long terme sont préparées pour chaque unité génératrice de trésorerie («UGT»). Ces estimations de prévisions à long terme servent à évaluer l'importance des indicateurs potentiels de dépréciation et constituent des critères pour évaluer les changements défavorables dans l'exploitation. La Société examine également la relation entre sa capitalisation boursière et sa valeur comptable, entre autres facteurs, au moment de l'analyse des indicateurs de dépréciation. En présence d'indicateurs de dépréciation, la Société estime la valeur recouvrable de chaque UGT en calculant la juste valeur approximative diminuée des coûts de sortie au moyen des projections des flux de trésorerie actualisés selon les prévisions à long terme de la Société. Les évaluations utilisées sont assujetties à une incertitude relative à la mesure en raison des hypothèses posées et des données utilisées dans les prévisions à long terme de la Société, y compris les fluctuations des coûts du combustible, des coûts d'exploitation, des dépenses d'investissement, des prix de l'électricité internationaux et de la durée d'utilité des actifs allant jusqu'à la dernière mise hors service d'actifs prévue en 2073.

I. 2019

Centrale de Centralia

En 2012, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 347 millions de dollars au titre de l'UGT de la centrale de Centralia. Dans le cadre de son test de dépréciation annuel, la Société tient compte des indicateurs potentiels de dépréciation à l'égard de l'UGT de la centrale de Centralia. En 2019, une évaluation interne a révélé que la juste valeur diminuée des coûts de sortie de l'UGT dépassait, de façon substantielle, la valeur comptable, ce qui a entraîné l'exécution d'un test de recouvrabilité complet en 2019. La juste valeur à jour reflétait les variations soutenues observées quant aux prix de l'électricité et aux coûts du charbon découlant des renégociations de contrats. À la lumière du test de recouvrabilité, une reprise de dépréciation d'actifs de 151 millions de dollars a été comptabilisée dans le secteur Charbon aux États-Unis.

Les évaluations effectuées s'inscrivent dans les évaluations de la juste valeur de niveau III et sont assujetties à une incertitude relative à la mesure en raison des principales hypothèses décrites ci-après et des données utilisées dans les prévisions à long terme de la Société, y compris les fluctuations des coûts du combustible, des coûts d'exploitation, des dépenses d'investissement et du nombre de contrats conclus dans le cadre du protocole d'entente visant la transition vers d'autres énergies que le charbon qui a été établi dans l'État de Washington. La période d'évaluation comprend les flux de trésorerie nécessaires jusqu'au démantèlement de la centrale en 2025.

La Société s'est fondée sur ses prévisions à long terme et sur les principales hypothèses de 2019, en comparant ces dernières à celles de 2016 présentées dans l'évaluation détaillée précédente la plus récente :

	2019	2016
Prix moyens annuels de l'électricité de Mid-Columbia	30,37 \$ US à 41,94 \$ US par MWh	22,00 \$ US à 46,00 \$ US par MWh
Carburant diesel routier pour le transport du charbon	2,35 \$ US à 2,40 \$ US par gallon	1,69 \$ US à 2,09 \$ US par gallon
Taux d'actualisation	5,2 % à 6,4 %	5,4 % à 5,7 %

Voir la rubrique «Modifications comptables» pour plus de renseignements sur la charge de 109 millions de dollars liée à la provision au titre du démantèlement et de remise en état de la mine de Centralia.

II. 2018

Unité 2 de la centrale de Sundance

Au troisième trimestre de 2018, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation d'actifs d'un montant de 38 millions de dollars sur l'unité 2 de la centrale de Sundance en raison de sa décision de mettre cette unité hors service. La Société avait d'abord prévu que l'unité 2 de la centrale de Sundance resterait à l'arrêt pendant une période pouvant atteindre deux ans, et donc qu'elle ferait toujours partie de l'UGT marchande de l'Alberta, pour laquelle il existe une importante réserve. Le test de dépréciation était fondé sur la valeur d'utilité et comprenait les flux de trésorerie futurs estimatifs devant être générés par l'unité jusqu'à sa mise hors service le 31 juillet 2018. L'actualisation n'a pas eu d'incidence importante.

Lakeswind et Kent Breeze

Le 31 mai 2018, TransAlta Renewables a fait l'acquisition d'une participation financière dans Lakeswind par la souscription d'actions privilégiées reflet d'une filiale de la Société et a acquis Kent Breeze (se reporter à la note 3 K)). Dans le cadre de ces acquisitions, les

actifs ont été évalués à la juste valeur au moyen de taux d'actualisation d'environ 7 % en moyenne. Par conséquent, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 12 millions de dollars en utilisant l'évaluation du contrat comme indicateur de la juste valeur diminuée des coûts de sortie en 2018. L'imputation pour dépréciation a eu une incidence de 11 millions de dollars sur les immobilisations corporelles et de 1 million de dollars sur les immobilisations incorporelles (se reporter à la note 11).

III. Frais de mise en valeur de projets

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019, la Société a radié des frais de mise en valeur de projets d'un montant de 18 millions de dollars liés à des projets qui ne sont plus en cours.

Entités structurées non consolidées ou arrangements

Il est nécessaire de présenter toutes les entités structurées non consolidées ou tous les arrangements comme des transactions, des contrats ou des arrangements contractuels avec des entités non consolidées, des entités financières structurées, des entités ad hoc ou des entités à détenteurs de droits variables, qui sont raisonnablement susceptibles d'influer de manière importante sur la liquidité ou la disponibilité des sources de financement ou sur les exigences s'y rapportant. Nous n'avons à l'heure actuelle aucune entité structurée non consolidée ni aucun arrangement de ce genre.

Contrats de garantie

Nous sommes tenus d'émettre des lettres de crédit et des garanties au comptant afin de garantir les obligations éventuelles à l'égard de certaines parties, y compris celles liées aux obligations environnementales, aux activités de gestion du risque lié aux produits de base, aux activités de couverture, aux projets de construction et aux obligations d'achat. Au 30 septembre 2019, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 661 millions de dollars (720 millions de dollars au 31 décembre 2018) et des garanties au comptant de 31 millions de dollars (105 millions de dollars au 31 décembre 2018). Ces lettres de crédit et garanties au comptant garantissent certains montants compris dans nos états de la situation financière consolidés résumés aux postes Passifs de gestion du risque et Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions.

Impôts

Au deuxième trimestre de 2019, la Société a comptabilisé un recouvrement d'impôt différé de 40 millions de dollars lié à une réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta, qui est passé de 12 % à 8 %. La baisse du taux d'imposition se fera graduellement comme suit : 11 % à compter du 1^{er} juillet 2019, 10 % à compter du 1^{er} janvier 2020, 9 % à compter du 1^{er} janvier 2021, et 8 % à compter du 1^{er} janvier 2022.

Engagements

Au cours du deuxième trimestre de 2019, la Société a conclu de nouveaux engagements contractuels portant sur de nouveaux actifs à compter du troisième trimestre de 2019, dont les paiements totalisent 61 millions de dollars. Les paiements annuels se feront comme suit : 5 millions de dollars en 2019; 17 millions de dollars en 2020; et entre 2 et 3 millions de dollars par année entre 2023 et 2038. En octobre 2019, TransAlta a conclu un nouvel engagement visant le transport de 150 000 GJ/jour de gaz naturel sur une base ferme pour une période de 15 ans à compter de 2023.

De plus, à compter du 1^{er} novembre 2019, TransAlta s'est engagée à transporter la quantité contractuelle quotidienne initiale de 139 000 GJ/jour de gaz naturel sur une base ferme sur le gazoduc Pioneer.

Voir les rubriques «Croissance stratégique et transformation de l'entreprise» et «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» pour plus de renseignements sur nos autres engagements liés à la croissance.

Éventualités

I. Procédure de règlement des pertes sur les lignes

La Société a été partie à une procédure de règlement des pertes sur les lignes devant l'Alberta Utilities Commission («AUC»). L'AUC a déterminé qu'elle avait la capacité d'ajuster rétroactivement à partir de 2006 les charges liées aux pertes sur les lignes. L'AUC a donc demandé à l'AESO, entre autres choses, de réaliser les calculs rétroactifs nécessaires. Toutefois, les différentes décisions de l'AUC peuvent être portées en appel et contestées. L'AUC a récemment rendu une décision qui énonce la méthode à utiliser rétroactivement et il est maintenant possible d'estimer rétroactivement le risque total potentiel auquel est exposée la Société relativement aux mégawattheures ne faisant pas l'objet d'un CAÉ. La Société a comptabilisé une provision de 15 millions de dollars

au 30 septembre 2019 (15 millions de dollars au 31 décembre 2018), laquelle devrait diminuer pour s'établir à 10 millions de dollars par suite du swap d'actifs visant l'unité 3 de la centrale de Genesee et l'unité 3 de la centrale de Genesee le 1^{er} octobre 2019.

II. Litiges avec FMG

La Société est actuellement engagée dans deux litiges avec Fortescue Metals Group Ltd. («FMG»). Le premier concerne la résiliation alléguée du CAÉ de la centrale de South Hedland par FMG. TransAlta poursuit FMG pour obtenir le paiement des montants facturés et impayés aux termes du CAÉ de la centrale de South Hedland et demande au tribunal de déclarer que le CAÉ est valable et exécutoire. Pour sa part, FMG demande au tribunal de déclarer que le CAÉ a été résilié légalement.

Le second litige porte sur les réclamations faites par FMG à TransAlta concernant le transfert de la centrale de Solomon à FMG. FMG réclame certains montants liés à l'état de la centrale, alors que TransAlta réclame le remboursement de certains coûts non réglés.

III. Mangrove

Le 23 avril 2019, Mangrove Partners a intenté une action devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario, dans le cadre de laquelle TransAlta Corporation, tous les membres du conseil d'administration de TransAlta Corporation alors en fonction et Brookfield BRP Holdings (Canada) ont été désignés à titre de parties défenderesses. Mangrove Partners envisage l'annulation de la transaction avec Brookfield. TransAlta est d'avis que l'action est totalement sans fondement et prend des mesures pour se défendre contre les allégations.

IV. Accident mortel à Coalview – Enquête réglementaire

Le 4 septembre 2019, la Mine Safety and Health Administration («MSHA») des États-Unis a publié son rapport à la suite de son enquête sur le décès d'un employé de Coalview. La MSHA a assigné Coalview Centralia, LLC («Coalview»), à titre de sous-traitant minier, pour deux infractions après avoir constaté un «non-respect injustifiable d'une norme obligatoire». Toutefois, TransAlta a également été assignée pour une infraction, soit le défaut de maintenir les machines et l'équipement en bon état de fonctionnement, malgré le fait que TransAlta ne détenait, n'utilisait et n'entretenait pas l'équipement. TransAlta prend des mesures pour contester l'assignation.

V. Cas de force majeure de la centrale de Keephills

L'unité 1 de la centrale de Keephills a été mise hors service du 17 mars 2015 au 17 mai 2015 en raison d'une fuite importante dans le surchauffeur secondaire. TransAlta a invoqué un cas de force majeure conformément au CAÉ. ENMAX, l'acheteur aux termes du CAÉ à ce moment-là, n'a pas contesté le cas de force majeure, mais le Balancing Pool a signifié son intention de le contester. TransAlta a refusé d'accorder ce droit au Balancing Pool. En fin de compte, le Balancing Pool a déposé une demande introductive d'instance qui a été accueillie favorablement et confirme qu'il a le droit, conformément au CAÉ, de commencer une procédure arbitrale, indépendamment de l'acheteur aux termes du CAÉ. Le 4 septembre 2019, la Cour d'appel de l'Alberta a confirmé la décision du tribunal d'instance inférieure. Le Balancing Pool réclame 12 millions de dollars pour les frais de paiement de capacité qu'il a payés à TransAlta à la suite de la déclaration du cas de force majeure. Le litige peut maintenant suivre le processus d'arbitrage, bien que le calendrier ne soit pas encore établi.

Instruments financiers

Se reporter à la note 14 des états financiers consolidés annuels audités de notre rapport annuel de 2018 et aux notes 9 et 14 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 septembre 2019 et pour les périodes de neuf mois closes à cette date pour obtenir des renseignements sur les instruments financiers. Se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» de notre rapport annuel intégré de 2018 et à la note 10 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités pour plus de précisions sur nos risques et sur la manière dont nous les gérons. Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2018.

Nous pouvons conclure des transactions sur des produits de base comportant des caractéristiques non standards pour lesquelles il n'y a pas de données de marché observables disponibles. Ces instruments sont définis comme des instruments financiers de niveau III selon les IFRS. Les instruments financiers de niveau III ne sont pas négociés sur un marché actif, et les justes valeurs sont donc établies à l'aide de modèles d'évaluation fondés sur des hypothèses ou des données d'entrée établies en interne. Nos justes valeurs de niveau III sont fixées au moyen de données comme la disponibilité de l'unité, la congestion du transport ou le profil de la demande. Les justes valeurs sont validées chaque trimestre à l'aide d'autres hypothèses raisonnablement possibles à titre de données de techniques d'évaluation, et tout écart important est communiqué dans les notes des états financiers.

Au 30 septembre 2019, la valeur comptable de l'actif net au titre des instruments financiers de niveau III était de 676 millions de dollars (valeur comptable de l'actif net de 695 millions de dollars au 31 décembre 2018). La diminution au cours de la période découle essentiellement de règlements de contrats et de variations défavorables des taux de change, en partie contrebalancés par des prix du marché favorables durant la période.

Perspectives financières pour 2019

Au cours des neuf premiers mois de l'exercice, nous avons enregistré des résultats plus élevés que prévu dans notre secteur Charbon au Canada. Ce dynamisme découle de l'incidence combinée de la hausse des prix réalisés et de la baisse des coûts du combustible, des coûts de conformité liés au carbone et des coûts liés aux achats d'électricité, le gazoduc Pioneer ayant transporté du gaz pour la première fois quatre mois plus tôt que prévu, ainsi que de la diminution des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration. À la lumière des résultats inscrits depuis le début de l'exercice et de nos prévisions, nous sommes en mesure de revoir les perspectives en matière de flux de trésorerie disponibles. Le tableau suivant présente nos prévisions à l'égard des principaux objectifs financiers pour 2019 :

Mesure	Cible	Cible révisée
BAlIA aux fins de comparaison	De 875 millions de dollars à 975 millions de dollars	Inchangée
Flux de trésorerie disponibles	De 270 millions de dollars à 330 millions de dollars	De 300 millions de dollars à 340 millions de dollars
Dividende	0,16 \$ par action sur une base annualisée	

Fourchette des principales hypothèses

Marché	Prix de l'électricité (\$/MWh)
Alberta – au comptant	De 50 \$ à 60 \$
Alberta – visé par contrat	De 50 \$ à 55 \$
Mid-Columbia – au comptant (\$ US)	De 20 \$ à 25 \$
Mid-Columbia – visé par contrat (\$ US)	De 47 \$ à 53 \$

Autres hypothèses relatives aux perspectives financières pour 2019

Dépenses d'investissement de maintien	De 140 millions de dollars à 165 millions de dollars (révisée) ¹
Dépenses d'investissement liées à la productivité	De 10 millions de dollars à 15 millions de dollars
Facteur de capacité de la centrale au charbon de Sundance	30 %
Ressources d'énergie hydroélectrique/éolienne	Moyenne à long terme

¹ Les perspectives de dépenses d'investissement de maintien initiales pour 2019 comprenaient des dépenses additionnelles prévues de 20 millions de dollars à 25 millions de dollars au titre de contrats de location-financement. Au moment de l'adoption de l'IFRS 16, nous avons retiré les paiements liés à des contrats de location-financement des dépenses d'investissement de maintien et les avons reclassés dans un poste distinct pour calculer les flux de trésorerie disponibles et les flux de trésorerie sectoriels. Voir la rubrique « Modifications comptables » du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Activités d'exploitation

Disponibilité

La disponibilité de notre portefeuille de centrales du secteur Charbon au Canada devrait se situer dans une fourchette de 87 % à 90 % en 2019. La disponibilité de nos autres centrales (gaz, énergies renouvelables) devrait être de l'ordre de 90 % à 96 % en 2019. Nous accélérerons la transition de notre production à partir du gaz et des énergies renouvelables et poursuivrons notre stratégie de conversion du charbon au gaz comme il est décrit à la rubrique « Croissance stratégique et transformation de l'entreprise » du présent rapport de gestion.

Prix du marché et stratégie de couverture

En 2019, les prix de l'électricité en Alberta devraient être légèrement plus élevés qu'en 2018 en raison de l'amélioration de l'équilibre entre l'offre et la demande pendant toute l'année et de la solidité des prix établis depuis le début de l'exercice. En 2019, les prix de l'électricité dans le nord-ouest du Pacifique devraient être plus élevés qu'en 2018 puisque les prix pour le premier semestre de l'exercice ont été plus vigoureux qu'en 2018. Les prix au quatrième trimestre de 2019 dépendront de la température ainsi que de toute contrainte éventuelle liée à l'approvisionnement en gaz naturel entre la Colombie-Britannique et cette région. Les prix de

l'électricité en Ontario devraient être moins élevés qu'en 2018 compte tenu de la baisse des prix depuis le deuxième trimestre qui devrait se poursuivre au cours du quatrième trimestre de 2019.

L'objectif de notre stratégie de gestion de portefeuille est d'offrir un niveau de confiance élevé à l'égard des flux de trésorerie disponibles annuels, procurant ainsi une exposition favorable à la volatilité des prix en Alberta. Compte tenu de nos coûts d'exploitation au comptant, nous pouvons être plus ou moins couverts au cours d'une période donnée, et nous prévoyons atteindre nos objectifs annuels en matière de flux de trésorerie disponibles au moyen d'une combinaison de couverture par des contrats à terme de gré à gré et de vente de la production sur le marché au comptant.

Coûts du combustible

En Alberta, nous nous attendons à ce que les coûts du combustible au comptant par tonne demeurent comparables à ceux de 2018, même si nous prévoyons extraire environ deux ou trois millions de tonnes de moins en 2019. Les coûts totaux du combustible en dollars par MWh devraient demeurer comparables à ceux de 2018, tandis qu'il est prévu que les coûts totaux du combustible diminueront légèrement du fait de la cogénération accrue avec le gaz naturel dans les unités marchandes.

Dans le nord-ouest du Pacifique, notre mine du secteur Charbon aux États-Unis, adjacente à notre centrale, fait actuellement l'objet d'une remise en état. Le combustible dans le secteur Charbon aux États-Unis a été acheté principalement auprès de fournisseurs externes dans le bassin de Powder River et livré par chemin de fer. Le coût du combustible livré pour le reste de 2019 devrait augmenter d'environ 1 % par rapport aux coûts de 2018, en raison essentiellement de la hausse des prix du gaz naturel.

À l'exception du gaz utilisé pour la cogénération dans les centrales alimentées au charbon au Canada, la majeure partie de notre autre production à partir du gaz est vendue aux termes de contrats prévoyant des dispositions de transfert au titre du combustible. Pour la production à partir du gaz à l'égard de laquelle aucune disposition de transfert n'est prévue, nous achetons du gaz naturel auprès de sociétés externes parallèlement à la production, atténuant ainsi notre risque lié à la variation des prix.

Nous suivons de près les risques auxquels les variations des prix de l'électricité et du combustible exposent nos activités futures et, lorsque nous le jugeons approprié, nous avons recours à divers instruments prévoyant la livraison et à des instruments financiers pour couvrir la valeur de nos actifs et de nos activités à l'égard de ces risques de prix.

Commercialisation de l'énergie

Le BAIIA aux fins de comparaison de notre secteur Commercialisation de l'énergie est touché par les prix et la volatilité du marché, les stratégies globales adoptées, et les modifications apportées aux règlements et aux lois. Nous surveillons constamment le marché et notre exposition afin de maximiser les résultats, tout en maintenant un profil de risque acceptable. En 2019, nous nous attendons à ce que la contribution du secteur Commercialisation de l'énergie dégage une marge brute se situant entre 100 millions de dollars et 120 millions de dollars pour l'exercice.

Exposition aux fluctuations des taux de change

Notre stratégie consiste à réduire au minimum l'incidence des fluctuations du dollar canadien par rapport au dollar américain et au dollar australien en compensant les actifs libellés en monnaies étrangères au moyen de passifs libellés en monnaies étrangères et en concluant des contrats de change. Nous avons aussi des charges libellées en monnaies étrangères, y compris des charges d'intérêts, qui contrebalancent grandement nos produits nets libellés en monnaies étrangères.

Charge d'intérêts nette

La charge d'intérêts nette pour 2019 devrait être moins élevée que celle de 2018, en raison surtout de la baisse des taux d'intérêt sur la dette à long terme et du fait qu'aucune prime au remboursement anticipé n'a été versée. Cependant, les variations des taux d'intérêt et de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain pourraient avoir une incidence sur le montant de la charge d'intérêts nette engagée. De plus, la charge d'intérêts augmentera par suite de la mise en œuvre de l'IFRS 16. Voir la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Trésorerie et sources de capital

Nous prévoyons maintenir des liquidités disponibles adéquates sur nos facilités de crédit consenties. Nous avons actuellement accès à environ 1,4 milliard de dollars sur nos facilités de crédit consenties et à 326 millions de dollars de trésorerie et d'équivalents de trésorerie. Nous continuerons de mettre l'accent sur le repositionnement de notre structure du capital et nous prévoyons être bien

placés pour rembourser la dette venant à échéance en 2020 et en 2022 au moyen des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, du produit tiré des titres échangeables et de nos facilités de crédit existantes.

Croissance et dépenses liées à la conversion du gaz au charbon

Nos projets de croissance sont axés sur le maintien de nos activités d'exploitation courantes et le soutien de notre stratégie de croissance de notre plateforme d'énergies renouvelables. Les principaux projets de croissance et projets d'envergure en cours sont décrits sommairement ci-dessous :

Projet	Total du projet		Dépenses résiduelles estimées pour 2019	Date d'achèvement prévue	Détails	
	Dépenses estimées	Engagées à ce jour ¹				
Projet de parc éolien Big Level ²	225	240	145	86	T4 2019	Projet de parc éolien de 90 MW assorti d'un CAÉ de 15 ans
Projet de parc éolien Antrim ³	100	110	87	18	T4 2019	Projet de parc éolien de 29 MW assorti de deux CAÉ de 20 ans
Partenariat pour le gazoduc Pioneer	95	100	98	—	T4 2019	Participation de 50 % dans le gazoduc de 120 kilomètres visant à alimenter en gaz les unités de production des centrales de Sundance et de Keephills
Projet de parc éolien Skookumchuck	150	160	—	—	T1 2020	Option visant l'achat d'une participation de 49 % dans le projet de parc éolien de 136,8 MW assorti d'un CAÉ de 20 ans
Projet de parc éolien Windrise	270	285	47	4	T2 2021	Projet de parc éolien de 207 MW dans le cadre d'un accord de soutien pour l'électricité renouvelable d'une durée de 20 ans avec l'AESO
WindCharger Battery	7	8	—	—	T2 2020	Projet de stockage à batteries à grande échelle de 10 MW à 20 MW
Conversion des chaudières au charbon en chaudières au gaz	100	200	16	16	De 2020 à 2022	Conversions du charbon au gaz dans le secteur Charbon au Canada
Rééquipement	750	770	—	—	2023	Rééquipement des turbines à vapeur à l'unité 5 de la centrale de Sundance
Projet de centrale de cogénération de Kaybob	105	115	6	17	T4 2021	Projet de centrale de cogénération de 40 MW mené conjointement avec SemCAMS aux termes d'un contrat à prix fixe sur une période de 13 ans
Total	1 802	1 988	399	141		

1) Représentent les montants engagés au 30 septembre 2019.

2) Les montants figurant ci-dessus sont en dollars canadiens, mais les dépenses réelles en liquidités de ce projet sont en fonds américains et, par conséquent, ces montants fluctueront en fonction des variations des taux de change. L'estimation du total des dépenses se situe entre 173 millions de dollars américains et 185 millions de dollars américains, les dépenses engagées à ce jour, à 109 millions de dollars américains, et l'estimation des autres dépenses pour 2019, à 69 millions de dollars américains. TransAlta Renewables financera les coûts de construction au moyen de liquidités existantes et d'avantages fiscaux.

3) Les montants figurant ci-dessus sont en dollars canadiens, mais les dépenses réelles en liquidités de ce projet sont en fonds américains et, par conséquent, ces montants fluctueront en fonction des variations des taux de change. L'estimation du total des dépenses se situe entre 77 millions de dollars américains et 85 millions de dollars américains, les dépenses engagées à ce jour, à 66 millions de dollars américains, et l'estimation des autres dépenses pour 2019, à 15 millions de dollars américains. TransAlta Renewables financera les coûts d'acquisition et de construction au moyen de liquidités existantes et d'avantages fiscaux.

Dépenses d'investissement de maintien et dépenses liées à la productivité

Une part importante de nos dépenses d'investissement de maintien et de nos dépenses d'investissement liées à la productivité consiste en des travaux d'entretien d'envergure planifiés, qui comprennent l'inspection, les réparations et l'entretien des composantes existantes, ainsi que leur remplacement. Les coûts liés aux travaux d'entretien d'envergure planifiés sont incorporés dans le coût des immobilisations corporelles et sont amortis selon le mode linéaire sur la période allant jusqu'aux prochains travaux d'entretien d'envergure planifiés. Il ne comprend pas les montants des travaux d'entretien courants, des travaux d'entretien non planifiés, et des inspections et révisions générales mineures, qui sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés.

Nos dépenses d'investissement de maintien et nos dépenses d'investissement liées à la productivité estimées sont réparties comme suit :

Catégorie	Description	Engagées à ce jour ¹	Dépenses prévues en 2019
Dépenses d'investissement courantes	Investissement requis afin de maintenir notre capacité de production existante	33	50 – 60
Entretien d'envergure planifié	Travaux d'entretien d'envergure planifiés	60	70 – 80
Dépenses d'investissement liées aux mines	Investissement lié au matériel minier et à l'achat de terrains	18	20 – 25
Total des dépenses d'investissement de maintien²		111	140 – 165
Dépenses d'investissement liées à la productivité	Projets visant à accroître l'efficacité de la production d'électricité et initiatives d'amélioration du siège social	7	10 – 15
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité		118	150 – 180

1) Au 30 septembre 2019.

2) Les perspectives de dépenses d'investissement de maintien initiales pour 2019 comprenaient des dépenses additionnelles prévues de 20 millions de dollars à 25 millions de dollars au titre de contrats de location-financement. Au moment de l'adoption de l'IFRS 16, nous avons retiré les paiements liés à des contrats de location-financement des dépenses d'investissement de maintien et les avons reclassés dans un poste distinct pour calculer les flux de trésorerie disponibles et les flux de trésorerie sectoriels. Voir la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Les interruptions importantes planifiées aux unités exploitées par TransAlta pour le reste de 2019 comprennent ce qui suit :

- Les dépenses d'entretien planifiées réparties à l'échelle de notre portefeuille de centrales hydroélectriques.
- Les dépenses réparties à l'échelle de notre portefeuille de parcs éoliens, notamment pour les remplacements de composantes planifiés.

La perte de production imputable aux travaux d'entretien d'envergure planifiés, exclusion faite des travaux d'entretien d'envergure planifiés dans le secteur Charbon aux États-Unis qui sont prévus pendant une période d'optimisation de la répartition, est estimée comme suit pour 2019 :

	Charbon au Canada	Gaz et énergies renouvelables	Total	Perdus à ce jour ¹
GWh perdus	600 - 625	350 - 375	950 – 1 000	877

1) Au 30 septembre 2019.

Financement des dépenses d'investissement

Le financement de ces dépenses d'investissement prévues devrait provenir des flux de trésorerie découlant des activités d'exploitation, du produit provenant des titres échangeables et des liquidités existantes. Nous avons accès à environ 1,7 milliard de dollars de liquidités. Les fonds requis aux fins des dépenses de croissance, des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité ne devraient pas être touchés de manière importante par la conjoncture économique.

Modifications comptables

Modifications comptables de l'exercice considéré

I. IFRS 16, Contrats de location

La Société a adopté l'IFRS 16, *Contrats de location* («IFRS 16») le 1^{er} janvier 2019. L'IFRS 16 établit des principes concernant la comptabilisation, l'évaluation et la présentation des contrats de location, ainsi que les informations à fournir à leur sujet. La norme prescrit un modèle unique de comptabilisation par le preneur exigeant la comptabilisation d'un actif au titre du droit d'utilisation et des obligations locatives pour tous les contrats auxquels s'applique la norme. Auparavant, la Société déterminait à la date de passation du contrat si celui-ci constituait ou renfermait un contrat de location en vertu de l'IAS 17, *Contrats de location* («IAS 17») ou l'IFRIC 4, *Déterminer si un accord contient un contrat de location*, du Comité d'interprétation des IFRS. Par suite de l'adoption de l'IFRS 16, la Société a modifié sa méthode comptable relative à la comptabilisation des contrats de location, laquelle est présentée à la note 2 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités de la Société.

Au moment de la transition, la Société a choisi d'appliquer l'IFRS 16 selon l'approche rétrospective modifiée. Les informations comparatives n'ont pas été retraitées et sont présentées selon l'IAS 17. Veuillez vous reporter aux états financiers consolidés annuels les plus récents de la Société pour obtenir des renseignements sur sa méthode comptable précédente.

La Société a comptabilisé l'incidence cumulative de la première application de la norme de 3 millions de dollars dans le déficit au 1^{er} janvier 2019. À la première application de l'IFRS 16, la Société s'est prévaluée des mesures de simplification permises par la norme ci-après :

- Exemption permettant de ne pas comptabiliser les actifs au titre du droit d'utilisation et les obligations locatives liées aux contrats de location à court terme dont la durée résiduelle est d'au plus 12 mois au 1^{er} janvier 2019 et aux contrats de location dont l'objet sous-jacent est de faible valeur.
- Exclusion des coûts directs initiaux aux fins de l'évaluation de l'actif au titre du droit d'utilisation à la date de la première application.
- Utilisation des connaissances acquises a posteriori pour déterminer la durée d'un contrat de location qui renferme des options de prolongation ou de résiliation.
- Ajustement de l'actif au titre du droit d'utilisation du montant au titre de la provision pour les contrats de location déficitaires en vertu de l'IAS 37 immédiatement avant la date de la première application.
- Évaluation de l'actif au titre du droit d'utilisation au montant de l'obligation locative, ajusté du montant des loyers payés d'avance ou à payer comptabilisés dans l'état de la situation financière relativement au contrat de location immédiatement avant la date de la première application.

Incidence sur les états financiers

Preneur

La Société a comptabilisé l'incidence cumulative de l'application initiale de la norme en enregistrant un actif au titre du droit d'utilisation en fonction de l'obligation locative correspondante évaluée à la valeur actualisée des paiements de loyer qui n'ont pas encore été versés, calculée à l'aide du taux d'emprunt marginal de la Société (ou le taux d'intérêt implicite du contrat) appliqué aux obligations locatives au 1^{er} janvier 2019. Nous avons comptabilisé des obligations locatives de 83 millions de dollars au 1^{er} janvier 2019, y compris un montant de 63 millions de dollars qui était auparavant inclus dans les passifs au titre des contrats de location-financement.

Les actifs au titre du droit d'utilisation associés à ces obligations ont été évalués au montant de l'obligation locative, ajusté du montant des loyers payés d'avance ou à payer, des provisions pour les contrats de location déficitaires et des avantages incitatifs. Le 1^{er} janvier 2019, la Société a comptabilisé des actifs au titre du droit d'utilisation de 85 millions de dollars, dont un montant de 38 millions de dollars était précédemment comptabilisé dans les immobilisations corporelles, immobilisations incorporelles et autres actifs.

L'application de la définition d'un contrat de location selon l'IFRS 16 à un contrat de location-financement qui était comptabilisé selon l'IAS 17, mais qui n'est plus considéré comme un contrat de location selon l'IFRS 16, a donné lieu à la décomptabilisation d'un actif au titre des contrats de location-financement de 29 millions de dollars et d'un passif au titre des contrats de location-financement de 32 millions de dollars, entraînant la comptabilisation d'une incidence nette de 3 millions de dollars dans le déficit.

Bailleur

Plusieurs des contrats à long terme de la Société liés à certains de ses parcs éoliens, centrales hydroélectriques et installations solaires ne sont plus considérés comme étant des contrats de location simple selon l'IFRS 16. Les produits tirés de ces contrats sont désormais comptabilisés dans le cadre d'application de l'IFRS 15, Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients. Aucune modification considérable au modèle de comptabilisation des produits n'est survenue. La Société continue de comptabiliser ses contrats de sous-location comme étant des contrats de location simple.

Se reporter à la note 2 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités de la Société pour une analyse plus détaillée de l'adoption de l'IFRS 16 par la Société.

II. Changements dans les estimations

Charbon au Canada

Au cours du troisième trimestre de 2019, la Société a ajusté les durées d'utilité de certains actifs du secteur Charbon, avec prise d'effet le 1^{er} septembre 2019, afin de refléter les changements annoncés dans le cadre du plan d'investissement dans l'énergie propre

(voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture pour plus de renseignements»). Par conséquent, les durées d'utilité des actifs utilisés uniquement pour les activités de combustion du charbon ont été raccourcies alors que celles d'autres actifs ont été prolongées du fait qu'ils ont été identifiés comme étant utilisés après la conversion des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz ou après la conversion à cycle combiné. En raison du raccourcissement des durées d'utilité des actifs du secteur Charbon, la dotation aux amortissements pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 a augmenté d'environ 4 millions de dollars alors que celle pour l'exercice complet de 2019 devrait augmenter entre 15 millions de dollars et 17 millions de dollars, en excluant l'incidence de l'acquisition de la moitié restante des titres de participation dans l'unité 3 de la centrale de Keepphills.

En 2018, par suite de l'entente d'élimination du charbon conclue avec le gouvernement de l'Alberta décrite à la note 4 O) de nos plus récents états financiers consolidés annuels, la Société a ajusté les durées d'utilité de certains des actifs miniers de Sunhills afin de s'aligner sur les plans de conversion du charbon au gaz de la Société. Par conséquent, la dotation aux amortissements comprise dans le poste Combustible et achats d'électricité pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 a augmenté d'environ 29 millions de dollars et celle pour l'exercice complet s'est accrue d'environ 38 millions de dollars.

Énergie éolienne et énergie solaire

Au cours du troisième trimestre, la répartition des coûts comptabilisés à l'égard des composantes des immobilisations corporelles du secteur Énergie éolienne et énergie solaire et leurs durées d'utilité ont été examinées. À la suite de l'examen, des composantes supplémentaires ont été identifiées du fait que la durée d'utilité de certaines pièces est plus courte que l'estimation initiale. La durée d'utilité de chacune de ces composantes a été réduite, passant de 30 ans à 15 ans ou à 10 ans. Par conséquent, la dotation aux amortissements a augmenté d'environ 7 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019, alors que celle pour l'exercice complet devrait augmenter d'environ 10 millions de dollars.

Sheerness

Au cours du deuxième trimestre de 2019, la Société a ajusté la durée d'utilité des actifs de la centrale de Sheerness afin de s'aligner sur les plans de conversion à deux carburants. Par conséquent, les durées d'utilité des actifs utilisés pour les activités de combustion du charbon et celles d'autres actifs ont été prolongées, et la dotation aux amortissements pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 a diminué d'environ 5 millions de dollars alors que celle pour l'exercice complet de 2019 devrait diminuer d'environ 11 millions de dollars.

Les durées d'utilité pourront être modifiées ou prolongées, conformément aux méthodes comptables de la Société, si des décisions et des événements liés à l'exploitation le justifient.

Centralia

Au cours du troisième trimestre de 2019, la Société a ajusté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la mine de Centralia puisque la direction ne croit plus que Coalview Centralia, LLC («Coalview») sera en mesure de terminer les travaux de récupération des particules de charbon et de remise en état comme il avait été proposé initialement. La meilleure estimation que la Société est en mesure de fournir à l'heure actuelle à l'égard de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a augmenté de 109 millions de dollars. Étant donné que la mine de Centralia n'est plus en exploitation et qu'elle a atteint la fin de sa durée d'utilité en 2006, cet ajustement donne lieu à la comptabilisation immédiate de la totalité des 109 millions de dollars au poste Imputations pour dépréciation d'actifs dans le résultat net.

TransAlta estime à environ 142 millions de dollars le montant non actualisé des flux de trésorerie nécessaires pour s'acquitter de ces coûts qui seront engagés entre 2021 et 2035. La provision peut être modifiée conformément aux méthodes comptables de la Société si des décisions liées à l'exploitation le justifient et à mesure que d'autres données sont disponibles.

B. Modifications comptables futures

Le 1^{er} octobre 2019, la Société a adopté par anticipation les modifications apportées à l'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises*, avant la date d'entrée en vigueur obligatoire du 1^{er} janvier 2020. Étant donné que TransAlta a adopté les modifications d'IFRS 3 de façon prospective, les informations comparatives présentées pour 2018 n'ont pas été retraitées. Les modifications visent à aider les entités à déterminer si une transaction doit être comptabilisée comme un regroupement d'entreprises ou comme une acquisition d'actifs. Ces modifications consistent notamment à :

- clarifier les exigences minimales pour être considéré comme une entreprise à savoir qu'au moins une entrée et un processus substantiel qui, ensemble, contribuent de manière importante à la capacité de créer des sorties doivent être présents;

- supprimer l'appréciation que les intervenants du marché doivent porter pour remplacer les éléments manquants de sorte que l'évaluation est basée sur ce qui a été acquis dans son état et sa condition actuels, et non, par exemple, sur l'intégration des activités et des actifs acquis par suite de l'appréciation des intervenants du marché relativement aux éléments manquants;
- fournir des indications supplémentaires pour aider les entités à apprécier si un processus acquis est substantiel ou non, ce qui nécessite des éléments probants plus convaincants lorsqu'il n'y a pas de sorties, car l'existence de sorties fournit certains éléments probants qui indiquent que l'ensemble des activités et des actifs acquis constituent une entreprise;
- restreindre la définition des sorties aux entrées qui fournissent des biens ou des services à des clients, produisent des revenus de placement ou permettent de tirer d'autres produits d'activités ordinaires;
- introduire un test facultatif pour déterminer s'il y a concentration de la juste valeur, qui simplifie l'appréciation à porter pour pouvoir conclure qu'un ensemble d'activités et d'actifs acquis ne constitue pas une entreprise. Le test de concentration est positif si la quasi-totalité de la juste valeur de l'actif brut acquis se concentre dans un actif identifiable unique ou un groupe unique d'actifs identifiables similaires.

La Société a choisi d'appliquer le test facultatif de concentration de la juste valeur à son acquisition de la participation restante de 50 % dans l'unité 3 de la centrale de Keephills – voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» pour en savoir plus. Il n'y a aucune autre incidence sur les acquisitions d'actifs qui ont été réalisées au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2019.

Principales informations trimestrielles

Nos résultats sont à caractère saisonnier en raison de la nature du marché de l'électricité et des coûts du combustible connexes. Les coûts d'entretien sont généralement plus élevés au printemps et à l'automne, lorsque les prix de l'électricité sont censés être inférieurs, alors qu'ils augmentent habituellement pendant les périodes de pointe de l'hiver et de l'été sur nos principaux marchés en raison des charges requises pour le chauffage ou la climatisation. Les marges sont également touchées de manière générale durant le deuxième trimestre en raison du volume de production hydroélectrique provenant de l'écoulement printanier et des précipitations dans le nord-ouest du Pacifique, qui a une incidence sur la production de notre secteur Charbon aux États-Unis. En règle générale, les centrales hydroélectriques produisent la majeure partie de leur électricité et enregistrent la majeure partie de leurs produits au printemps lorsque le niveau des bassins hydrographiques et des rivières commence à monter en raison de la fonte des neiges. À l'opposé, les vents sont historiquement plus forts pendant les mois froids de l'hiver et plus faibles pendant les mois chauds de l'été.

	T4 2018	T1 2019	T2 2019	T3 2019
Produits des activités ordinaires	622	648	497	593
BAIIA aux fins de comparaison ¹	261	221	215	305
Fonds provenant des activités d'exploitation	217	169	155	244
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(122)	(65)	–	51
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ²	(0,43)	(0,23)	–	0,18

	T4 2017	T1 2018	T2 2018	T3 2018
Produits des activités ordinaires	638	588	446	593
BAIIA aux fins de comparaison ¹	275	393	248	250
Fonds provenant des activités d'exploitation	219	318	188	204
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(145)	65	(105)	(86)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ²	(0,50)	0,23	(0,36)	(0,30)

1) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons passé en revue notre approche en matière de présentation d'ajustements pour arriver au BAIIA aux fins de comparaison, essentiellement pour que nous soyons davantage comparables à d'autres sociétés du secteur. Le BAIIA aux fins de comparaison est maintenant ajusté pour exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les montants de la période considérée et de la période comparable de l'exercice antérieur ont été ajustés afin de refléter ce changement.

2) Le résultat de base et dilué par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires est calculé à chaque période à l'aide du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pendant la période. Ainsi, la somme des résultats par action pour les quatre trimestres représentant l'année civile peut parfois différer du résultat par action annuel.

Le résultat net, le BAIIA aux fins de comparaison et les fonds provenant des activités d'exploitation présentés sont généralement supérieurs aux premier et quatrième trimestres du fait de la forte demande associée au froid hivernal sur les marchés où nous exerçons nos activités et de la diminution des interruptions planifiées.

Les variations et les événements suivants ont également eu une incidence sur le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires :

- Variation des taux d'imposition aux États-Unis au quatrième trimestre de 2017 et en Alberta, au deuxième trimestre de 2019
- Répercussions des reprises de dépréciation d'actifs au cours du troisième trimestre de 2019 et de l'imputation pour dépréciation au cours des deuxième, troisième et quatrième trimestres de 2018
- Comptabilisation du paiement de résiliation anticipé de 157 millions de dollars reçu à l'égard des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance au cours du premier trimestre de 2018 et du montant de 56 millions de dollars reçu à l'égard du règlement du litige visant le Balancing Pool au troisième trimestre de 2019
- Répercussions des changements dans la durée d'utilité de certains actifs au cours du troisième trimestre de 2019 et aux deuxième et troisième trimestres de 2017
- Répercussions d'une dépréciation de 137 millions de dollars au quatrième trimestre de 2017 sur les instruments financiers intersociétés qui est attribuable uniquement aux participations ne donnant pas le contrôle

Contrôles et procédures de communication de l'information

La direction est responsable de l'établissement et du maintien d'un processus de contrôle interne à l'égard de l'information financière («CIIF») pertinent et de contrôles et procédures de communication de l'information («CPCI»). Le CIIF et les CPCI au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019 n'ont fait l'objet d'aucun changement important ayant eu une incidence importante ou pouvant raisonnablement avoir une incidence importante sur notre CIIF et nos CPCI.

Le CIIF est un cadre conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers consolidés ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux IFRS. La direction s'est appuyée sur le cadre intégré de contrôle interne publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (cadre de travail de 2013) pour évaluer l'efficacité du CIIF de la Société.

Les CPCI désignent les contrôles et autres procédures visant à assurer que l'information devant être communiquée dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu des lois sur les valeurs mobilières est constatée, traitée, résumée et présentée dans les délais prescrits dans les lois sur les valeurs mobilières applicables. Les CPCI comprennent, sans s'y limiter, les contrôles et procédures conçus pour nous assurer que l'information que nous devons communiquer dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu des lois sur les valeurs mobilières est consignée et communiquée à la direction, y compris notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances, selon le cas, pour permettre la prise de décisions en temps opportun se rapportant à notre obligation de communication de l'information.

Ensemble, les cadres que constituent le CIIF et les CPCI fournissent un contrôle interne à l'égard de l'information financière et de la communication de l'information. En concevant et en évaluant notre CIIF et nos CPCI, la direction reconnaît que tous les contrôles et procédures, quelle qu'en soit la qualité de conception et de fonctionnement, ne peuvent que fournir une assurance raisonnable pour ce qui est d'atteindre les objectifs souhaités en matière de contrôle et, par conséquent, ne permettent pas nécessairement de prévenir ou de détecter toutes les anomalies. De plus, l'efficacité du CIIF est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures varie.

La direction a évalué, avec la participation de notre chef de la direction et de notre chef de la direction des finances, l'efficacité de notre CIIF et de nos CPCI à la fin de la période visée par le présent rapport. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances ont conclu que, en date du 30 septembre 2019, fin de la période visée par le présent rapport, notre CIIF et nos CPCI étaient efficaces.

Comptes de résultat consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)

(non audité)	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2019	2018	2019	2018
Produits des activités ordinaires (note 4)	593	593	1 738	1 627
Combustible, coûts du carbone et achats d'électricité	257	308	800	764
Marge brute	336	285	938	863
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	114	120	348	376
Amortissement	148	146	436	422
Imputation pour (reprises de) dépréciation d'actifs (notes 2 et 5)	(22)	38	(22)	50
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	8	7	23	23
Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance (notes 3 D) et 17)	(56)	—	(56)	(157)
Autres résultats d'exploitation nets	(11)	(16)	(33)	(37)
Résultats d'exploitation	155	(10)	242	186
Produits tirés des contrats de location-financement	2	2	5	7
Charge d'intérêts nette (note 6)	(55)	(73)	(161)	(200)
Perte de change	(9)	(8)	(18)	(15)
Autres profits (pertes) (note 11)	(6)	1	(18)	1
Résultat avant impôts sur le résultat	87	(88)	50	(21)
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat (note 7)	10	(21)	(23)	10
Résultat net	77	(67)	73	(31)
Résultat net attribuable aux :				
Actionnaires de TransAlta	61	(76)	6	(96)
Participations ne donnant pas le contrôle (note 8)	16	9	67	65
	77	(67)	73	(31)
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	61	(76)	6	(96)
Dividendes sur actions privilégiées (note 16)	10	10	20	30
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	51	(86)	(14)	(126)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période (en millions)	282	287	284	287
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué (note 15)	0,18	(0,30)	(0,05)	(0,44)

Voir les notes jointes.

États du résultat global consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2019	2018	2019	2018
Résultat net	77	(67)	73	(31)
Autres éléments du résultat global				
Profits actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts ¹	—	10	(36)	28
Profits sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ²	1	—	1	—
Total des éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net	1	10	(35)	28
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts	8	(29)	(46)	31
Profits (pertes) sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts ³	(6)	10	14	(14)
Profits (pertes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ⁴	37	(26)	32	2
Reclassement en résultat net des profits (pertes) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ⁵	(19)	8	(27)	(46)
Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net	20	(37)	(27)	(27)
Autres éléments du résultat global	21	(27)	(62)	1
Total du résultat global	98	(94)	11	(30)
Total du résultat global attribuable aux :				
Actionnaires de TransAlta	61	(101)	(42)	(94)
Participations ne donnant pas le contrôle (note 8)	37	7	53	64
	98	(94)	11	(30)

1) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat respectivement de néant et 8 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019 (charge de 4 millions de dollars et de 10 millions de dollars en 2018).

2) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat respectivement de néant et 1 million de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019 (néant et néant en 2018).

3) Déduction faite des impôts sur le résultat respectivement de néant et néant pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019 (recouvrement de 1 million de dollars et de 3 millions de dollars en 2018).

4) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat respectivement de 9 millions de dollars et 8 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019 (recouvrement de 6 millions de dollars et charge de 1 million de dollars en 2018).

5) Déduction faite du reclassement du recouvrement d'impôts sur le résultat respectivement de 5 millions de dollars et 1 million de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019 (recouvrement de 2 millions de dollars et charge de 13 millions de dollars en 2018).

Voir les notes jointes.

États de la situation financière consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

<i>(non audité)</i>	Au 30 sept. 2019	Au 31 déc. 2018
Trésorerie et équivalents de trésorerie	326	89
Liquidités soumises à restrictions (note 13)	17	66
Créances clients et autres débiteurs	452	756
Charges payées d'avance	22	13
Actifs de gestion du risque (notes 9 et 10)	160	146
Stocks	244	242
Actifs détenus en vue de la vente (note 3 C)	266	—
	1 487	1 312
Partie non courante des obligations locatives liées au contrat de location-financement à recevoir	179	191
Actifs de gestion du risque (notes 9 et 10)	620	662
Immobilisations corporelles (note 11)		
Coût	13 338	13 202
Amortissement cumulé	(7 433)	(7 038)
	5 905	6 164
Actif au titre du droit d'utilisation (note 12)	74	—
Immobilisations incorporelles	325	373
Goodwill	464	464
Actifs d'impôt différé	17	28
Autres actifs	190	234
	9 261	9 428
Total de l'actif	9 261	9 428
Dettes fournisseurs et charges à payer	357	496
Partie courante des provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	47	70
Passifs de gestion du risque (notes 9 et 10)	51	90
Partie courante des passifs sur contrat (note 3 C)	89	8
Impôts sur le résultat à payer	19	10
Dividendes à verser (notes 15 et 16)	37	58
Partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives (note 13)	103	148
Passifs détenus en vue de la vente (note 3 C)	32	—
	735	880
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives (note 13)	2 892	3 119
Titres échangeables (note 14)	325	—
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions (note 2)	512	386
Passifs d'impôt différé	432	501
Passifs de gestion du risque (notes 9 et 10)	29	41
Passifs sur contrat	15	80
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	315	287
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 15)	3 026	3 059
Actions privilégiées (note 16)	942	942
Surplus d'apport (note 15)	23	11
Déficit	(1 520)	(1 496)
Cumul des autres éléments du résultat global	434	481
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	2 905	2 997
Participations ne donnant pas le contrôle (note 8)	1 101	1 137
Total des capitaux propres	4 006	4 134
Total du passif et des capitaux propres	9 261	9 428

Engagements et éventualités (note 17)

Événements postérieurs à la date de clôture (note 3)

Voir les notes jointes.

États des variations des capitaux propres consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

<i>(non audité)</i>								
	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Attribuable aux actionnaires	Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
<i>Neuf mois clos le 30 septembre 2019</i>								
Solde au 31 décembre 2018	3 059	942	11	(1 496)	481	2 997	1 137	4 134
Incidence des modifications apportées à la méthode comptable (note 2)	—	—	—	3	—	3	—	3
Solde ajusté au 1 ^{er} janvier 2019	3 059	942	11	(1 493)	481	3 000	1 137	4 137
Résultat net	—	—	—	6	—	6	67	73
Autres éléments du résultat global :								
Pertes nettes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts	—	—	—	—	(32)	(32)	—	(32)
Profits nets sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	6	6	—	6
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(36)	(36)	—	(36)
Juste valeur intersociétés par le biais des autres éléments du résultat global	—	—	—	—	14	14	(14)	—
Total du résultat global	—	—	—	6	(48)	(42)	53	11
Dividendes sur actions ordinaires	—	—	—	(23)	—	(23)	—	(23)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	(20)	—	(20)	—	(20)
Actions rachetées dans le cadre de l'OPRA (note 15)	(34)	—	—	7	—	(27)	—	(27)
Variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables (note 8)	—	—	—	3	1	4	17	21
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions (note 15)	1	—	12	—	—	13	—	13
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 8)	—	—	—	—	—	—	(106)	(106)
Solde au 30 septembre 2019	3 026	942	23	(1 520)	434	2 905	1 101	4 006
<i>Neuf mois clos le 30 septembre 2018</i>								
Solde au 31 décembre 2017	3 094	942	10	(1 209)	489	3 326	1 059	4 385
Incidence des modifications apportées à la méthode comptable	—	—	—	(14)	—	(14)	1	(13)
Solde ajusté au 1 ^{er} janvier 2018	3 094	942	10	(1 223)	489	3 312	1 060	4 372
Résultat net	—	—	—	(96)	—	(96)	65	(31)
Autres éléments du résultat global :								
Profits nets à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts	—	—	—	—	17	17	—	17
Pertes nettes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(44)	(44)	—	(44)
Profits actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	28	28	—	28
Juste valeur intersociétés par le biais des autres éléments du résultat global	—	—	—	—	1	1	(1)	—
Total du résultat global	—	—	—	(96)	2	(94)	64	(30)
Dividendes sur actions ordinaires	—	—	—	(34)	—	(34)	—	(34)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	(30)	—	(30)	—	(30)
Actions rachetées dans le cadre de l'OPRA (note 15)	(20)	—	—	6	—	(14)	—	(14)
Variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables (notes 3 et 8)	—	—	—	20	4	24	126	150
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	—	—	1	—	—	1	—	1
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 8)	—	—	—	—	—	—	(131)	(131)
Solde au 30 septembre 2018	3 074	942	11	(1 357)	495	3 165	1 119	4 284

Voir les notes jointes.

Tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2019	2018	2019	2018
Activités d'exploitation				
Résultat net	77	(67)	73	(31)
Amortissement (note 18)	177	180	524	523
(Profit) perte à la vente d'actifs (note 11)	3	(1)	20	(1)
Désactualisation des provisions (note 6)	6	6	18	18
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(9)	(10)	(24)	(23)
Charge (recouvrement) d'impôt différé (note 7)	(4)	(20)	(51)	(8)
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion du risque	(14)	1	(30)	1
Pertes latentes de change	8	6	13	23
Provisions	5	2	9	7
Imputations pour dépréciation d'actifs (reprises) (note 5)	(22)	38	(22)	50
Autres éléments sans effet de trésorerie	9	53	16	104
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	236	188	546	663
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	92	(29)	122	25
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	328	159	668	688
Activités d'investissement				
Acquisitions d'immobilisations corporelles (note 11)	(96)	(93)	(240)	(176)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(4)	(6)	(10)	(16)
Liquidités soumises à restrictions (note 13)	14	(35)	49	(35)
Acquisitions de projets de mise en valeur d'énergies renouvelables (note 3)	—	—	(32)	(30)
Investissement dans le gazoduc Pioneer (note 3)	—	—	(83)	—
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	3	(1)	5	—
Profits réalisés (pertes réalisées) sur instruments financiers	(1)	—	2	—
Diminution des obligations locatives liées à des contrats de location-financement à recevoir	7	15	19	44
Augmentation (diminution) du prêt à recevoir	(5)	2	(9)	2
Divers	(4)	4	6	5
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	(5)	(21)	(28)	(88)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(91)	(135)	(321)	(294)
Activités de financement				
Augmentation nette (remboursement) des emprunts sur les facilités de crédit (note 13)	(40)	127	(179)	231
Remboursement de la dette à long terme (note 13)	(17)	(412)	(71)	(1 137)
Émission de dette à long terme (note 13)	—	345	—	345
Émission de titres échangeables (note 14)	—	—	350	—
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 15)	(11)	(11)	(34)	(34)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 16)	(20)	(20)	(30)	(30)
Produit net à la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale (note 3)	—	—	—	144
Rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (note 15)	(9)	(10)	(27)	(14)
Profits réalisés sur instruments financiers	—	—	—	48
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 8)	(29)	(42)	(85)	(123)
Diminution des obligations locatives (note 13)	(5)	(5)	(16)	(13)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités de financement	12	—	11	—
Frais de financement	—	(23)	(28)	(30)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(119)	(51)	(109)	(613)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement	118	(27)	238	(219)
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	—	(1)	(1)	—
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	118	(28)	237	(219)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	208	123	89	314
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	326	95	326	95
Impôts sur le résultat au comptant payés	9	4	24	79
Intérêts au comptant payés	43	30	128	134

Voir les notes jointes.

Notes des états financiers consolidés résumés

(non audité)

(Les montants des tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)

1. Méthodes comptables

A. Base d'établissement

Les présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités ont été dressés conformément à la Norme comptable internationale («IAS») 34, *Information financière intermédiaire*, en utilisant les mêmes méthodes comptables que celles utilisées dans les plus récents états financiers consolidés annuels de TransAlta Corporation («TransAlta» ou la «Société»), exception faite de ce qui est décrit à la note 2. Les présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités ne comprennent pas toutes les informations incluses dans les états financiers consolidés annuels de la Société. Par conséquent, ces états doivent être lus avec les plus récents états financiers consolidés annuels de la Société disponibles sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov.

Les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités comprennent les comptes de la Société et des filiales sur lesquelles elle exerce un contrôle.

Les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités ont été préparés sur la base du coût historique, sauf pour certains instruments financiers qui sont présentés à la juste valeur.

Les présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités reflètent tous les ajustements qui consistent en des ajustements et charges récurrents réguliers qui sont, de l'avis de la direction, nécessaires à une présentation fidèle des résultats. Les résultats de TransAlta sont en partie à caractère saisonnier en raison de la nature du marché de l'électricité et des coûts du combustible connexes. Les coûts d'entretien sont habituellement plus élevés au cours des deuxième et troisième trimestres, périodes durant lesquelles les prix de l'électricité sont censés être inférieurs étant donné qu'ils augmentent généralement durant les mois d'hiver sur le marché canadien.

L'autorisation de publication de ces états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités a été reçue du comité d'audit, des finances et des risques au nom du conseil d'administration le 6 novembre 2019.

B. Utilisation d'estimations et de jugements importants

La préparation des présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités selon l'IAS 34 fait appel au jugement de la direction et exige de celle-ci qu'elle fasse des estimations et formule des hypothèses qui ont une incidence sur les montants comptabilisés des actifs, des passifs, des produits et des charges, et la présentation d'information à l'égard des actifs éventuels et des passifs éventuels. Ces estimations sont assujetties à une part d'incertitude. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations en raison de facteurs comme les variations des taux d'intérêt, des taux de change, des taux d'inflation et des prix des produits de base, les changements dans la conjoncture économique, et les modifications apportées aux lois et aux règlements. Se reporter à la note 2 Z) des états financiers consolidés annuels les plus récents de la Société.

2. Principales méthodes comptables

A. Modifications comptables de l'exercice considéré

I. IFRS 16, *Contrats de location*

La Société a adopté l'IFRS 16, *Contrats de location* («IFRS 16») le 1^{er} janvier 2019. L'IFRS 16 établit les principes concernant la comptabilisation, l'évaluation et la présentation des contrats de location, ainsi que les informations à fournir à leur sujet. La norme prescrit un modèle unique de comptabilisation par le preneur exigeant la comptabilisation d'un actif au titre du droit d'utilisation et des obligations locatives pour tous les contrats auxquels s'applique la norme. Auparavant, la Société déterminait à la date de passation du contrat si celui-ci constituait ou renfermait un contrat de location en vertu de l'IAS 17, *Contrats de location* («IAS 17») ou de l'IFRIC 4, *Déterminer si un accord contient un contrat de location*, du Comité d'interprétation des IFRS. Par suite de l'adoption de l'IFRS 16, la Société a modifié sa méthode comptable relative à la comptabilisation des contrats de location, laquelle est présentée ci-après.

Au moment de la transition, la Société a choisi d'appliquer l'IFRS 16 selon l'approche rétrospective modifiée. Les informations comparatives n'ont pas été retraitées et sont présentées selon l'IAS 17. Veuillez vous reporter aux états financiers consolidés annuels les plus récents de la Société pour obtenir des renseignements sur sa méthode comptable précédente.

La Société a comptabilisé l'incidence cumulative de la première application de la norme de 3 millions de dollars dans le déficit au 1^{er} janvier 2019. À la première application de l'IFRS 16, la Société s'est prévaluée des mesures de simplification permises par la norme ci-après :

- Exemption permettant de ne pas comptabiliser les actifs au titre du droit d'utilisation et les obligations locatives liés aux contrats de location à court terme dont la durée résiduelle est d'au plus 12 mois au 1^{er} janvier 2019 et aux contrats de location dont l'objet sous-jacent est de faible valeur.
- Exclusion des coûts directs initiaux aux fins de l'évaluation de l'actif au titre du droit d'utilisation à la date de la première application.
- Utilisation des connaissances acquises *a posteriori* pour déterminer la durée d'un contrat de location qui renferme des options de prolongation ou de résiliation.
- Ajustement de l'actif au titre du droit d'utilisation du montant au titre de la provision pour les contrats de location déficitaires en vertu de l'IAS 37 immédiatement avant la date de la première application.
- Évaluation de l'actif au titre du droit d'utilisation au montant de l'obligation locative, ajusté du montant des loyers payés d'avance ou à payer comptabilisés dans l'état de la situation financière relativement au contrat de location immédiatement avant la date de la première application.

Incidence sur les états financiers

Preneur

La Société a comptabilisé l'incidence cumulative de l'application initiale de la norme en enregistrant un actif au titre du droit d'utilisation en fonction de l'obligation locative correspondante évaluée à la valeur actualisée des paiements de loyer qui n'ont pas encore été versés, calculée à l'aide du taux d'emprunt marginal de la Société (ou le taux d'intérêt implicite du contrat), appliquée aux obligations locatives au 1^{er} janvier 2019. Au 1^{er} janvier 2019, le taux d'emprunt marginal moyen pondéré appliqué aux obligations locatives s'établissait à 5,71 %.

Le tableau qui suit présente le rapprochement des engagements de la Société découlant des contrats de location simple au 31 décembre 2018, tels que déjà présentés dans les états financiers consolidés annuels de la Société, et des obligations locatives comptabilisées à l'application initiale de l'IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019 et comprises dans le poste «Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives» à l'état de la situation financière.

Contrats de location simple non résiliables divulgués au 31 décembre 2018	80
Déduire : exemption applicable aux contrats de location de faible valeur	(1)
Ajouter : options de prolongation et de résiliation que la Société a la certitude raisonnable d'exercer	4
	83
Calculé à l'aide du taux d'emprunt marginal au 1 ^{er} janvier 2019	(31)
Nouvelles obligations locatives comptabilisées au 1^{er} janvier 2019	52
Ajouter : obligations locatives liées aux contrats de location-financement de 2018	63
Déduire : obligations locatives liées aux contrats de location-financement de 2018 qui ne correspondent pas à la définition de l'IFRS 16 pour un contrat de location	(32)
Obligations locatives au 1^{er} janvier 2019	83

Les actifs au titre du droit d'utilisation associés à ces obligations ont été évalués au montant de l'obligation locative, ajusté du montant des loyers payés d'avance ou à payer, des provisions pour les contrats de location déficitaires et des avantages incitatifs. Le 1^{er} janvier 2019, la Société a comptabilisé des actifs au titre du droit d'utilisation de 85 millions de dollars, dont un montant de 38 millions de dollars était précédemment comptabilisé dans les immobilisations corporelles, immobilisations incorporelles et autres actifs.

L'application de la définition d'un contrat de location selon l'IFRS 16 à un contrat de location-financement qui était comptabilisé selon l'IAS 17, mais qui n'est plus considéré comme un contrat de location selon l'IFRS 16, a donné lieu à la décomptabilisation d'un actif au titre des contrats de location-financement de 29 millions de dollars et d'un passif au titre des contrats de location-financement de 32 millions de dollars, entraînant la comptabilisation d'une incidence nette de 3 millions de dollars dans le déficit.

Se reporter à l'analyse ci-dessous et à la note 12 pour une ventilation des contrats de location de la Société.

Bailleur

Plusieurs des contrats à long terme de la Société liés à certains de ses parcs éoliens, centrales hydroélectriques et installations solaires ne sont plus considérés comme étant des contrats de location simple selon l'IFRS 16. Les produits tirés de ces contrats sont désormais comptabilisés dans le cadre d'application de l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*. Aucune modification considérable au modèle de comptabilisation des produits n'est survenue. La Société continue de comptabiliser ses contrats de sous-location comme étant des contrats de location simple.

Incidence de la nouvelle définition d'un contrat de location

Le changement de définition applicable à un contrat de location a trait principalement au concept de contrôle. Selon l'IFRS 16, un contrat renferme un contrat de location lorsqu'il confère au client le droit de contrôler l'utilisation d'un bien déterminé pour un certain temps moyennant une contrepartie.

La Société a appliqué la définition d'un contrat de location ainsi que les lignes directrices connexes indiquées dans l'IFRS 16 à tous les contrats de location existant au 31 décembre 2018. En préparation à l'application initiale de l'IFRS 16, tous les contrats importants ont été passés en revue afin de déterminer si chacun d'eux répond à la nouvelle définition d'un contrat de location.

Incidence sur la comptabilisation par le preneur

Pour tous les contrats répondant à la définition d'un contrat de location selon l'IFRS 16 dans lesquels TransAlta intervient en tant que preneur et qui ne répondent pas aux critères d'exemption applicables aux contrats de location à court terme et aux contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur, la Société :

- comptabilise les actifs au titre du droit d'utilisation et les obligations locatives dans les états de la situation financière consolidés, initialement évalués à la valeur actualisée des paiements de loyer restants, déterminée à l'aide du taux d'emprunt marginal de la Société ou du taux d'intérêt implicite dans le contrat;
- comptabilise l'amortissement des actifs au titre du droit d'utilisation et la charge d'intérêts sur les obligations locatives dans le compte de résultat consolidé;
- comptabilise les remboursements de principal sur les obligations locatives au titre des activités de financement et les paiements d'intérêts sur les obligations locatives au titre des activités d'exploitation dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés.

Pour les contrats de location à court terme ou les contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur, la Société comptabilise les paiements de loyer en tant que charge d'exploitation. Les paiements de loyers variables qui ne sont pas fonction d'un indice ou d'un taux ne sont pas pris en compte dans l'évaluation de l'obligation locative et de l'actif au titre du droit d'utilisation, et sont comptabilisés en charges dans la période au cours de laquelle se produit l'événement ou la situation qui est à l'origine de ces paiements.

Pour les nouveaux contrats de location conclus après le 1^{er} janvier 2019, l'actif au titre du droit d'utilisation est évalué initialement au montant de l'obligation locative, puis ajusté des paiements versés à la date de début ou avant cette date, majoré des coûts directs initiaux engagés et d'une estimation des coûts qui devront être engagés pour le démantèlement et l'enlèvement du bien sous-jacent ou pour la remise du bien sous-jacent dans son état ou pour la restauration du lieu, déduction faite des avantages incitatifs à la location.

Pour les nouveaux contrats conclus après le 1^{er} janvier 2019, l'obligation locative est évaluée initialement à la valeur actualisée des paiements de loyer qui n'ont pas été versés à la date de début et est actualisée au moyen du taux d'emprunt marginal de la Société ou du taux d'intérêt implicite dans le contrat. L'obligation locative est réévaluée en cas de changement dans les paiements de loyers à recevoir en raison d'une variation d'un indice ou d'un taux, ou en cas de changement dans l'estimation ou l'appréciation de la Société visant l'exercice d'une option de prolongation, de résiliation ou d'achat. Un ajustement correspondant est apporté à la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation ou est comptabilisé en résultat net si la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation a été ramenée à zéro.

La durée du contrat de location comprend les intervalles de temps visés par toute option de prolongation que la Société a la certitude raisonnable d'exercer et par toute option de résiliation du contrat de location qu'elle a la certitude raisonnable de ne pas exercer.

Les actifs au titre des droits d'utilisation sont amortis sur la plus courte de la durée du contrat de location et de la durée d'utilité du bien sous-jacent. Si le contrat de location a pour effet de transférer la propriété du bien sous-jacent ou si le coût de l'actif au titre des droits d'utilisation prend en compte l'exercice futur d'une option d'achat par la Société, l'actif au titre du droit d'utilisation relatif est amorti sur la durée d'utilité du bien sous-jacent.

Incidence sur la comptabilité des bailleurs

L'IFRS 16 ne modifie pas de façon importante la comptabilité des bailleurs. Aux termes de l'IFRS 16, le bailleur continue de classer ses contrats de location en tant que contrats de location-financement ou de contrats de location simple et de comptabiliser ces deux types de contrats différemment.

Les contrats de location dont le bailleur est la Société sont classés soit en tant que contrats de location-financement, soit en tant que contrats de location simple. Si les modalités du contrat de location transfèrent au preneur la quasi-totalité des

risques et des avantages inhérents à la propriété, le contrat de location est classé en tant que contrat de location-financement. Tous les autres contrats de location sont classés en tant que contrats de location simple.

Quand la Société sous-loue la totalité ou une partie d'un actif qu'elle loue et à l'égard duquel elle demeure le débiteur principal en vertu du contrat de location, elle comptabilise séparément le contrat de location principal et le contrat de sous-location. Le contrat de sous-location est classé comme un contrat de location-financement par rapport à l'actif au titre du droit d'utilisation issu du contrat de location principal.

II. Changements dans les estimations

Charbon au Canada

Au cours du troisième trimestre de 2019, la Société a ajusté les durées d'utilité de certains actifs du secteur Charbon, avec prise d'effet le 1^{er} septembre 2019, afin de refléter les changements annoncés dans le cadre du plan d'investissement dans l'énergie propre (se reporter à la note 3 A) pour en savoir plus). Par conséquent, les durées d'utilité des actifs utilisés uniquement pour les activités de combustion du charbon ont été raccourcies alors que celles d'autres actifs ont été prolongées du fait qu'ils ont été identifiés comme étant utilisés après la conversion des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz ou après la conversion à cycle combiné. En raison du raccourcissement des durées d'utilité des actifs du secteur Charbon, la dotation aux amortissements pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 a augmenté d'environ 4 millions de dollars alors que celle pour l'exercice complet de 2019 devrait augmenter entre 15 millions de dollars et 17 millions de dollars, en excluant l'incidence de l'acquisition de la moitié restante des titres de participation dans l'unité 3 de la centrale de Keephills (se reporter à la note 3 C) pour en savoir plus).

En 2018, par suite de l'entente d'élimination du charbon conclue avec le gouvernement de l'Alberta décrite à la note 4 O) de nos plus récents états financiers consolidés annuels, la Société a ajusté les durées d'utilité de certains des actifs miniers de Sunhills afin de s'aligner sur les plans de conversion du charbon au gaz de la Société. Par conséquent, la dotation aux amortissements comprise dans le poste Combustible et achats d'électricité pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 a augmenté d'environ 29 millions de dollars et celle pour l'exercice complet s'est accrue d'environ 38 millions de dollars.

Énergie éolienne et énergie solaire

Au cours du troisième trimestre, la répartition des coûts comptabilisés à l'égard des composantes des immobilisations corporelles du secteur Énergie éolienne et énergie solaire et leurs durées d'utilité ont été examinées. À la suite de l'examen, des composantes supplémentaires ont été identifiées du fait que la durée d'utilité de certaines pièces est plus courte que l'estimation initiale. La durée d'utilité de chacune de ces composantes a été réduite, passant de 30 ans à 15 ans ou à 10 ans. Par conséquent, la dotation aux amortissements a augmenté d'environ 7 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019, alors que celle pour l'exercice complet devrait augmenter d'environ 10 millions de dollars.

Sheerness

Au cours du deuxième trimestre de 2019, la Société a ajusté la durée d'utilité des actifs de la centrale de Sheerness afin de s'aligner sur les plans de conversion à deux carburants. Par conséquent, les durées d'utilité des actifs utilisés pour les activités de combustion du charbon et celles d'autres actifs ont été prolongées, et la dotation aux amortissements pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 a diminué d'environ 5 millions de dollars alors que celle pour l'exercice complet de 2019 devrait diminuer d'environ 11 millions de dollars.

Les durées d'utilité pourront être modifiées ou prolongées, conformément aux méthodes comptables de la Société, si des décisions et des événements liés à l'exploitation le justifient.

Centralia

Au cours du troisième trimestre de 2019, la Société a ajusté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la mine de Centralia puisque la direction ne croit plus que Coalview Centralia, LLC («Coalview») sera en mesure de terminer les travaux de récupération des particules de charbon et de remise en état comme il avait été proposé initialement. La meilleure estimation que la Société est en mesure de fournir à l'heure actuelle à l'égard de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a augmenté de 109 millions de dollars. Étant donné que la mine de Centralia n'est plus en exploitation et qu'elle a atteint la fin de sa durée d'utilité en 2006, cet ajustement donne lieu à la comptabilisation immédiate de la totalité des 109 millions de dollars au poste Imputations pour dépréciation d'actifs dans le résultat net.

TransAlta estime à environ 142 millions de dollars le montant non actualisé des flux de trésorerie nécessaires pour s'acquitter de ces coûts qui seront engagés entre 2021 et 2035. La provision peut être modifiée conformément aux méthodes comptables de la Société si des décisions liées à l'exploitation le justifient et à mesure que d'autres données sont disponibles.

B. Modifications comptables futures

Le 1^{er} octobre 2019, la Société a adopté par anticipation les modifications apportées à l'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises*, avant la date d'entrée en vigueur obligatoire du 1^{er} janvier 2020. Étant donné que TransAlta a adopté les modifications d'IFRS 3 de façon prospective, les informations comparatives présentées pour 2018 n'ont pas été retraitées. Les modifications visent à aider les entités à déterminer si une transaction doit être comptabilisée comme un regroupement d'entreprises ou comme une acquisition d'actifs. Ces modifications consistent notamment à :

- clarifier les exigences minimales pour être considéré comme une entreprise à savoir qu'au moins une entrée et un processus substantiel qui, ensemble, contribuent de manière importante à la capacité de créer des sorties doivent être présents;
- supprimer l'appréciation que les intervenants du marché doivent porter pour remplacer les éléments manquants de sorte que l'évaluation est basée sur ce qui a été acquis dans son état et sa condition actuels, et non, par exemple, sur l'intégration des activités et des actifs acquis par suite de l'appréciation des intervenants du marché relativement aux éléments manquants;
- fournir des indications supplémentaires pour aider les entités à apprécier si un processus acquis est substantiel ou non, ce qui nécessite des éléments probants plus convaincants lorsqu'il n'y a pas de sorties, car l'existence de sorties fournit certains éléments probants qui indiquent que l'ensemble des activités et des actifs acquis constituent une entreprise;
- restreindre la définition des sorties aux entrées qui fournissent des biens ou des services à des clients, produisent des revenus de placement ou permettent de tirer d'autres produits d'activités ordinaires;
- introduire un test facultatif pour déterminer s'il y a concentration de la juste valeur, qui simplifie l'appréciation à porter pour pouvoir conclure qu'un ensemble d'activités et d'actifs acquis ne constitue pas une entreprise. Le test de concentration est positif si la quasi-totalité de la juste valeur de l'actif brut acquis se concentre dans un actif identifiable unique ou un groupe unique d'actifs identifiables similaires.

La Société a choisi d'appliquer le test facultatif de concentration de la juste valeur à son acquisition de la participation restante de 50 % dans l'unité 3 de la centrale de Keephills – se reporter à la note 3 C) pour en savoir plus. Il n'y a aucune autre incidence sur les acquisitions d'actifs qui ont été réalisées au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2019.

C. Chiffres comparatifs

Certains chiffres comparatifs ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à la présentation de la période considérée. Ces reclassements n'ont eu aucune incidence sur le résultat net présenté antérieurement.

3. Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture

A. Plan d'investissement dans l'énergie propre et politique en matière de dividende

Le 16 septembre 2019, TransAlta a annoncé son plan d'investissement dans l'énergie propre, qui comprend la conversion de ses centrales alimentées au charbon existantes en Alberta en centrales alimentées au gaz naturel et l'avancement de sa position de chef de file dans les domaines de la production décentralisée et de l'énergie renouvelable. Dans le cadre de ce plan, TransAlta participe actuellement à des occasions dont la valeur totalise jusqu'à environ 1,9 milliard de dollars, dont des projets d'énergies renouvelables d'une valeur d'environ 800 millions de dollars sont déjà en cours de construction.

Le plan de TransAlta prévoit la conversion au gaz, en 2020 et 2021, de trois de ses centrales thermiques existantes en Alberta en remplaçant leurs brûleurs à charbon actuels par des brûleurs à gaz naturel. La Société progresse aussi en vue d'obtenir les permis nécessaires visant la conversion d'une ou, si possible, deux de ses centrales en centrales au gaz naturel à cycle combiné très efficaces. Les faits saillants de ces investissements dans la conversion au gaz sont les suivants :

- positionnement du portefeuille de TransAlta en tant que producteur à faible coût dans le marché fondé sur l'énergie seulement en Alberta;
- réalisation de rendements attrayants en tirant parti des infrastructures existantes de la Société;
- prolongation considérable de la durée d'utilité et des flux de trésorerie des centrales thermiques en Alberta;
- réduction importante des émissions atmosphériques et des coûts.

Le 30 octobre 2019, TransAlta a fait l'acquisition de deux turbines à gaz de catégorie F Siemens de 230 MW et de matériel connexe pour 84 millions de dollars. Ces turbines seront installées à la centrale de Sundance de TransAlta dans le cadre de la stratégie visant à remplacer l'unité 5 de la centrale de Sundance par une unité à cycle combiné très efficace. Cette acquisition a également entraîné la prise en charge de CAÉ à long terme non conditionnels visant la fourniture de capacité et d'énergie, y compris le transfert des coûts liés aux GES. Cette transaction, dont la prise d'effet est à la fin de 2023, a été conclue avec Shell Energy North America (Canada). TransAlta prévoit émettre un ordre de démarrage des travaux limité en 2020 et un ordre de démarrage des travaux complet en 2021 pour l'unité 5 de la centrale de Sundance, assortis d'une date prévue de mise en service en 2023. L'unité 5 de la centrale de Sundance transformée en unité à cycle combiné aura une capacité d'environ 730 MW et devrait coûter approximativement entre 750 millions de dollars et 770 millions de dollars. Parallèlement à la demande de permis visant la conversion de l'unité 5 de la centrale de Sundance, TransAlta espère également obtenir un permis visant le remplacement de l'unité 1 de la centrale de Keephills par une unité à cycle combiné, selon les données fondamentales du marché.

Le plan d'investissement dans l'énergie propre de la Société comprend également les quatre projets de parc éolien actuellement en construction aux États-Unis et en Alberta et une centrale de cogénération. Ces projets s'appuient sur des CAÉ à long terme conclus avec des contreparties très solvables.

B. Entente visant la construction et la détention d'une centrale de cogénération en Alberta

Le 1^{er} octobre 2019, TransAlta et SemCAMS Midstream ULC («SemCAMS») ont annoncé avoir conclu des ententes définitives portant sur la mise en valeur, la construction et l'exploitation d'une nouvelle centrale de cogénération d'une puissance de 40 MW à l'usine de traitement de gaz acide numéro 3 de Kaybob South. La centrale de Kaybob est stratégiquement située dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et accepte la production de gaz naturel provenant des formations de Montney et de Duvernay. TransAlta construira la centrale de cogénération qui sera détenue, exploitée et entretenue conjointement avec SemCAMS. Les dépenses d'investissement de la nouvelle centrale de cogénération devraient se situer entre 105 millions de dollars et 115 millions de dollars et le projet devrait générer un BAIIA annuel d'environ 18 millions de dollars. TransAlta sera responsable de toutes les dépenses d'investissement pendant la construction et, sous réserve du respect de certaines conditions, SemCAMS fera l'acquisition d'une participation de 50 % dans la nouvelle centrale de cogénération à la date de mise en service, qui est prévue pour la fin de 2021.

La totalité de la production de vapeur et environ la moitié de la production d'électricité ira à SemCAMS aux termes d'un contrat à prix fixe de 13 ans. La production d'électricité restante sera vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta par TransAlta.

C. TransAlta et Capital Power échangent leurs participations hors exploitation dans l'unité 3 de la centrale de Keephills et l'unité 3 de la centrale de Genesee

Le 1^{er} octobre 2019, la Société a conclu avec Capital Power Corporation («Capital Power») l'entente portant sur l'échange de la participation de 50 % que TransAlta détient dans l'unité 3 de la centrale de Genesee d'une capacité de 466 MW contre la participation de 50 % que Capital Power détient dans l'unité 3 de la centrale de Keephills d'une capacité de 463 MW. Par suite de cet échange, TransAlta détient à 100 % l'unité 3 de la centrale de Keephills, et Capital Power détient à 100 % l'unité 3 de la centrale de Genesee.

Les prix d'achat de chacune des participations hors exploitation se compensent en grande partie, donnant lieu au versement par Capital Power d'un paiement net de 10 millions de dollars à TransAlta, sous réserve des règlements liés au fonds de roulement. Les ajustements d'égalisation et les règlements définitifs liés au fonds de roulement auront lieu dans les 90 jours suivant la date de clôture.

Comme il est mentionné à la note 2 B), à la clôture de cette transaction, la Société a adopté par anticipation les modifications apportées à l'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises*, qui introduisent un test facultatif de concentration de la juste valeur, lesquelles entrent en vigueur en 2020. La Société a choisi d'appliquer le test facultatif de concentration de la juste valeur à son acquisition de la participation hors exploitation dans l'unité 3 de la centrale de Keephills en vertu duquel il a été établi que plus de 90 % de la juste valeur était concentrée dans les immobilisations corporelles acquises. Par conséquent, il a été déterminé que l'acquisition ne constituait pas une entreprise, les exigences de l'IFRS 3 n'ont pas été appliquées et la réduction de la valeur comptable existante de la participation de 50 % dans l'unité 3 de la centrale de Keephills à sa juste valeur n'était pas nécessaire. De ce fait, l'acquisition a été comptabilisée comme une acquisition d'actifs, et les valeurs comptables suivantes ont été attribuées en fonction des justes valeurs relatives :

Fonds de roulement	11
Immobilisations corporelles	308
Autres actifs	3
Autres passifs	(2)
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	(19)
Coût total de l'acquisition	301

Au 30 septembre 2019, la Société a reclassé les actifs et les passifs liés au groupe destiné à être cédé de l'unité 3 de la centrale de Genesee, inclus dans le secteur Charbon au Canada, comme étant détenus en vue de la vente à l'état de la situation financière, comme il est indiqué ci-après :

<u>Éléments reclassés en actifs détenus en vue de la vente :</u>		<u>Éléments reclassés en passifs détenus en vue de la vente :</u>	
Charges payées d'avance ¹	1	Partie courante de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions	9
Stocks ¹	8	Provision pour frais de démantèlement et autres provisions	23
Immobilisations corporelles	219		
immobilisations incorporelles	28		
Autres actifs	10		
Total des actifs détenus en vue de la vente	266	Total des passifs détenus en vue de la vente	32

1) Les éléments du fonds de roulement ont été réglés par un paiement en trésorerie distinct à la clôture.

D. Résiliation des contrats d'achat d'électricité liés à la centrale de Sundance en Alberta

Le 18 septembre 2017, la Société a reçu un avis officiel du Balancing Pool de son intention de résilier les CAÉ liés aux unités B et C de la centrale de Sundance le 31 mars 2018. Cette annonce était attendue et la Société a pris des mesures pour reprendre le contrôle de la répartition des unités à compter du 31 mars 2018.

Aux termes d'une entente écrite, le Balancing Pool a versé à la Société environ 157 millions de dollars le 29 mars 2018. La Société a contesté l'indemnité de résiliation qu'elle a reçue. Le Balancing Pool ne tenait pas compte de certains actifs miniers et autres actifs qui auraient dû être inclus dans le calcul de la valeur comptable nette.

Le 26 août 2019, la Société a annoncé qu'elle avait obtenu gain de cause à l'arbitrage et qu'elle avait reçu le montant total qu'elle cherchait à recouvrer, soit 56 millions de dollars, plus la TPS et les intérêts.

E. Investissement stratégique de Brookfield

Le 25 mars 2019, la Société a annoncé qu'elle avait conclu une convention aux termes de laquelle Brookfield Renewable Partners ou des membres du même groupe (collectivement «Brookfield») ont accepté d'investir 750 millions de dollars dans TransAlta par l'entremise de l'achat de titres échangeables («convention d'investissement») contre une participation dans les capitaux propres des actifs hydroélectriques assortis de CAÉ en Alberta de TransAlta dans le futur, dont la valeur sera établie en fonction d'un multiple du BAIIA futur généré par les actifs hydroélectriques assortis de CAÉ en Alberta.

Le 1^{er} mai 2019, Brookfield a investi une première tranche de 350 millions de dollars en échange de débentures subordonnées non garanties portant intérêt à 7 % échéant le 1^{er} mai 2039. La seconde tranche de 400 millions de dollars sera investie en octobre 2020 en échange d'une nouvelle série d'actions privilégiées de premier rang rachetables, sous réserve de la satisfaction de certaines conditions préalables.

Au moment de la conclusion de la convention d'investissement et conformément aux modalités de la convention, la Société a versé à Brookfield des frais de structuration de 7,5 millions de dollars. Une commission d'engagement de 15 millions de dollars a été versée à la réception du premier déboursement. Les frais de structuration ont été comptabilisés comme coût de transaction prépayé. Ces coûts de transaction représentant 3 % de l'investissement total de 750 millions de dollars ont été comptabilisés dans la valeur comptable des débentures subordonnées non garanties. Se reporter à la note 14 pour de plus amples renseignements.

En outre, sous réserve des exceptions indiquées dans la convention d'investissement, Brookfield s'est engagée à acheter des actions ordinaires de TransAlta sur le marché libre de manière à porter sa participation dans la Société à au moins 9 % à la clôture de la période prescrite d'achat d'actions, Brookfield n'étant cependant pas tenue d'acheter des actions ordinaires à un prix supérieur à 10 \$ l'action.

TransAlta a indiqué qu'elle entend rembourser jusqu'à 250 millions de dollars en capital aux actionnaires au moyen de rachats d'actions au cours des trois prochaines années.

F. Offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités

Le 27 mai 2019, la Société a annoncé que la Bourse de Toronto a accepté l'avis déposé par la Société en vue de mettre en œuvre une offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités («OPRA») pour une partie de ses actions ordinaires («actions ordinaires»). Dans le cadre de l'OPRA, la Société peut racheter jusqu'à concurrence de 14 000 000 d'actions ordinaires, soit environ 4,92 % des actions ordinaires émises et en circulation au 27 mai 2019. Aux termes de l'OPRA, les actions devraient être rachetées sur le marché libre à la Bourse de Toronto ainsi que sur toute autre plateforme de négociation canadienne sur laquelle les actions ordinaires sont négociées, au cours en vigueur. Les actions ordinaires rachetées dans le cadre de l'OPRA seront annulées.

La période au cours de laquelle TransAlta est autorisée à effectuer des rachats dans le cadre de l'OPRA a commencé le 29 mai 2019 et se termine le 28 mai 2020 ou à toute date antérieure à laquelle le nombre maximal d'actions ordinaires auront été rachetées en vertu de l'OPRA ou à laquelle l'OPRA prendra fin, au choix de la Société.

En vertu des règles de la Bourse de Toronto, un maximum de 176 447 actions ordinaires (soit 25 % du volume de transactions quotidien moyen de 705 788 actions ordinaires à la Bourse de Toronto pour la période de six mois close le 30 avril 2019) peuvent être rachetées à la Bourse de Toronto n'importe quel jour de Bourse dans le cadre de l'OPRA, sous réserve de la possibilité d'effectuer une acquisition en bloc excédant le maximum quotidien par semaine civile.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, la Société a racheté et annulé 3 133 200 actions ordinaires à un prix moyen de 8,57 \$ l'action, pour un coût total de 27 millions de dollars. Se reporter à la note 15 pour de plus amples renseignements.

G. Centrale éolienne Skookumchuck

Le 12 avril 2019, TransAlta a signé une entente avec Southern Power portant sur l'acquisition d'une participation de 49 % dans la centrale éolienne Skookumchuck, centrale en cours de construction de 136,8 MW située dans les comtés de Lewis et Thurston, à proximité de Centralia, dans l'État de Washington. Le projet dispose d'un CAÉ de 20 ans avec Puget Sound Energy. TransAlta effectuera son investissement lorsque la centrale entrera en exploitation, ce qui est prévu pour le premier trimestre de 2020. La participation de 49 % que TransAlta détient dans la totalité de l'investissement en immobilisation devrait se situer entre 150 millions de dollars et 160 millions de dollars.

H. Gazoduc Pioneer

Le 17 décembre 2018, la Société a exercé son option d'acquiescer une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer. Au cours du deuxième trimestre de 2019, le gazoduc Pioneer a commencé à transporter du gaz, quatre mois plus tôt que prévu, aux unités de production des centrales de Sundance et de Keephills de TransAlta. Le débit du gazoduc Pioneer était initialement d'environ 50 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour («Mpi³/j») durant la période de démarrage au cours de laquelle les débits initiaux ont varié en fonction des conditions du marché. Le gaz naturel a commencé à circuler dans le gazoduc Pioneer à un débit d'environ 130 Mpi³/j le 1^{er} novembre 2019. Tidewater et TransAlta détiennent chacune une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer qui est soutenu par une entente d'achat ferme de 15 ans de TransAlta aux droits du marché. L'investissement pour TransAlta, y compris l'infrastructure associée, s'est élevé à environ 100 millions de dollars.

Durant la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, TransAlta a investi 83 millions de dollars dans le gazoduc Pioneer pour un investissement cumulatif de 98 millions de dollars. Le gazoduc Pioneer est détenu par une entité distincte constituée comme une entreprise commune avec Tidewater. La Société présente sa participation dans l'entreprise commune dans ses états financiers consolidés en utilisant la méthode de la consolidation proportionnelle et en comptabilisant sa quote-part des actifs, des passifs, des produits et des charges au titre de sa participation dans l'entreprise commune. Le gazoduc Pioneer est classé comme une entreprise commune, étant donné que TransAlta est actuellement le seul client et que les deux parties fournissent les seuls flux de trésorerie servant à financer les activités d'exploitation. S'il y a des changements dans ces faits et ces circonstances, la classification du partenariat est susceptible de changer.

I. Mise à l'arrêt d'unités de la centrale de Sundance

Le 8 mars 2019, la Société a annoncé que l'Alberta Electric System Operator («AESO») avait accordé une prolongation de la mise à l'arrêt des unités 3 et 5 de la centrale de Sundance, dont la mise à l'arrêt, initialement prévue jusqu'au 1^{er} avril 2020, est désormais prolongée jusqu'au 1^{er} novembre 2021. Ces prolongations ont été demandées par TransAlta en se fondant sur son évaluation des prix du marché et des conditions du marché. TransAlta a la possibilité de remettre l'une ou l'autre de ces unités en service en donnant un préavis de trois mois à l'AESO.

J. Acquisition de deux projets de parc éolien aux États-Unis

Le 20 février 2018, TransAlta Renewables a annoncé avoir conclu une entente visant l'acquisition de participations dans deux projets prêts à construire dans le nord-est des États-Unis. Ces projets comprennent : i) un projet de 90 MW situé en Pennsylvanie faisant l'objet d'un contrat d'achat d'électricité (CAÉ) de 15 ans avec Microsoft Corp. («Big Level»); et ii) un projet de 29 MW situé au New Hampshire faisant l'objet de deux CAÉ de 20 ans («Antrim») (collectivement les «projets de parc éolien aux États-Unis»), avec des contreparties détenant des notes attribuées par Standard & Poor's d'au moins A+. La mise en service de ces deux projets est prévue pour le quatrième trimestre de 2019. Une filiale de TransAlta a acquis Big Level le 1^{er} mars 2018.

Le 20 avril 2018, TransAlta Renewables a réalisé l'acquisition d'une participation financière dans des projets de parc éolien aux États-Unis auprès d'une filiale de TransAlta («TA Power»). Aux termes de l'entente, une filiale de TransAlta détient directement les projets de parc éolien aux États-Unis, et TA Power a émis à TransAlta Renewables des actions privilégiées reflet, lesquelles donnent droit à des dividendes trimestriels fondés sur le résultat net avant impôts des projets de parc éolien aux États-Unis. Les actions privilégiées reflet ont priorité sur les actions ordinaires de TA Power détenues par TransAlta quant au versement des dividendes et à la distribution des actifs en cas de liquidation ou de dissolution volontaire ou forcée de TA Power. TransAlta Renewables financera, au moyen de liquidités existantes et d'avantages fiscaux, les coûts de construction et d'acquisition des deux projets de parc éolien aux États-Unis, estimés environ entre 250 millions de dollars américains et 270 millions de dollars américains, compte tenu des intérêts incorporés au coût de l'actif. TransAlta Renewables financera ces coûts en acquérant des actions privilégiées supplémentaires émises par TA Power ou en souscrivant des billets portant intérêt émis par l'entité responsable du projet. Le produit de l'émission de ces actions privilégiées ou de ces billets sera utilisé exclusivement dans le cadre de l'acquisition et de la construction des projets de parc éolien aux États-Unis.

Le 28 mars 2019, les conditions de clôture relatives à l'acquisition d'Antrim ont été finalisées et la filiale de TransAlta a acquis le projet de parc éolien pour une contrepartie en trésorerie totalisant 24 millions de dollars et le règlement du solde de l'encours du prêt à recevoir de 41 millions de dollars. En conséquence, la Société a comptabilisé 50 millions de dollars au titre d'actifs en construction dans les immobilisations corporelles et 15 millions de dollars dans les immobilisations incorporelles. La filiale de TransAlta a également payé la dernière retenue de garantie de 7 millions de dollars (5 millions de dollars américains) pour le projet de parc éolien Big Level, exigible à la clôture de l'acquisition d'Antrim. À la conclusion de l'acquisition d'Antrim, TransAlta Renewables a financé des coûts de construction supplémentaires de 70 millions de dollars (52 millions de dollars américains) en souscrivant un billet à ordre portant intérêt émis par l'entité mettant en œuvre le projet. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, TransAlta Renewables a financé 93 millions de dollars (69 millions de dollars américains) au titre des coûts de construction.

Au cours du troisième trimestre de 2019, des filiales de TransAlta ont conclu des ententes définitives avec une partie externe en vue d'un financement donnant droit à des avantages fiscaux prévu dans les projets de parc éolien Big Level et Antrim. Le financement total devrait se situer environ entre 125 millions de dollars américains et 135 millions de dollars américains, y compris un premier déboursement, respectivement d'environ 35 millions de dollars américains et 90 millions de dollars américains, versé à la mise en service des projets de parc éolien Antrim et Big Level, sous réserve des conditions habituelles. Le financement donnant droit à des avantages fiscaux sera classé à titre de dette à long terme à l'état de la situation financière.

K. TransAlta Renewables fait l'acquisition de trois actifs d'énergie renouvelable auprès de la Société

Le 31 mai 2018, TransAlta Renewables a fait l'acquisition auprès de la Société d'une participation financière dans le parc éolien Lakeswind de 50 MW situé au Minnesota et dans les centrales d'énergie solaire de 21 MW situées au Massachusetts («Mass Solar») par la souscription d'actions privilégiées reflétant d'une filiale de la Société. En outre, TransAlta Renewables a acquis de la Société une participation dans le parc éolien de Kent Breeze de 20 MW situé en Ontario. Le prix d'achat total des trois actifs s'est élevé à environ 166 millions de dollars, y compris la prise en charge de 62 millions de dollars d'obligations de financement donnant droit à des avantages fiscaux et de la dette liée aux projets pour une contrepartie nette en trésorerie d'une valeur nette réelle de 104 millions de dollars. La Société continue d'exploiter ces actifs pour le compte de TransAlta Renewables.

L'acquisition de Kent Breeze a été comptabilisée par TransAlta Renewables comme un regroupement d'entreprises sous contrôle commun, selon la méthode de la fusion d'intérêts communs, aux termes de laquelle les actifs et les passifs acquis ont été enregistrés à la valeur comptable précédemment comptabilisée par TransAlta le 31 mai 2018 plutôt qu'à leur juste valeur. En conséquence, la Société a comptabilisé un transfert de capitaux propres de participations ne donnant pas le contrôle de l'ordre de 1 million de dollars en 2018.

Le 28 juin 2018, TransAlta Renewables a souscrit des actions privilégiées reflétant supplémentaires de 33 millions de dollars d'une filiale de la Société liée à Mass Solar afin de financer le remboursement de la dette des projets de Mass Solar.

Dans le cadre de ces acquisitions, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 12 millions de dollars au deuxième trimestre de 2018, dont un montant de 11 millions de dollars a été comptabilisé dans les immobilisations corporelles et un montant de 1 million de dollars, dans les immobilisations incorporelles.

L. TransAlta Renewables conclut un placement d'actions ordinaires pour un produit de 150 millions de dollars

Le 22 juin 2018, TransAlta Renewables a conclu un placement de 11 860 000 actions ordinaires par voie de prise ferme par un syndicat de preneurs fermes (le «placement»). Les actions ordinaires ont été émises au prix de 12,65 \$ l'action pour un produit brut d'environ 150 millions de dollars (produit net de 144 millions de dollars).

Le produit net a été utilisé pour rembourser en partie les montants qui ont été prélevés sur la facilité de crédit de TransAlta Renewables pour financer de récentes acquisitions. Les liquidités supplémentaires en vertu de la facilité de crédit serviront aux fins générales de la Société, y compris pour payer les coûts de construction courants liés aux projets de parc éolien aux États-Unis décrits ci-dessus.

La Société n'a pas acheté d'actions ordinaires supplémentaires dans le cadre du placement. Se reporter à la note 8 pour plus de détails sur la participation de TransAlta dans TransAlta Renewables.

M. Financement de 345 millions de dollars

La Société a monétisé les paiements en vertu de l'entente d'élimination du charbon avec le gouvernement de l'Alberta le 20 juillet 2018, à la conclusion d'un placement d'obligations d'environ 345 millions de dollars par sa filiale en propriété exclusive indirecte, TransAlta OCP LP («TransAlta OCP») par voie de placement privé, qui sont garanties notamment par une charge de premier rang sur les paiements effectués par le gouvernement de l'Alberta en vertu de l'entente d'élimination du charbon. Les obligations amortissables portent intérêt à partir de leur date d'émission à un taux de 4,509 % par année, payables tous les semestres jusqu'à l'échéance le 5 août 2030. Les obligations ont obtenu de DBRS une note de BBB, avec une tendance stable. Aux termes de l'entente d'élimination du charbon, la Société reçoit des paiements de transition annuels au comptant d'environ 40 millions de dollars (environ 37 millions de dollars, montant net revenant à la Société) au plus tard le 31 juillet, à compter du 1^{er} janvier 2017 et jusqu'à la fin de 2030.

Le produit net a servi à rembourser une partie des débetures à 6,40 %, comme il est décrit ci-dessous.

N. Remboursement anticipé de 400 millions de dollars de débetures

Le 2 août 2018, la Société a racheté par anticipation la totalité de ses débetures à 6,40 % en circulation, échéant le 18 novembre 2019, pour un montant en capital de 400 millions de dollars. Le prix de rachat était au total d'environ 425 millions de dollars, y compris une prime au paiement anticipé et les intérêts courus et impayés.

O. Mise hors service de l'unité 2 de la centrale de Sundance

Le 19 juillet 2018, le conseil d'administration de la Société a approuvé la mise hors service de l'unité 2 de la centrale de Sundance le 31 juillet 2018. La décision a été en grande partie motivée par l'âge, la taille et la courte durée d'utilité de l'unité 2 de la centrale de Sundance par rapport à d'autres unités, et par l'importance des capitaux requis pour remettre l'unité 2 en service. La mise hors service s'inscrit dans notre stratégie de transition vers l'énergie propre d'ici 2025. La Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 38 millions de dollars (28 millions de dollars après impôts) au troisième trimestre de 2018.

P. Rachat anticipé de billets de premier rang

Le 15 mars 2018, la Société a procédé au rachat anticipé de la totalité de ses billets de premier rang à 6,650 % en circulation d'un capital de 500 millions de dollars américains, échéant le 15 mai 2018, pour environ 617 millions de dollars (516 millions de dollars américains). Une prime au remboursement anticipé de 5 millions de dollars a été comptabilisée dans la charge d'intérêts nette.

4. Produits

Ventilation des produits

Les produits de la Société sont essentiellement tirés de la vente d'énergie, de la capacité et de caractéristiques écologiques, de la location de centrales, et des activités de commercialisation et de négociation de l'énergie, que la Société ventile selon les groupes suivants afin de déterminer comment les facteurs économiques influent sur la comptabilisation des produits des activités ordinaires.

Trois mois clos le 30 sept. 2019	Charbon – Canada	Charbon – É.-U.	Gaz – Canada	Gaz – Australie	Énergie éolienne et solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	104	3	49	21	43	37	–	–	257
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location	17	–	–	16	–	–	–	–	33
Produits des activités ordinaires tirés des instruments dérivés¹	16	88	(3)	–	(1)	–	26	2	128
Incitatifs gouvernementaux	–	–	–	–	2	–	–	–	2
Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources²	71	93	–	2	8	3	–	(4)	173
Total des produits des activités ordinaires	208	184	46	39	52	40	26	(2)	593
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires									
À un moment précis	12	3	–	–	6	–	–	–	21
Au fil du temps	92	–	49	21	37	37	–	–	236
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	104	3	49	21	43	37	–	–	257

1) Le secteur Charbon aux États-Unis comprend la résiliation d'un contrat avec un client qui est comptabilisée comme instrument dérivé.

2) Comprennent les produits tirés des activités de détail et de diverses autres sources.

Trois mois clos le 30 sept. 2018	Charbon – Canada	Charbon – É.-U.	Gaz – Canada	Gaz – Australie	Énergie éolienne et solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	109	2	52	22	33	30	–	–	248
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location	17	–	–	16	4	3	–	–	40
Produits des activités ordinaires tirés des instruments dérivés ¹	(2)	14	–	–	8	–	18	–	38
Incitatifs gouvernementaux	–	–	–	–	2	–	–	–	2
Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources ²	108	142	2	3	8	4	–	(2)	265
Total des produits des activités ordinaires	232	158	54	41	55	37	18	(2)	593

Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires

À un moment précis	9	2	–	–	2	–	–	–	13
Au fil du temps	100	–	52	22	31	30	–	–	235
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	109	2	52	22	33	30	–	–	248

1) Le secteur Charbon aux États-Unis comprend la résiliation d'un contrat avec un client qui est comptabilisée comme instrument dérivé.

2) Comprennent les produits tirés des activités de détail et de diverses autres sources.

Neuf mois clos le 30 sept. 2019	Charbon – Canada	Charbon – É.-U.	Gaz – Canada	Gaz – Australie	Énergie éolienne et solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	300	7	158	65	175	114	–	–	819
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location	49	–	–	50	–	–	–	–	99
Produits des activités ordinaires tirés des instruments dérivés ¹	(36)	123	(1)	–	12	–	98	4	200
Incitatifs gouvernementaux	–	–	–	–	6	–	–	–	6
Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources ²	295	286	1	5	20	12	–	(5)	614
Total des produits des activités ordinaires	608	416	158	120	213	126	98	(1)	1 738
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires									
À un moment précis	35	7	–	–	21	–	–	–	63
Au fil du temps	265	–	158	65	154	114	–	–	756
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	300	7	158	65	175	114	–	–	819

1) Le secteur Charbon aux États-Unis comprend la résiliation d'un contrat avec un client qui est comptabilisée comme instrument dérivé.

2) Comprennent les produits tirés des activités de détail et de diverses autres sources.

Neuf mois clos le 30 sept. 2018	Charbon – Canada	Charbon – É.-U.	Gaz – Canada	Gaz – Australie	Énergie éolienne et solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	410	6	160	67	143	106	–	–	892
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location	51	–	–	51	17	6	–	–	125
Produits des activités ordinaires tirés des instruments dérivés ¹	(7)	126	5	–	(11)	–	48	–	161
Incitatifs gouvernementaux	–	–	–	–	12	–	–	–	12
Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources ²	226	164	2	5	31	15	–	(6)	437
Total des produits des activités ordinaires	680	296	167	123	192	127	48	(6)	1 627

Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires

À un moment précis	30	6	–	–	8	–	–	–	44
Au fil du temps	380	–	160	67	135	106	–	–	848
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	410	6	160	67	143	106	–	–	892

1) Le secteur Charbon aux États-Unis comprend la résiliation d'un contrat avec un client qui est comptabilisée comme instrument dérivé.

2) Comprennent les produits tirés des activités de détail et de diverses autres sources.

5. Imputations pour dépréciation d'actifs et reprises

Dans le cadre des contrôles de surveillance de la Société, des prévisions à long terme sont préparées pour chaque unité génératrice de trésorerie («UGT»). Ces estimations de prévisions à long terme servent à évaluer l'importance des indicateurs potentiels de dépréciation et constituent des critères pour évaluer les changements défavorables dans l'exploitation. La Société examine également la relation entre sa capitalisation boursière et sa valeur comptable, entre autres facteurs, au moment de l'analyse des indicateurs de dépréciation. En présence d'indicateurs de dépréciation, la Société estime la valeur recouvrable de chaque UGT en calculant la juste valeur approximative diminuée des coûts de sortie au moyen des projections des flux de trésorerie actualisés selon les prévisions à long terme de la Société. Les évaluations utilisées sont assujetties à une incertitude relative à la mesure en raison des hypothèses posées et des données utilisées dans les prévisions à long terme de la Société, y compris les fluctuations des coûts du combustible, des coûts d'exploitation, des dépenses d'investissement, des prix de l'électricité internationaux et de la durée d'utilité des actifs allant jusqu'à la dernière mise hors service d'actifs prévue en 2073.

A. 2019

Centrale de Centralia

En 2012, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 347 millions de dollars au titre de l'UGT de la centrale de Centralia. Dans le cadre de son test de dépréciation annuel, la Société tient compte des indicateurs potentiels de dépréciation à l'égard de l'UGT de la centrale de Centralia. En 2019, une évaluation interne a révélé que la juste valeur diminuée des coûts de sortie de l'UGT dépassait, de façon substantielle, la valeur comptable, ce qui a entraîné l'exécution d'un test de recouvrabilité complet en 2019. La juste valeur à jour reflétait les variations soutenues observées quant aux prix de l'électricité et aux coûts du charbon découlant des renégociations de contrats. À la lumière du test de recouvrabilité, une reprise de dépréciation d'actifs de 151 millions de dollars a été comptabilisée dans le secteur Charbon aux États-Unis.

Les évaluations effectuées s'inscrivent dans les évaluations de la juste valeur de niveau III et sont assujetties à une incertitude relative à la mesure en raison des principales hypothèses décrites ci-après et des données utilisées dans les prévisions à long terme de la Société, y compris les fluctuations des coûts du combustible, des coûts d'exploitation, des dépenses d'investissement et du nombre de contrats conclus dans le cadre du protocole d'entente visant la transition vers d'autres énergies que le charbon qui a été établi dans l'État de Washington. La période d'évaluation comprend les flux de trésorerie nécessaires jusqu'au démantèlement de la centrale en 2025.

La Société s'est fondée sur ses prévisions à long terme et sur les principales hypothèses de 2019, en comparant ces dernières à celles de 2016 présentées dans l'évaluation détaillée précédente la plus récente :

	2019	2016
Prix moyens annuels de l'électricité de Mid-Columbia	30,37 \$ US à 41,94 \$ US par MWh	22,00 \$ US à 46,00 \$ US par MWh
Carburant diesel routier pour le transport du charbon	2,35 \$ US à 2,40 \$ US par gallon	1,69 \$ US à 2,09 \$ US par gallon
Taux d'actualisation	5,2 % à 6,4 %	5,4 % à 5,7 %

Se reporter à la note 2 pour en savoir plus sur la charge de 109 millions de dollars liée à la provision au titre du démantèlement et de la remise en état de la mine de Centralia.

B. 2018

Unité 2 de la centrale de Sundance

Au troisième trimestre de 2018, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation d'actifs d'un montant de 38 millions de dollars sur l'unité 2 de la centrale de Sundance en raison de sa décision de mettre cette unité hors service. La Société avait d'abord prévu que l'unité 2 de la centrale de Sundance resterait à l'arrêt pendant une période pouvant atteindre deux ans, et donc qu'elle ferait toujours partie de l'UGT marchande de l'Alberta, pour laquelle il existe une importante réserve. Le test de dépréciation était fondé sur la valeur d'utilité et comprenait les flux de trésorerie futurs estimatifs devant être générés par l'unité jusqu'à sa mise hors service le 31 juillet 2018. L'actualisation n'a pas eu d'incidence importante.

Lakeswind et Kent Breeze

Le 31 mai 2018, TransAlta Renewables a fait l'acquisition d'une participation financière dans Lakeswind par la souscription d'actions privilégiées reflet d'une filiale de la Société et a acquis Kent Breeze (se reporter à la note 3 K)). Dans le cadre de ces acquisitions, les actifs ont été évalués à la juste valeur au moyen de taux d'actualisation d'environ 7 % en moyenne. Par conséquent, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 12 millions de dollars en utilisant l'évaluation du contrat comme indicateur de la juste valeur diminuée des coûts de sortie en 2018. L'imputation pour dépréciation a eu une incidence de 11 millions de dollars sur les immobilisations corporelles et de 1 million de dollars sur les immobilisations incorporelles (se reporter à la note 11).

C. Frais de mise en valeur de projets

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019, la Société a radié des frais de mise en valeur de projets d'un montant de 18 millions de dollars liés à des projets qui ne sont plus en cours.

6. Charge d'intérêts nette

Les composantes de la charge d'intérêts nette sont comme suit :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2019	2018	2019	2018
Intérêt sur la dette	40	44	123	142
Intérêt sur les titres échangeables (note 14)	7	—	12	—
Produit d'intérêts	(4)	(2)	(9)	(8)
Intérêts incorporés au coût de l'actif	(2)	(1)	(4)	(1)
Perte sur le rachat anticipé de billets de premier rang en dollars américains (note 13)	—	19	—	24
Intérêts sur les obligations locatives	1	—	3	2
Frais liés à la facilité de crédit et frais bancaires	4	4	11	10
Autres intérêts et frais ¹	3	3	7	13
Désactualisation des provisions	6	6	18	18
Charge d'intérêts nette	55	73	161	200

1) Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, des coûts d'environ 5 millions de dollars ont été passés en charges en raison du financement de projet qui n'était plus réalisable.

7. Impôts sur le résultat

Les composantes de la charge d'impôts sur le résultat sont comme suit :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2019	2018	2019	2018
Charge (recouvrement) d'impôt exigible	14	(1)	28	18
Charge (recouvrement) d'impôt différé lié à la naissance et à la reprise des différences temporaires	12	(24)	(7)	(26)
Recouvrement d'impôt différé résultant de modifications apportées aux taux d'imposition ou aux lois fiscales ¹	—	—	(40)	—
Charge d'impôt différé découlant de la réduction (reprise) de valeur des actifs d'impôt différé ²	(16)	4	(4)	18
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	10	(21)	(23)	10

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2019	2018	2019	2018
Charge (recouvrement) d'impôt exigible	14	(1)	28	18
Recouvrement d'impôt différé	(4)	(20)	(51)	(8)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	10	(21)	(23)	10

1) Au cours du deuxième trimestre de 2019, la Société a comptabilisé un recouvrement d'impôt différé de 40 millions de dollars lié à la diminution de 12 % à 8 % du taux d'imposition des sociétés de l'Alberta quasi adoptée. Le taux d'imposition sera réduit graduellement, comme suit : taux de 11 % entrant en vigueur le 1^{er} juillet 2019; taux de 10 % entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2020; taux de 9 % entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2021; et taux de 8 % entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2022. Un recouvrement d'impôt différé de 40 millions de dollars a été comptabilisé dans les comptes de résultat et une charge d'impôt différé de 3 millions de dollars a été comptabilisée dans les autres éléments du résultat global.

2) Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 sept. 2019, la Société a repris une réduction de valeur d'actifs d'impôt différé antérieure respectivement de 16 millions de dollars et 4 millions de dollars (réduction de 4 millions de dollars et 18 millions de dollars au 30 sept. 2018). Les actifs d'impôt différé ont trait principalement aux avantages fiscaux liés à des pertes subies dans le cadre des activités de la Société aux États-Unis détenues directement. La Société évalue à la fin de chaque période s'il est probable que ses activités aux États-Unis détenues directement puissent générer un résultat imposable futur suffisant pour lui permettre d'utiliser les pertes fiscales sous-jacentes. La Société avait précédemment sorti ces actifs du bilan, puisqu'il n'était plus considéré comme probable que ses activités aux États-Unis détenues directement pourraient générer un résultat imposable futur suffisant pour lui permettre d'utiliser les pertes fiscales sous-jacentes. Les produits des activités ordinaires et les autres éléments du résultat global comptabilisés ont entraîné des différences temporaires imposables sur lesquelles sont fondées en grande partie l'utilisation de certaines de ces pertes fiscales et la reprise de la réduction de valeur. De plus, au cours du deuxième trimestre de 2019, le taux d'imposition des sociétés de l'Alberta a été réduit à 11 % avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2019.

8. Participations ne donnant pas le contrôle

Les filiales de la Société ayant d'importantes participations ne donnant pas le contrôle sont TransAlta Renewables et TransAlta Cogeneration L.P. Le résultat net, les distributions et les capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle de TransAlta Renewables comprennent la participation ne donnant pas le contrôle de 17 % dans Kent Hills Wind LP, qui détient le parc éolien de Kent Hills d'une capacité de 167 MW situé au Nouveau-Brunswick.

Le tableau suivant présente le pourcentage de la propriété, des droits de vote et de la participation en capitaux propres de la Société dans TransAlta Renewables :

Période	Pourcentage
Du 1 ^{er} août 2017 au 21 juin 2018	64,0
Du 22 juin 2018 au 30 juillet 2018 ¹	61,1
Du 31 juillet 2018 au 29 novembre 2018 ²	61,0
Du 30 novembre 2018 au 31 décembre 2018 ²	60,9
Du 1 ^{er} janvier 2019 au 31 mars 2019 ²	60,8
Du 1 ^{er} avril 2019 au 30 juin 2019 ²	60,6
Du 1 ^{er} juillet 2019 au 30 septembre 2019 ²	60,5

1) Réduction attribuable à l'émission d'actions ordinaires de TransAlta Renewables au cours du deuxième trimestre de 2018. La Société n'a pas participé à cette émission d'actions ordinaires. Se reporter à la note 3 pour de plus amples renseignements.

2) En raison du régime de réinvestissement des dividendes de TransAlta Renewables qui permet aux investisseurs de réinvestir leurs dividendes dans des actions ordinaires, le pourcentage de la participation change chaque mois. La Société ne participe pas au régime de réinvestissement des dividendes.

Les montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle sont présentés dans le tableau qui suit :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2019	2018	2019	2018
Résultat net				
TransAlta Cogeneration L.P.	7	4	16	10
TransAlta Renewables	9	5	51	55
	16	9	67	65
Total du résultat global				
TransAlta Cogeneration L.P.	7	4	16	10
TransAlta Renewables	30	3	37	54
	37	7	53	64
Distributions en espèces versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle				
TransAlta Cogeneration L.P.	12	23	33	62
TransAlta Renewables	17	19	52	61
	29	42	85	123
Aux			30 sept. 2019	31 déc. 2018
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle				
TransAlta Cogeneration L.P.			157	176
TransAlta Renewables			944	961
			1 101	1 137
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)				
TransAlta Cogeneration L.P.			49,99	49,99
TransAlta Renewables			39,5	39,1

9. Instruments financiers

A. Actifs financiers et passifs financiers – évaluation

Les actifs financiers et les passifs financiers sont évalués régulièrement à la juste valeur ou au coût amorti.

B. Juste valeur des instruments financiers

I. Évaluations des justes valeurs de niveaux I, II et III

Les classements de niveaux I, II et III de la hiérarchie de la juste valeur utilisée par la Société sont définis ci-dessous. L'évaluation à la juste valeur d'un instrument financier est incluse dans un seul des trois niveaux, le calcul de celle-ci étant fondé sur les données d'entrée du niveau le plus bas qui sont importantes pour établir la juste valeur.

a. Niveau I

Les justes valeurs sont calculées en utilisant les cours du marché (non rajustés) dans les marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques auxquels la Société a accès à la date d'évaluation. Pour calculer les justes valeurs de niveau I, la Société utilise les cours du marché pour des produits de base négociés identiques obtenus auprès des Bourses actives comme la New York Mercantile Exchange.

b. Niveau II

Les justes valeurs sont évaluées, directement ou indirectement, au moyen de données d'entrée qui sont observables pour l'actif ou le passif concerné.

Les justes valeurs de niveau II sont déterminées par l'utilisation des cours sur des marchés actifs, qui sont dans certains cas ajustés pour tenir compte des facteurs propres aux actifs ou aux passifs, comme les écarts de base, l'évaluation du crédit et les écarts liés à l'emplacement.

Les instruments financiers au titre des activités de gestion du risque lié aux produits de base classés dans le niveau II de la Société comprennent les instruments dérivés négociés hors Bourse dont les valeurs sont fondées sur les courbes observables des contrats à terme normalisés sur produits de base ainsi que les instruments dérivés dont les données d'entrée sont validées par les cours des courtiers ou par d'autres fournisseurs de données de marché accessibles au public. Les justes valeurs de niveau II sont également déterminées en utilisant des techniques d'évaluation, comme les modèles d'évaluation des options, où les données d'entrée sont déjà observables, y compris les prix des produits de base pour des actifs ou passifs semblables dans des marchés actifs, et les volatilités implicites des options.

Pour calculer les justes valeurs de niveau II des autres actifs de gestion du risque, la Société utilise des données d'entrée observables autres que les cours du marché non ajustés qui sont observables pour l'actif ou le passif, comme les courbes de rendement du taux d'intérêt et les taux de change. Pour certains instruments financiers au titre desquels le volume des transactions est insuffisant ou les transactions ne sont pas récentes, la Société se fie aux données d'entrée sur les taux d'intérêt et les taux de change similaires et à d'autres informations de tiers comme les écarts de crédit.

c. Niveau III

Les justes valeurs sont calculées en utilisant des données d'entrée sur les actifs ou les passifs qui ne sont pas observables.

La Société peut conclure des transactions sur des produits de base pour lesquelles il n'y a pas de données de marché observables disponibles. Dans ces cas-là, les justes valeurs de niveau III sont établies en utilisant des techniques d'évaluation, comme le modèle de Black et Scholes, le modèle d'évaluation axé sur les prévisions et le modèle d'évaluation fondé sur les statistiques historiques («bootstrap»), à l'aide de données d'entrée reposant sur les données historiques comme la disponibilité de l'unité, la gestion du transport, les profils de la demande pour des contrats non standardisés

distincts et des produits structurés, et/ou les volatilités ainsi que les corrélations entre les produits provenant des prix historiques.

La Société est aussi partie à divers contrats sur les produits de base ayant une durée s'étirant au-delà d'une période de négociation liquide. Comme les prix du marché à terme ne sont pas disponibles pour la durée complète de ces contrats, leur valeur est déterminée à partir d'une prévision reposant sur une combinaison de modèles fondamentaux externes et internes, y compris l'actualisation. Par conséquent, ces contrats sont classés dans le niveau III.

La Société a une politique de gestion du risque lié aux produits de base qui régit les transactions sur les produits de base effectuées dans le cadre de ses activités de négociation pour compte propre et celles effectuées afin de gérer le risque lié au prix des produits de base de son entreprise de production. La politique définit et précise les responsabilités en matière de contrôle et de gestion associées aux opérations liées aux produits de base, ainsi que la nature et la fréquence des rapports exigés au titre de ces activités.

Les méthodes et procédures au titre de l'évaluation de la juste valeur de niveau III des instruments de gestion du risque lié aux produits de base sont établies par le service de gestion du risque de la Société. Les justes valeurs de niveau III sont calculées au moyen du système de gestion du risque lié aux transactions sur les produits énergétiques de la Société selon les données contractuelles sous-jacentes ainsi que les données d'entrée observables et non observables. L'établissement de données d'entrée non observables repose sur le jugement. Pour assurer la vraisemblance, les évaluations de la juste valeur de niveau III produites par le système sont passées en revue et validées par le service de gestion du risque et le service des finances. L'examen s'effectue officiellement chaque trimestre ou plus souvent si l'examen et les procédures de surveillance quotidiens permettent d'identifier des variations non prévues de la juste valeur ou des changements dans les principaux paramètres.

Les informations sur les contrats ou les groupes de contrats au titre des activités de gestion du risque qui sont inclus dans les évaluations de niveau III et les données d'entrée non observables et les sensibilités qui s'y rattachent sont comme suit, compte non tenu de l'incidence sur la juste valeur de certaines données d'entrée non observables comme les liquidités et les escomptes de crédit («justes valeurs de base») ainsi que les profits et les pertes initiaux. La fourchette de sensibilité des justes valeurs de base est établie à l'aide d'autres hypothèses raisonnablement possibles pour les principales données d'entrée non observables, qui peuvent comprendre les prix à terme des produits de base, la volatilité et les corrélations des produits de base, le volume des livraisons et leur forme.

Aux	30 septembre 2019		31 décembre 2018	
	Juste valeur de base	Sensibilité	Juste valeur de base	Sensibilité
Ventes d'électricité à long terme – ouest des États-Unis	736	+67 -151	801	+116 -116
Achats d'électricité conditionnels – unités – est des États-Unis	2	+1 -1	18	+4 -4
Produits structurés – est des États-Unis	8	+4 -4	6	+5 -5
Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis	(32)	+21 -21	(39)	+21 -21
Autres	4	+6 -5	9	+3 -3

i. Vente d'électricité à long terme – ouest des États-Unis

La Société a conclu un contrat de vente d'électricité à long terme, à prix fixe, aux États-Unis visant la livraison d'électricité selon les niveaux de capacité suivants : 380 MW jusqu'au 31 décembre 2024 et 300 MW jusqu'au 31 décembre 2025. Le contrat est désigné comme couverture de flux de trésorerie globale.

Pour les périodes au-delà de deux ans, les prix du marché de l'électricité à terme ne sont pas facilement observables. Pour ces périodes, des prévisions fondamentales et des indications du marché ont été utilisées comme indicateurs dans les hypothèses sur les prix de base, les prix les plus élevés et les prix les plus bas de l'électricité. La prévision sur les prix de base a été établie en utilisant une prévision des données fondamentales (le fournisseur est indépendant et est reconnu comme un expert du secteur pour les prévisions et hypothèses). La fourchette des prix de l'électricité à terme par MWh utilisée pour déterminer les justes valeurs de base de niveau III au 30 septembre 2019 se situe entre 24 \$ US et 32 \$ US (20 \$ US et 35 \$ US au 31 décembre 2018). L'analyse de sensibilité a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société selon laquelle une baisse ou une hausse respectivement de 4 \$ US à 9 \$ US (6 \$ US au 31 décembre 2018) est une variation raisonnablement possible du prix de l'électricité à terme.

ii. Achats d'électricité conditionnels – unités – est des États-Unis

En vertu de CAÉ conditionnels, la Société a accepté d'acheter de l'électricité selon la production réelle de certaines unités détenues et exploitées par des tiers. En vertu de ces types de contrats, l'acheteur paie au fournisseur un prix fixe convenu par MWh produit multiplié par la quote-part de la production réelle de l'unité si celle-ci est en service (aucun montant n'est payé s'il y a une interruption de service). Les contrats sont comptabilisés comme étant détenus à la juste valeur par le biais du résultat net.

Les principales données d'entrée non observables utilisées pour l'évaluation sont les volumes livrés prévus et le taux de production horaire. La production horaire donnera lieu à des prix réalisés pouvant comporter un escompte ou une prime par rapport au prix moyen de l'électricité établi. D'autres données d'entrée raisonnablement possibles ont été utilisées pour établir la sensibilité des évaluations des justes valeurs.

Cette analyse repose sur les données historiques disponibles sur la production des centrales. Les fourchettes de taux d'actualisation des prix et des volumes par MWh utilisées pour l'évaluation des justes valeurs de base de niveau III au 30 septembre 2019 sont respectivement de néant (néant au 31 décembre 2018) et de 2,2 % à 2,8 % (2,2 % à 16,9 % au 31 décembre 2018). L'analyse de sensibilité a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société d'une variation raisonnablement possible des fourchettes de taux d'actualisation des prix d'environ 1,1 % à 1,9 % (1,1 % à 1,9 % au 31 décembre 2018) et d'une variation des taux d'escompte de volume d'environ 8,6 % à 10,6 % (8,6 % à 27,3 % au 31 décembre 2018), ce qui se rapproche de l'écart type pour chaque donnée.

iii. Produits structurés – est des États-Unis

La Société a conclu des contrats d'électricité à prix fixe et des contrats sur consommation spécifique de chaleur dans l'est des États-Unis. Aux termes des contrats d'électricité à prix fixe, la Société a accepté d'acheter ou de vendre de l'électricité à des installations ou emplacements où les marchés sont non liquides ou en dehors des heures standards. La Société a également acheté et vendu des contrats sur la consommation spécifique de chaleur tant à des emplacements où les marchés sont liquides que non liquides. Aux termes d'un contrat sur la consommation spécifique de chaleur, l'acheteur a le droit d'acheter de l'électricité au moment où la consommation spécifique de chaleur sur le marché est plus élevée que celle visée par contrat.

Les principales données d'entrée non observables utilisées pour l'évaluation des contrats d'électricité à prix fixe sont les écarts de prix à terme du marché et les facteurs non standards. Une analyse de régression historique a été exécutée pour modéliser les écarts entre les marchés liquides et non liquides. Les facteurs non standards ont été établis en utilisant des données historiques. La relation de base et les facteurs non standards utilisés pour l'évaluation des justes valeurs de base de niveau III au 30 septembre 2019 sont de respectivement 84 % à 110 % et 63 % à 100 % (75 % à 109 % et 63 % à 104 % au 31 décembre 2018). L'analyse de sensibilité a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société d'une variation raisonnablement possible des écarts de prix à terme du marché d'environ 3 % à 6 % (4 % à 7 % au 31 décembre 2018) et d'une variation des facteurs non standards d'environ 4 % à 9 % (4 % à 9 % au 31 décembre 2018), ce qui se rapproche de l'écart type pour chaque donnée.

Les principales données d'entrée non observables utilisées pour l'évaluation des contrats sur la consommation spécifique de chaleur sont les volatilités implicites et les corrélations. Les volatilités implicites et les corrélations utilisées pour l'évaluation des justes valeurs de base de niveau III au 30 septembre 2019 sont de respectivement 47 % à 55 % et 70 % (25 % à 84 % et 70 % au 31 décembre 2018). L'analyse de sensibilité a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société d'une variation raisonnablement possible de la fourchette des volatilités implicites et des corrélations respectivement d'environ 49 % à 53 % et 30 % (37 % à 49 % et 30 % au 31 décembre 2018).

iv. Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis

En ce qui a trait à l'acquisition de Big Level (se reporter à la note 3), la Société a un contrat à long terme fondé sur les écarts en vertu duquel elle reçoit un prix fixe par MWh et paie le cours du marché en vigueur et en temps réel de l'énergie par MWh ainsi que la livraison physique de crédits d'énergie renouvelable fondés sur une approximation de la production. Le début des activités commerciales de la centrale devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2019, le contrat entrant en vigueur le 1^{er} juillet 2019 et se prolongeant sur 15 ans à partir la date de mise en service. Le contrat est comptabilisé comme étant à la juste valeur par le biais du résultat net.

Les principales données non observables utilisées pour l'évaluation du contrat sont les volumes de production approximative prévus ainsi que les prix à terme de l'électricité et les crédits d'énergie renouvelable après 2024 et 2022, respectivement. Le prix à terme de l'électricité et les crédits d'énergie renouvelable par MWh utilisés pour déterminer la juste valeur de base du niveau III au 30 septembre 2019 sont respectivement de 41 \$ US à 64 \$ US et 8 \$ US (42 \$ US à 68 \$ US et 7 \$ US à 8 \$ US au 31 décembre 2018). L'analyse de sensibilité a été réalisée sur la base de l'évaluation de la Société selon laquelle une variation des volumes de production approximative prévus de 10 %, une variation des prix de l'énergie de 6 \$ US et une variation des prix de crédits d'énergie renouvelable de 1 \$ US constituent des variations raisonnablement possibles.

II. Actifs et passifs de gestion du risque lié aux produits de base

Les actifs et les passifs de gestion du risque lié aux produits de base comprennent les actifs et passifs de gestion du risque qui sont utilisés dans les secteurs Commercialisation de l'énergie et Production dans le cadre des activités de négociation et de certaines activités d'impartition. Dans la mesure du possible, les variations des actifs et des passifs nets de gestion du risque pour les positions des éléments autres que de couverture sont reflétées dans le résultat de ces secteurs.

Les actifs et les passifs de gestion du risque lié aux produits de base sont classés selon leur niveau de juste valeur au 30 septembre 2019 : niveau I – passif net de 1 million de dollars (actif net de 3 millions de dollars au 31 décembre 2018), niveau II – actif net de 12 millions de dollars (passif net de 19 millions de dollars au 31 décembre 2018), niveau III – actif net de 676 millions de dollars (actif net de 695 millions de dollars au 31 décembre 2018).

Les variations importantes des actifs (passifs) nets de gestion du risque lié aux produits de base au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 découlent essentiellement de règlements de contrats et de variations défavorables des taux de change, en partie contrebalancés par des prix du marché favorables durant la période.

Les tableaux suivants résument les facteurs clés ayant une incidence sur la juste valeur des actifs et passifs de gestion du risque lié aux produits de base de niveau III au cours des périodes de neuf mois closes respectivement le 30 septembre 2019 et 2018 :

	Neuf mois clos le 30 sept. 2019			Neuf mois clos le 30 sept. 2018		
	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total
Solde d'ouverture	689	6	695	719	52	771
Variations attribuables aux :						
Variations des prix du marché pour les contrats existants	40	(2)	38	(9)	7	(2)
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	—	11	11	—	—	—
Contrats réglés	(34)	(14)	(48)	(60)	(35)	(95)
Variation des taux de change	(22)	2	(20)	26	—	26
Transferts vers le (hors du) niveau III	—	—	—	—	(4)	(4)
Actifs nets de gestion du risque à la fin de la période	673	3	676	676	20	696
Informations supplémentaires sur le niveau III :						
Profits (pertes) comptabilisés dans les autres éléments du résultat global	18	—	18	17	—	17
Total des profits (pertes) compris dans le résultat avant impôts sur le résultat	(34)	11	(23)	60	7	67
Profits (pertes) latents compris dans le résultat avant impôts sur le résultat lié aux actifs nets détenus à la fin de la période	—	(3)	(3)	—	(28)	(28)

III. Autres actifs et passifs de gestion du risque

Les autres actifs et passifs de gestion du risque incluent principalement les actifs et passifs de gestion du risque qui sont utilisés dans la gestion des risques liés aux transactions sur les produits non énergétiques, comme les taux d'intérêt, l'investissement net dans des établissements à l'étranger et d'autres risques de change. La comptabilité de couverture n'est pas toujours utilisée.

Les autres actifs et passifs de gestion du risque, totalisant une juste valeur d'actif net de 13 millions de dollars au 30 septembre 2019 (passif net de 2 millions de dollars au 31 décembre 2018), sont classés au niveau II de la hiérarchie de la juste valeur. Les variations importantes dans les autres actifs nets de gestion du risque au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 sont principalement attribuables aux fluctuations du marché et à des règlements de contrats.

IV. Autres actifs et passifs financiers

Les justes valeurs des actifs et passifs financiers évaluées autrement qu'à la juste valeur sont présentées comme suit :

	Juste valeur ¹				Valeur comptable totale
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
Titres échangeables au 30 septembre 2019	—	341	—	341	325
Dettes à long terme au 30 septembre 2019	—	3 059	—	3 059	2 925
Dettes à long terme au 31 déc. 2018	—	3 181	—	3 181	3 204

1) Comprend la partie courante.

Les justes valeurs des débetures, des billets de premier rang et des titres échangeables de la Société sont établies en utilisant les prix observés sur les marchés secondaires. Les justes valeurs de la dette sans recours et d'autres dettes à long terme sont établies en calculant un prix implicite reposant sur une évaluation courante du rendement à l'échéance.

La valeur comptable des autres actifs et passifs financiers à court terme (trésorerie et équivalents de trésorerie, créances clients, garanties versées, dettes fournisseurs et charges à payer, garanties reçues et dividendes à verser) se rapproche de leur juste valeur compte tenu de la nature liquide de l'actif ou du passif. La juste valeur du prêt à recevoir, des obligations locatives liées aux contrats de location-financement à recevoir et des obligations locatives de la Société se rapproche de leur valeur comptable.

C. Profits et pertes initiaux

La majorité des instruments dérivés négociés par la Société est fondée sur les cours ajustés à une Bourse active ou dépasse la période pour laquelle des cours cotés sont disponibles. Les justes valeurs de ces dérivés sont établies en utilisant des données d'entrée qui ne sont pas facilement observables. Se reporter à la rubrique B de la présente note pour les techniques d'évaluation utilisées pour les justes valeurs de niveau III. Dans certains cas, une différence peut surgir entre la juste valeur d'un instrument financier à la comptabilisation initiale (le «prix de transaction») et le montant calculé selon le modèle d'évaluation. Ce profit latent ou cette perte latente est comptabilisé en résultat net seulement si la juste valeur de l'instrument est attestée par un prix du marché qui est coté sur un marché actif, des transactions observables dans le marché actuel qui sont essentiellement les mêmes, ou une technique d'évaluation qui utilise des données d'entrée du marché observables. Lorsque ces critères ne sont pas respectés, la différence est différée dans les états de la situation financière consolidés résumés dans les actifs et passifs de gestion du risque et est comptabilisée en résultat net sur la durée du contrat correspondant. La différence entre le prix de transaction et la juste valeur établie selon le modèle d'évaluation, à comptabiliser dans le résultat net, et le rapprochement des variations se présentent comme suit :

	Neuf mois clos les 30 sept.	
	2019	2018
Profit net non amorti au début de la période	49	105
Nouveaux profits (pertes) initiaux	1	(14)
Variation des taux de change	—	2
Amortissement comptabilisé dans le résultat net au cours de la période	(38)	(43)
Profit net non amorti à la fin de la période	12	50

10. Activités de gestion du risque

A. Stratégie de gestion du risque

La Société est exposée au risque de marché en raison des variations des prix de produits de base, des taux de change, des taux d'intérêt, du risque de crédit et du risque de liquidité. Ces risques ont une incidence sur le résultat de la Société et sur la valeur des instruments financiers connexes qu'elle détient. Dans certains cas, la Société cherche à atténuer l'incidence de ces risques en utilisant des instruments dérivés pour couvrir son exposition à ces risques. La stratégie, les politiques et les contrôles de gestion du risque de la Société sont conçus de sorte que les risques qu'elle assume respectent les objectifs internes de la Société et sa tolérance au risque.

La Société a deux principales sources d'activités de gestion du risque : i) gestion des risques financiers et ii) gestion du risque lié aux produits de base. Dans le cadre de ces activités, les risques visés par la gestion comprennent le risque lié aux produits de base, le risque de taux d'intérêt, le risque de liquidité, le risque lié au prix des capitaux propres et le risque de change.

La Société cherche à atténuer l'incidence du risque lié aux produits de base, du risque de taux d'intérêt et du risque de change en utilisant des instruments dérivés pour couvrir son exposition à ces risques. Parmi ces instruments dérivés, la Société peut appliquer la comptabilité de couverture à ceux qui couvrent le risque lié aux produits de base et le risque de change.

Le recours aux instruments financiers dérivés est régi par les politiques de la Société approuvées par le conseil d'administration, qui fournissent des principes écrits sur le risque lié aux produits de base, le risque de taux d'intérêt, le risque de liquidité, le risque lié au prix des capitaux propres et le risque de change, ainsi que sur le recours aux instruments financiers dérivés et aux instruments financiers non dérivés.

Le risque de liquidité, le risque de crédit et le risque lié au prix des capitaux propres sont gérés par d'autres moyens que les dérivés et la comptabilité de couverture.

La Société conclut diverses transactions sur les instruments dérivés, et exerce d'autres activités contractuelles, qui ne satisfont pas aux conditions de la comptabilité de couverture ou pour lesquelles il a été décidé de ne pas appliquer la comptabilité de couverture. Par conséquent, les actifs et passifs connexes sont classés comme des instruments dérivés à la juste valeur par le biais du résultat net. Les profits ou pertes réalisés et latents nets découlant des variations de la juste valeur de ces instruments dérivés sont présentés dans le résultat net au cours de la période où surviennent les variations.

La Société désigne certains instruments dérivés comme instruments de couverture pour couvrir le risque lié aux produits de base et le risque de change dans le cas de couvertures de flux de trésorerie et d'investissements nets dans des établissements à l'étranger. Les couvertures du risque de change que comporte un engagement ferme sont comptabilisées comme des couvertures de flux de trésorerie.

Dès l'origine de la relation de couverture, la Société établit une documentation décrivant la relation entre l'instrument de couverture et l'élément couvert ainsi que ses objectifs en matière de gestion du risque et sa stratégie pour effectuer diverses transactions de couverture. Dès l'origine de la relation de couverture et régulièrement par la suite, la Société consigne également la façon dont elle procède pour apprécier si l'instrument de couverture est efficace pour compenser les variations de la juste valeur ou des flux de trésorerie de l'élément couvert attribuable au risque couvert, soit lorsque les relations de couverture satisfont à toutes les contraintes d'efficacité de la couverture qui suivent :

- Il existe un lien économique entre l'élément couvert et l'instrument de couverture.
- Le risque de crédit n'a pas d'effet dominant sur les variations de la valeur qui résultent de ce lien économique.
- Le ratio de couverture de la relation de couverture est égal au rapport entre la quantité de l'élément couvert qui est réellement couverte par la Société et la quantité de l'instrument de couverture que l'entité utilise réellement pour couvrir cette quantité de l'élément couvert.

Si une relation de couverture cesse de satisfaire à la contrainte d'efficacité de la couverture relative au ratio de couverture, mais que l'objectif de gestion du risque visé par cette relation de couverture désignée demeure le même, la Société rajuste le ratio de couverture de la relation de couverture de manière à ce que celle-ci réponde à nouveau aux critères.

B. Actifs et passifs nets de gestion du risque

Globalement, les actifs et passifs nets de gestion du risque se présentent comme suit :

Au 30 septembre 2019

	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base			
Courants	82	23	105
Non courants	587	(5)	582
Actifs (passifs) nets de gestion du risque lié aux produits de base	669	18	687
Divers			
Courants	—	4	4
Non courants	2	7	9
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque	2	11	13
Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque	671	29	700

Au 31 décembre 2018

	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base			
Courants	59	—	59
Non courants	628	(8)	620
Actifs (passifs) nets de gestion du risque lié aux produits de base	687	(8)	679
Divers			
Courants	—	(3)	(3)
Non courants	—	1	1
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque	—	(2)	(2)
Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque	687	(10)	677

Le 31 mai 2019, la Société a annulé la désignation d'un montant de 30 millions de dollars de dette libellée en dollars américains, ce qui laisse un montant total de 370 millions de dollars américains désigné comme couverture de l'investissement net dans des établissements à l'étranger de TransAlta.

C. Nature et étendue des risques découlant des instruments financiers

L'analyse qui suit se limite à la nature et à l'étendue de certains risques découlant des instruments financiers, qui sont également analysés plus en détail à la note 15 des états financiers consolidés annuels les plus récents de la Société.

I. Risque de marché

a. Risque lié au prix des produits de base

La Société est exposée aux fluctuations de certains prix des produits de base dans le cadre de ses activités de production d'électricité et de négociation pour compte propre, y compris le prix du marché de l'électricité et des combustibles utilisés pour produire de l'électricité. La plupart des contrats de production d'électricité et d'approvisionnement en combustible connexe de la Société sont considérés comme des contrats pour la livraison ou la réception d'un élément non financier

selon les exigences de la Société en matière d'utilisation à ses propres fins et non comme des instruments financiers. Ainsi, l'analyse du risque lié au prix des produits de base est limitée aux activités de négociation pour compte propre de la Société et aux instruments dérivés sur les produits de base utilisés dans les relations de couverture associées aux activités de production d'électricité de la Société.

i. Risque lié au prix des produits de base – négociation pour compte propre

Le secteur Commercialisation de l'énergie de la Société mène les activités de négociation pour compte propre et a recours à divers instruments pour gérer le risque, réaliser des produits de négociation et acquérir des renseignements sur le marché.

Conformément à la politique de gestion du risque lié aux produits de base, les activités de négociation pour compte propre sont assujetties à des limites et à des contrôles, y compris la limite de la valeur à risque («VaR»). Le conseil d'administration approuve la limite pour la VaR totale découlant des activités de négociation pour compte propre. La VaR est la mesure la plus fréquemment employée pour faire le suivi et gérer le risque de marché associé aux positions de négociation. Une mesure de la VaR donne, à un niveau de confiance précis, une perte maximale estimée avant impôts qui pourrait être subie sur une période donnée. La VaR sert à déterminer les variations possibles de la valeur du portefeuille de négociation pour compte propre de la Société, sur une période de trois jours avec un niveau de confiance de 95 %, résultant des fluctuations normales du marché. La VaR est estimée au moyen de l'approche de la variance/covariance historique. La VaR est une mesure qui comporte des limites inhérentes. L'utilisation de l'information historique dans le cadre de l'estimation suppose que les fluctuations des prix par le passé seront représentatives du risque de marché futur. Ainsi, elle peut n'être significative que dans une conjoncture normale du marché. Les événements extrêmes du marché ne sont pas pris en compte par cette mesure du risque. En outre, en raison de l'utilisation du délai d'évaluation de trois jours, ces positions peuvent être liquidées ou couvertes en l'espace de trois jours, bien que cela puisse ne pas être possible si le marché devient illiquide.

Les fluctuations des prix du marché associés aux activités de négociation pour compte propre influent sur le résultat net de la période au cours de laquelle elles se produisent. La VaR au 30 septembre 2019 liée aux activités de négociation pour compte propre de la Société était de 2 millions de dollars (2 millions de dollars au 31 décembre 2018).

ii. Risque lié au prix des produits de base – production

Les secteurs de production utilisent divers contrats sur produits de base afin de gérer le risque lié au prix des produits de base découlant de la production d'électricité, des achats de combustible, des émissions et des sous-produits qu'ils jugent appropriés. Une politique de gestion du risque lié aux produits de base est dressée et approuvée chaque année et décrit les stratégies de couverture prévues associées aux actifs de production de la Société et aux risques correspondants liés aux produits de base. Les contrôles incluent des restrictions sur les instruments autorisés, des examens par la direction des divers portefeuilles et l'approbation des transactions sur les actifs susceptibles d'accroître la volatilité potentielle du résultat net présenté par la Société.

TransAlta a conclu divers contrats avec d'autres parties en vertu desquels les autres parties ont convenu de payer à TransAlta un prix fixe pour l'électricité. Même si les contrats ne créent pas tous une obligation de livraison d'électricité aux autres parties, la Société estime qu'elle dispose d'une production d'électricité suffisante pour remplir ces contrats et, lorsque c'était possible, a désigné ces contrats comme couvertures de flux de trésorerie à des fins comptables. Par conséquent, les fluctuations des prix du marché associées à ces couvertures de flux de trésorerie n'ont pas d'incidence sur le résultat net au cours de la période pendant laquelle elles surviennent. Au contraire, les variations de la juste valeur sont différées dans le cumul des autres éléments du résultat global jusqu'au règlement, moment auquel le profit net ou la perte nette découlant de la combinaison de l'instrument de couverture et de l'élément couvert influe sur le résultat net.

Au 30 septembre 2019, la VaR liée aux instruments dérivés sur les produits de base de la Société utilisés dans les activités de couverture de la production s'établissait à 20 millions de dollars (18 millions de dollars au 31 décembre 2018). En ce qui concerne les positions et couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture ou les transactions d'optimisation à court terme comme les rachats conclus afin de compenser les positions de couverture existantes, ces transactions sont évaluées à la valeur du marché, les variations des prix du marché liées à celles-ci ayant une incidence sur le résultat net de la période pendant laquelle elles surviennent. Au 30 septembre 2019, la VaR liée à ces transactions s'établissait à 6 millions de dollars (13 millions de dollars au 31 décembre 2018).

b. Risque de change

La Société court des risques à l'égard de diverses monnaies, comme le dollar américain et le dollar australien («AUD»), par suite des placements et activités dans des territoires étrangers, du résultat net de ces activités et de l'acquisition de matériel et de services auprès de fournisseurs étrangers. Se reporter à la note 15 C) I) c) des états financiers consolidés annuels les plus récents de la Société pour une analyse plus détaillée.

II. Risque de crédit

Le risque de crédit est le risque que les clients ou les contreparties occasionnent une perte financière à la Société en ne s'acquittant pas de leurs obligations, ainsi que le risque lié aux variations de la solvabilité des entités lorsque celles-ci exposent la Société à un risque commercial. La Société gère activement son risque de crédit en évaluant la capacité des contreparties à respecter leurs engagements en vertu des contrats visés avant de les conclure. La Société examine minutieusement la solvabilité de toutes les contreparties et, le cas échéant, obtient des garanties des sociétés, des garanties en espèces, des assurances crédits de tiers ou des lettres de crédit pour assurer le recouvrement ultime de ces créances. Dans le cas des montages et des transactions liés aux produits de base, la Société fixe des limites de crédit strictes pour chaque contrepartie et surveille les expositions quotidiennement. TransAlta utilise des conventions standardisées qui permettent de compenser les risques et qui comprennent fréquemment des provisions pour marges. Si les limites de crédit sont dépassées, TransAlta exigera une garantie de la contrepartie ou suspendra ses activités de négociation avec cette dernière.

La Société utilise des notes de solvabilité externes, ainsi que des notes de solvabilité internes lorsque des notes de solvabilité externes ne sont pas disponibles, pour établir les limites de crédit des contreparties et des clients. Le tableau suivant décrit l'exposition maximale au risque de crédit de la Société, compte non tenu des garanties détenues, y compris l'attribution des notes de solvabilité, au 30 septembre 2019 :

	Notation de première qualité (en pourcentage)	Notation de qualité inférieure (en pourcentage)	Total (en pourcentage)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs ¹	84	16	100	452
Obligations locatives liées aux contrats de location-financement à recevoir	100	—	100	179
Actifs de gestion du risque ¹	99	1	100	780
Prêts et effets à recevoir ²	—	100	100	47
Total				1 458

1) Les lettres de crédit et la trésorerie et les équivalents de trésorerie sont généralement les principaux types de garanties détenues à titre de sûreté relativement à certains de ces montants.

2) Le prêt à recevoir de 47 millions de dollars consenti par le partenaire de la Société dans le projet de parc éolien de Kent Hills. La contrepartie n'a aucune note de solvabilité externe.

L'exposition maximale au risque de crédit à l'égard d'un seul client sur le plan des activités et des couvertures liées aux produits de base compte tenu de la juste valeur des positions de négociation ouvertes, déduction faite des garanties détenues, était de 14 millions de dollars au 30 septembre 2019 (13 millions de dollars au 31 décembre 2018).

III. Risque de liquidité

Le risque de liquidité est lié à la capacité de la Société d'avoir accès au capital requis pour ses activités de négociation pour compte propre, ses transactions de couverture du prix des produits de base, ses projets en immobilisations, le refinancement de sa dette et les activités générales du siège social. Au 30 septembre 2019, une agence de notation a maintenu sa note de première qualité accordée à TransAlta et trois agences de notation lui ont donné une note de qualité inférieure. Entre 2019 et 2021, des titres d'emprunt totalisant environ 601 millions de dollars viendront à échéance. TransAlta recevra le produit tiré de l'émission à Brookfield de la deuxième tranche de titres échangeables de 400 millions de dollars au quatrième trimestre de 2020. Se reporter à la note 14 pour de plus amples renseignements.

L'analyse des échéances des passifs financiers de la Société, ainsi que des actifs financiers qui devraient générer des rentrées de fonds pour faire face aux sorties de fonds liées aux passifs financiers, se présente comme suit :

	2019	2020	2021	2022	2023	2024 et par la suite	Total
Dettes fournisseurs et charges à payer	357	—	—	—	—	—	357
Dette à long terme ¹	26	486	89	624	301	1 426	2 952
Titres échangeables ²	—	—	—	—	—	350	350
(Actifs) passifs de gestion du risque lié aux produits de base	(33)	(100)	(103)	(128)	(124)	(199)	(687)
Autres (actifs) passifs de gestion du risque	(1)	(5)	—	(8)	1	—	(13)
Obligations locatives	5	17	12	7	3	26	70
Intérêt sur la dette à long terme et obligations locatives ³	65	147	123	116	87	706	1 244
Intérêt sur les titres échangeables ^{2,3}	6	25	25	25	25	25	131
Dividendes à verser	37	—	—	—	—	—	37
Total	462	570	146	636	293	2 334	4 441

1) Exclut l'incidence de la comptabilité de couverture.

2) Suppose que les débentures seront échangées le 1^{er} janvier 2025. Se reporter à la note 14 pour de plus amples renseignements.

3) Non comptabilisé à titre de passif financier aux états de la situation financière consolidés résumés.

D. Garanties et modalités conditionnelles d'instruments dérivés

Des garanties sont fournies selon les modalités négociées avec les contreparties, ce qui peut inclure la note de crédit des titres de premier rang non garantis de la Société comme l'établissent certaines grandes agences d'évaluation du crédit. Certains instruments dérivés de la Société contiennent des clauses d'assurance financières qui exigent qu'une garantie soit fournie seulement si un événement défavorable important lié au crédit survient. Si, en raison de ce type d'événement, les titres d'emprunt de premier rang non garantis de la Société ne sont plus considérés comme des titres de première qualité, les contreparties à ces instruments dérivés pourraient exiger des garanties complètes de façon continue.

Au 30 septembre 2019, la Société avait fourni une garantie de 114 millions de dollars (120 millions de dollars au 31 décembre 2018) sous la forme de lettres de crédit sur des instruments dérivés dans une position de passif net. Certains contrats de dérivés contiennent des clauses conditionnelles liées au risque de crédit qui pourraient obliger la Société à fournir une garantie additionnelle de 26 millions de dollars à ses contreparties (120 millions de dollars au 31 décembre 2018).

11. Immobilisations corporelles

Le rapprochement des variations de la valeur comptable des immobilisations corporelles est présenté ci-dessous :

	Terrains	Production de charbon	Production de gaz	Production d'énergie renouvelable	Biens et matériel miniers	Actifs en construction	Pièces de rechange amortissables et autres ¹	Total
Au 31 décembre 2018	94	2 172	836	2 125	508	200	229	6 164
Ajustements découlant de l'application de l'IFRS 16 (note 2) ²	—	—	—	(4)	(58)	—	—	(62)
Ajouts ³	—	—	—	—	—	231	109	340
Acquisitions (note 3)	—	—	—	—	—	50	—	50
Imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs (note 5)	—	151	—	(2)	—	—	—	149
Amortissement	—	(224)	(58)	(99)	(71)	—	(12)	(464)
Révision et augmentation des frais de démantèlement et de remise en état	—	6	2	2	26	—	—	36
Mise hors service d'actifs et cessions ⁴	(2)	—	(2)	(4)	(9)	—	(17)	(34)
Variation des taux de change	(1)	(7)	(32)	(6)	(1)	(3)	(5)	(55)
Transferts ⁵	—	(148)	22	12	34	(139)	—	(219)
Au 30 septembre 2019	91	1 950	768	2 024	429	339	304	5 905

1) Comprennent les pièces de rechange importantes et l'équipement de sécurité disponible, mais non encore en service, et les pièces de rechange utilisées pour les travaux d'entretien courants, préventifs et planifiés.

2) Comprennent le transfert de 33 millions de dollars aux actifs au titre du droit d'utilisation et la décomptabilisation de 29 millions de dollars de contrats de location-financement par suite de la mise en application de l'IFRS 16 (se reporter à la note 2 pour plus de renseignements).

3) Comprennent des ajouts en espèces de 240 millions de dollars et de 100 millions de dollars associés au gazoduc Pioneer.

4) Au cours du deuxième trimestre de 2019, Centralia a vendu des pièces de chaudière comprises dans le poste Pièces de rechange amortissables et autres pour une perte nette de 17 millions de dollars qui a été comptabilisée dans les autres profits (pertes) dans les comptes de résultat.

5) L'incidence nette des transferts se rapporte aux actifs de l'unité 3 de Genesee qui sont présentés comme des actifs détenus en vue de la vente. Se reporter à la note 3 C) pour en savoir plus.

12. Actifs au titre du droit d'utilisation

La Société loue divers immeubles et types d'équipement. Les contrats de location sont généralement conclus pour des périodes fixes. Ils sont négociés individuellement et comportent un large éventail de modalités différentes. Les contrats de location n'imposent pas de restrictions, mais les actifs loués ne peuvent pas être utilisés comme garantie à des fins d'emprunt.

Le rapprochement des variations de la valeur comptable des actifs au titre du droit d'utilisation est présenté ci-dessous :

	Terrains	Bâtiments	Véhicules	Équipement	Total
Nouveaux contrats de location comptabilisés au 1 ^{er} janvier 2019	29	22	1	—	52
Ajustements à la comptabilisation ¹	(1)	(4)	—	—	(5)
Transferts des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles et des autres actifs	—	—	3	35	38
Au 1 ^{er} janvier 2019	28	18	4	35	85
Ajouts	—	2	—	1	3
Amortissement	(1)	(3)	(1)	(8)	(13)
Transferts	—	—	—	(1)	(1)
Au 30 septembre 2019	27	17	3	27	74

1) Ajusté du montant des loyers payés d'avance ou à payer, des provisions pour contrats déficitaires et des avantages incitatifs.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019, TransAlta a payé un montant respectivement de 6 millions de dollars et 19 millions de dollars relativement aux contrats de location indiqués ci-dessus, dont respectivement 1 million de dollars et 3 millions de dollars en intérêts et respectivement 5 millions de dollars et 16 millions de dollars en remboursements du capital.

Certains des contrats de location de terrains de la Société respectant la définition d'un contrat de location n'ont pas été comptabilisés étant donné qu'ils prévoient le paiement de montants variables en fonction de la production ou des produits des activités ordinaires. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019, la Société a passé en charges des paiements de loyer variables respectivement de 1 million de dollars et 3 millions de dollars au titre de ces contrats de location de terrains. Veuillez vous reporter aux notes 4, 6, 10, 13 et 17 pour en savoir plus sur les contrats de location.

13. Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives

A. Sommes impayées

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux	30 septembre 2019			31 décembre 2018		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹
Facilités de crédit ²	160	160	3,4 %	339	339	3,8 %
Débiteures	647	651	5,8 %	647	651	5,8 %
Billets de premier rang ³	917	927	5,4 %	943	955	5,4 %
Dette sans recours ⁴	1 168	1 181	4,3 %	1 236	1 250	4,4 %
Divers ⁵	33	33	9,2 %	39	39	9,2 %
	2 925	2 952		3 204	3 234	
Obligations locatives	70			63		
	2 995			3 267		
Moins : partie courante de la dette à long terme	(85)			(130)		
Moins : partie courante des obligations locatives	(18)			(18)		
Total de la partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives	(103)			(148)		
Total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives	2 892			3 119		

1) L'intérêt est calculé à un taux moyen pondéré en fonction de l'encours du capital avant l'effet de la couverture.

2) Composées d'acceptations bancaires et d'autres emprunts commerciaux en vertu de facilités de crédit consenties à long terme.

3) Valeur nominale de 0,7 milliard de dollars américains au 30 septembre 2019 (0,7 milliard de dollars américains au 31 décembre 2018).

4) Inclut 1 million de dollars américains au 30 septembre 2019 (1 million de dollars américains au 31 décembre 2018).

5) Inclut 18 millions de dollars américains au 30 septembre 2019 (21 millions de dollars américains au 31 décembre 2018) au titre du financement donnant droit à des avantages fiscaux.

La Société dispose de facilités de crédit consenties totalisant 2,2 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars au 31 décembre 2018), y compris la facilité de crédit bancaire consortiale consentie de 1,25 milliard de dollars (1,25 milliard de dollars au 31 décembre 2018) de la Société, la facilité de crédit consortiale consentie de 0,7 milliard de dollars de TransAlta Renewables (0,5 milliard de dollars au 31 décembre 2018), et les facilités de crédit bilatérales consenties de 0,2 milliard de dollars de la Société (0,2 milliard de dollars au 31 décembre 2018). Ces facilités ont été renouvelées, et celle de TransAlta Renewables a été augmentée de 200 millions de dollars, au cours du deuxième trimestre de 2019, et viennent à échéance respectivement en 2023, 2023 et 2021. Les facilités bancaires consortiales consenties totalisant

1,95 milliard de dollars (1,75 milliard de dollars au 31 décembre 2018) constituent la principale source de liquidités à court terme après les flux de trésorerie provenant des activités de la Société.

Au total, un montant de 1,4 milliard de dollars (0,9 milliard de dollars au 31 décembre 2018) n'a pas été prélevé. Au 30 septembre 2019, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 0,8 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars au 31 décembre 2018) et était constitué d'emprunts réels de 160 millions de dollars (339 millions de dollars au 31 décembre 2018) et de lettres de crédit de 661 millions de dollars (720 millions de dollars au 31 décembre 2018). La Société respecte les modalités des facilités de crédit, et toute tranche non utilisée est entièrement disponible. Outre le montant de 1,4 milliard de dollars disponible aux termes des facilités de crédit, la Société dispose de 326 millions de dollars en trésorerie et équivalents de trésorerie.

Les lettres de crédit en cours de la Société au 30 septembre 2019 totalisaient 661 millions de dollars (720 millions de dollars au 31 décembre 2018), y compris les lettres de crédit en cours de TransAlta Renewables de 93 millions de dollars (77 millions de dollars au 31 décembre 2018), et aucun montant (néant au 31 décembre 2018) n'avait été exercé par des tiers en vertu de ces arrangements. La Société a deux facilités de lettre de crédit non consentie à vue de 100 millions de dollars et TransAlta Renewables a une facilité de lettre de crédit non consentie à vue de 100 millions de dollars.

La dette de TransAlta comporte des modalités et conditions, y compris des clauses restrictives financières, qui sont considérées comme normales et courantes. Au 30 septembre 2019, la Société se conformait à toutes les clauses restrictives de la dette.

B. Restrictions relatives à la dette sans recours

Les filiales de la Société ont émis des obligations sans recours totalisant 1 167 millions de dollars (1 235 millions de dollars au 31 décembre 2018) assujetties à des conditions financières et aux clauses restrictives habituelles qui pourraient limiter la capacité de la Société d'accéder aux fonds générés par les activités des centrales. Si certains tests de distribution (effectués généralement une fois par trimestre) sont réussis, les fonds peuvent être distribués par les filiales à leur société mère respective. Ces conditions comprennent l'atteinte d'un ratio de couverture du service de la dette avant la distribution, lequel a été atteint par ces entités au troisième trimestre. Toutefois, les fonds de ces entités qui se sont accumulés depuis le test du troisième trimestre ne seront pas distribués jusqu'à ce que le prochain ratio de couverture du service de la dette soit calculé au quatrième trimestre de 2019. Au 30 septembre 2019, un montant de 27 millions de dollars (33 millions de dollars au 31 décembre 2018) en trésorerie était assujetti à ces restrictions financières.

En outre, certaines obligations sans droit de recours requièrent l'établissement et le financement de certains comptes de réserve au moyen de trésorerie en dépôt et de lettres de crédit. Au 30 septembre 2019, la Société a choisi d'utiliser les lettres de crédit.

C. Garantie

Des dettes sans recours totalisant 740 millions de dollars (766 millions de dollars au 31 décembre 2018) sont garanties chacune par une charge de premier rang sur les actifs respectifs de chacune des filiales de la Société qui ont émis les obligations, y compris des immobilisations corporelles dont la valeur comptable totale s'élève à 982 millions de dollars au 30 septembre 2019 (1 021 millions de dollars au 31 décembre 2018) et des immobilisations incorporelles dont la valeur comptable totale s'élève à 65 millions de dollars (70 millions de dollars au 31 décembre 2018). Au 30 septembre 2019, une obligation sans recours d'environ 121 millions de dollars (127 millions de dollars au 31 décembre 2018) était garantie par une charge de premier rang sur les capitaux propres de l'émetteur qui a émis l'obligation sans recours.

Les obligations de TransAlta OCP d'une valeur comptable de 306 millions de dollars au 30 septembre 2019 (342 millions de dollars au 31 décembre 2018) sont garanties par les actifs de TransAlta OCP, y compris par le droit à des apports annuels de capital et par les paiements effectués par le gouvernement de l'Alberta en vertu de l'entente sur l'élimination

du charbon. Conformément à l'entente sur l'élimination du charbon, la Société reçoit des paiements de transition annuels au comptant d'environ 40 millions de dollars (environ 37 millions de dollars, montant net revenant à la Société) au plus tard le 31 juillet, à compter du 1^{er} janvier 2017 jusqu'à la fin de 2030.

D. Liquidités soumises à restrictions

Il n'y avait pas de liquidités soumises à restrictions liées au financement du projet du parc éolien de Kent Hills (31 millions de dollars au 31 décembre 2018). La Société détient un montant de 17 millions de dollars (35 millions de dollars au 31 décembre 2018) de liquidités soumises à restrictions liées aux obligations de TransAlta OCP.

14. Titres échangeables

Le 25 mars 2019, la Société a annoncé qu'elle avait conclu une convention d'investissement aux termes de laquelle Brookfield a accepté d'investir 750 millions de dollars dans TransAlta par l'entremise de l'achat de titres échangeables contre une participation dans les capitaux propres des actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta dans le futur, dont la valeur sera établie en fonction d'un multiple du BAIIA futur généré par les actifs hydroélectriques («option d'échange»). Les titres échangeables seront constitués de la tranche de 350 millions de dollars de débentures et de la tranche de 400 millions de dollars d'actions privilégiées qui seront émises en octobre 2020.

A. Tranche de 350 millions de dollars de débentures subordonnées non garanties

Au	30 septembre 2019		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Taux d'intérêt
Débentures échangeables échéant le 1 ^{er} mai 2039	325	350	7,0 %

B. Option d'échange

Au	30 septembre 2019	
Description	Juste valeur de base	Sensibilité
Option d'échange - dérivé incorporé	-	+30 -24

La convention d'investissement confère à Brookfield le droit d'échanger tous les titres échangeables en circulation contre une participation dans les capitaux propres des actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta après le 31 décembre 2024. La juste valeur de l'option d'échange est classée dans le niveau III dans le cadre de l'évaluation de la juste valeur étant donné qu'il n'y a aucune donnée du marché observable disponible, et, par conséquent, elle est évaluée en utilisant le modèle d'évaluation axé sur les prévisions avec des données d'entrée fondées sur les données historiques et les variations des taux d'actualisation sous-jacents uniquement lorsqu'elle représente un changement à long terme dans la valeur de l'option d'échange.

La fourchette de sensibilité de la juste valeur de base est établie à l'aide d'autres hypothèses raisonnablement possibles pour les principales données d'entrée non observables, qui est principalement la variation du taux d'actualisation implicite du flux de trésorerie futur. L'analyse de sensibilité a été préparée en utilisant l'hypothèse de la Société qu'une variation de 1 % du taux d'actualisation constitue un changement raisonnablement possible.

C. Frais de gestion

Conformément à la convention d'investissement, TransAlta a créé un comité d'exploitation chargé des actifs hydroélectriques réunissant deux représentants de Brookfield et deux représentants de TransAlta pour fournir des

conseils et formuler des recommandations relativement à l'exploitation des actifs hydroélectriques en Alberta afin d'en maximiser la valeur. Dans ce contexte, la Société s'est engagée à verser à Brookfield des frais de gestion annuels de 1,5 million de dollars pendant six ans à compter du 1^{er} mai 2019, montant qui est comptabilisé dans les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration dans les comptes de résultat.

15. Actions ordinaires

A. Émises et en circulation

TransAlta est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires avec droit de vote sans valeur nominale.

	Neuf mois clos les 30 septembre			
	2019		2018	
	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant
Émises et en circulation au début de la période	284,6	3 059	287,9	3 094
Rachetées et annulées dans le cadre de l'OPRA	(3,1)	(34)	(1,9)	(20)
Options d'achat d'action exercées	0,1	1	—	—
	281,6	3 026	286,0	3 074
Montants à recevoir en vertu du régime d'actionariat des employés	—	—	—	—
Émises et en circulation à la fin de la période	281,6	3 026	286,0	3 074

B. OPRA

Les actions rachetées par la Société dans le cadre de l'OPRA sont comptabilisées en réduction du capital-actions correspondant à la valeur comptable moyenne des actions ordinaires. Tout écart entre le prix de rachat total et la valeur comptable moyenne des actions ordinaires est comptabilisé dans les résultats non distribués.

Le tableau suivant présente l'incidence du rachat et de l'annulation des actions ordinaires par la Société au cours des neuf mois clos les :

	30 sept. 2019	30 sept. 2018
Total des actions rachetées	3 133 200	1 907 200
Prix de rachat moyen par action	8,57 \$	7,34 \$
Coût total	27	14
Valeur comptable moyenne pondérée des actions annulées	34	20
Augmentation des résultats non distribués	7	6

C. Résultat par action

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2019	2018	2019	2018
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	51	(86)	(14)	(126)
Nombre moyen pondéré de base et dilué d'actions ordinaires en circulation (en millions)	282	287	284	287
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,18	(0,30)	(0,05)	(0,44)

D. Dividendes

Le 16 juillet 2019, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,04 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} octobre 2019.

Le 9 octobre 2019, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,04 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} janvier 2020.

Aucune autre transaction relative aux actions ordinaires n'a été effectuée entre la date de présentation de l'information financière et la date d'achèvement des présents états financiers consolidés.

E. Options sur actions

Le tableau suivant présente les options sur actions attribuées aux membres de la haute direction par la Société au cours des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2019 et 2018 :

Mois de l'attribution	Nombre d'options sur actions attribuées (en millions)	Prix d'exercice	Période d'acquisition (en années)	Durée avant expiration (en années)
Janvier 2019 ¹	1,2	5,59 \$	3	7
Janvier 2018	0,7	7,45 \$	3	7

1) Certaines options sur actions ont fait l'objet d'une renonciation lorsqu'un membre de la haute direction a quitté la Société.

F. Attributions dont le paiement est fondé sur des actions

Au cours du troisième trimestre de 2019, en raison de la modification apportée par la Société à sa politique de règlement prévue, le classement comptable de certaines de ses attributions dont le paiement est fondé sur des actions est passé du règlement en trésorerie au règlement en instruments de capitaux propres. Conformément au plan de la Société, celle-ci conserve le pouvoir discrétionnaire de déterminer si le règlement se fait en trésorerie ou en instruments de capitaux propres. Ces attributions ont été comptabilisées comme des attributions réglées en instruments de capitaux propres à compter de la date de modification de la politique, la juste valeur ayant été déterminée à cette date. Le passif au titre des attributions réglées en trésorerie (12 millions de dollars) a été décomptabilisé et le montant réglé en instruments de capitaux propres (11 millions de dollars) a été comptabilisé au surplus d'apport, l'écart net de 1 million de dollars représentant la variation cumulative de la charge de rémunération. Aucune modification n'a été apportée aux conditions d'acquisition ou de rendement liées aux attributions.

16. Actions privilégiées

A. Émises et en circulation

La totalité des actions émises et en circulation sont des actions privilégiées de premier rang rachetables sans droit de vote à dividende cumulatif à taux fixe, à l'exception des actions privilégiées de série B qui sont des actions privilégiées rachetables sans droit de vote à dividende cumulatif à taux variable.

Au cours du troisième trimestre de 2019, les porteurs d'actions privilégiées de série G avaient l'option de convertir leurs actions privilégiées de série G en actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série H («actions de série H»). Toutefois, seules 140 730 actions de série G ont été offertes aux fins de conversion, ce qui était en deçà du nombre d'actions requis, soit un million, pour effectuer la conversion en actions de série H. Par conséquent, aucune action de série G n'a été convertie en action de série H le 30 septembre 2019 et le taux du dividende sur les actions de série G a été rajusté à 4,988 % pour les cinq prochains exercices.

Au 30 septembre 2019 et au 31 décembre 2018, la Société avait 10,2 millions d'actions de série A, 1,8 million d'actions de série B, 11,0 millions d'actions de série C, 9,0 millions d'actions de série E, 6,6 millions d'actions de série G émises et en circulation.

B. Dividendes

Le tableau suivant résume les dividendes déclarés sur les actions privilégiées pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre :

Série	Montants trimestriels par action	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
		2019	2018	2019 ¹	2018
A	0,16931	1	2	3	5
B	0,23422 ²	1	—	1	1
C	0,25169	3	2	6	8
E	0,32463	3	3	6	9
G	0,33125	2	3	4	7
Total pour la période		10	10	20	30

1) Au cours du premier trimestre de 2019, la Société n'a déclaré aucun dividende, le dividende trimestriel pour la période correspondant au premier trimestre de 2019 ayant été déclaré en décembre 2018.

2) Les actions privilégiées de série B versent des dividendes à taux variable sur une base trimestrielle déterminés selon le total du taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours majoré de 2,03 %. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019, des dividendes respectivement d'environ 400 000 \$ et 800 000 \$ ont été déclarés.

Le 9 octobre 2019, la Société a déclaré un dividende trimestriel, payable le 31 décembre 2019, de 0,16931 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, de 0,23113 \$ par action sur les actions privilégiées de série B, de 0,25169 \$ par action sur les actions privilégiées de série C, de 0,32463 \$ par action sur les actions privilégiées de série E et de 0,31175 \$ par action sur les actions privilégiées de série G.

17. Engagements et éventualités

A. Engagements

Au cours du deuxième trimestre de 2019, la Société a conclu de nouveaux engagements contractuels portant sur de nouveaux actifs qui prennent effet au troisième trimestre de 2019 et dont le total des paiements s'élève à 61 millions de dollars. Les paiements annuels s'échelonnent comme suit : paiement de 5 millions de dollars en 2019; paiement de 17 millions de dollars en 2020; paiement annuel de 2 millions de dollars à 3 millions de dollars de 2023 à 2038. En octobre 2019, TransAlta a pris un engagement supplémentaire aux termes duquel il transportera 150 000 GJ/jour de gaz naturel à prix ferme pendant une période de 15 ans, à compter de 2023.

En outre, TransAlta a pris l'engagement ferme, avec prise d'effet le 1^{er} novembre 2019, de transporter la quantité contractuelle quotidienne initiale de 139 000 GJ/jour de gaz naturel par le gazoduc Pioneer.

Se reporter à la note 3 pour de plus amples renseignements sur les autres engagements liés à la croissance.

B. Éventualités

TransAlta est à l'occasion partie à diverses réclamations et diverses actions judiciaires et procédures réglementaires dans le cours normal des affaires. TransAlta examine chacune de ces réclamations, notamment leur nature, le montant en question et l'existence de garanties d'assurance pertinentes. Les organismes de réglementation pourraient aussi poser des questions dans le cours normal des affaires, auxquelles la Société répond à mesure qu'elles surviennent. Rien ne

garantit que les réclamations auront une issue favorable pour la Société ou qu'elles n'auront pas une incidence négative importante sur TransAlta.

I. Procédure de règlement sur les pertes sur les lignes

La Société est partie à une procédure de règlement sur les pertes sur les lignes qui est en cours devant l'Alberta Utilities Commission («AUC»). L'AUC a déterminé qu'elle avait la capacité d'ajuster rétroactivement à partir de 2006 les charges liées aux pertes sur les lignes. L'AUC a donc demandé à l'AESO, entre autres choses, de réaliser les calculs rétroactifs nécessaires. Les différentes décisions de l'AUC peuvent néanmoins être portées en appel et contestées. L'AUC a récemment rendu une décision qui énonce la méthode à utiliser rétroactivement et il est maintenant possible d'estimer rétroactivement le risque total potentiel auquel est exposée la Société relativement aux mégawattheures ne faisant pas l'objet d'un CAÉ. La Société a comptabilisé une provision de 15 millions de dollars au 30 septembre 2019 (15 millions de dollars au 31 décembre 2018), qui devrait être réduite à 10 millions de dollars à la clôture de l'échange des actifs de l'unité 3 de la centrale de Keephills et de l'unité 3 de la centrale de Genesee le 1^{er} octobre 2019.

II. Litiges avec FMG

La Société est actuellement partie à deux litiges avec Fortescue Metals Group Ltd. («FMG»). Le premier concerne la résiliation alléguée du CAÉ de la centrale de South Hedland par FMG. TransAlta poursuit FMG pour obtenir le paiement des montants facturés et impayés aux termes du CAÉ de la centrale de South Hedland et demande au tribunal de déclarer que le CAÉ est valable et exécutoire. Pour sa part, FMG demande au tribunal de déclarer que le CAÉ a été résilié légalement.

Le second litige porte sur les réclamations faites par FMG à TransAlta concernant le transfert de la centrale de Solomon à FMG. FMG réclame certains montants liés à l'état de la centrale, alors que TransAlta réclame le remboursement de certains coûts non réglés.

III. Mangrove

Le 23 avril 2019, Mangrove Partners a intenté une action devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario, nommant TransAlta Corporation, les membres en poste du conseil d'administration de TransAlta Corporation à cette date et Brookfield BRP Holdings (Canada) comme défendeurs. Mangrove Partners cherche à faire annuler la transaction avec Brookfield. TransAlta est d'avis que la demande est totalement dépourvue de fondement et prend toutes les mesures nécessaires pour se défendre contre ces allégations.

IV. Accident mortel à Coalview – Enquête réglementaire

Le 4 septembre 2019, la Mine Safety and Health Administration («MSHA») des États-Unis a publié son rapport à la suite de son enquête sur le décès d'un employé de Coalview. La MSHA a assigné Coalview, à titre de sous-traitant minier, pour deux infractions après avoir constaté un «non-respect injustifiable d'une norme obligatoire». Toutefois, TransAlta a également été assignée pour une infraction, soit le défaut de maintenir les machines et l'équipement en bon état de fonctionnement, malgré le fait que TransAlta ne détenait, n'utilisait et n'entretenait pas l'équipement. TransAlta prend des mesures pour contester l'assignation.

V. Cas de force majeure de la centrale de Keephills

L'unité 1 de la centrale de Keephills a été mise hors service du 17 mars 2015 au 17 mai 2015 en raison d'une fuite importante dans le surchauffeur secondaire. TransAlta a invoqué un cas de force majeure conformément au CAÉ. ENMAX, l'acheteur aux termes du CAÉ à ce moment-là, n'a pas contesté le cas de force majeure, mais le Balancing Pool a signifié son intention de le contester. TransAlta a refusé d'accorder ce droit au Balancing Pool. En fin de compte, le Balancing Pool a déposé une demande introductive d'instance qui a été accueillie favorablement et confirme qu'il a le droit, conformément au CAÉ, de commencer une procédure arbitrale, indépendamment de l'acheteur aux termes du CAÉ. Le 4 septembre 2019, la Cour d'appel de l'Alberta a confirmé la décision du tribunal d'instance inférieure. Le Balancing Pool

réclame 12 millions de dollars pour les frais de paiement de capacité qu'il a payés à TransAlta à la suite de la déclaration du cas de force majeure. Aucun calendrier d'arbitrage n'a été établi.

18. Informations sectorielles

A. Résultat sectoriel présenté

Trois mois clos le 30 sept. 2019	Charbon - Canada	Charbon - États-Unis	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	208	184	46	39	52	40	26	(2)	593
Combustible et achats d'électricité	129	107	14	2	4	3	—	(2)	257
Marge brute ¹	79	77	32	37	48	37	26	—	336
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	34	18	11	9	12	8	5	17	114
Amortissement	53	24	11	11	34	8	—	7	148
Dépréciation d'actifs (reprises) (note 5)	—	(42)	—	—	—	2	—	18	(22)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	1	—	—	2	1	—	1	8
Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance	(56)	—	—	—	—	—	—	—	(56)
Autres résultats d'exploitation, montant net	(10)	—	(1)	—	—	—	—	—	(11)
Résultats d'exploitation	55	76	11	17	—	18	21	(43)	155
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	2	—	—	—	—	—	2
Charge d'intérêts nette	—	—	—	—	—	—	—	—	(55)
Perte de change	—	—	—	—	—	—	—	—	(9)
Autres profits (pertes)	—	—	—	—	—	—	—	—	(6)
Résultat avant impôts sur le résultat	—	—	—	—	—	—	—	—	87

1) Les postes Produits des activités ordinaires et Combustible et achats d'électricité pour le secteur Siège social se rapportent à l'élimination des gains intersociétés dans les stocks sur les crédits d'émission achetés.

Trois mois clos le 30 sept. 2018	Charbon - Canada	Charbon - États-Unis	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	232	158	54	41	55	37	18	(2)	593
Combustible et achats d'électricité	158	122	23	2	3	2	—	(2)	308
Marge brute ¹	74	36	31	39	52	35	18	—	285
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	37	17	11	10	14	8	4	19	120
Amortissement	62	22	10	12	26	7	1	6	146
Dépréciation d'actifs (note 5)	38	—	—	—	—	—	—	—	38
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	1	—	—	2	1	—	—	7
Autres résultats d'exploitation, montant net	(10)	—	—	—	(6)	—	—	—	(16)
Résultats d'exploitation	(56)	(4)	10	17	16	19	13	(25)	(10)
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	2	—	—	—	—	—	2
Charge d'intérêts nette	—	—	—	—	—	—	—	—	(73)
Perte de change	—	—	—	—	—	—	—	—	(8)
Autres résultat	—	—	—	—	—	—	—	—	1
Résultat avant impôts sur le résultat	—	—	—	—	—	—	—	—	(88)

1) Les postes Produits des activités ordinaires et Combustible, carbone et achats d'électricité pour le secteur Siège social se rapportent à l'élimination des gains intersociétés dans les stocks sur les crédits d'émission achetés.

Neuf mois clos le 30 sept. 2019	Charbon – Canada	Charbon – États-Unis	Gaz – Canada	Gaz – Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	608	416	158	120	213	126	98	(1)	1 738
Combustible, carbone et achats d'électricité	426	295	57	6	11	6	–	(1)	800
Marge brute ¹	182	121	101	114	202	120	98	–	938
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	102	50	33	27	37	26	22	51	348
Amortissement	172	60	31	36	92	23	1	21	436
Dépréciation d'actifs (reprises) (note 5)	–	(42)	–	–	–	2	–	18	(22)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	10	3	1	–	6	2	–	1	23
Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance	(56)	–	–	–	–	–	–	–	(56)
Autres résultats d'exploitation, montant net	(30)	–	(1)	–	(4)	–	–	2	(33)
Résultats d'exploitation	(16)	50	37	51	71	67	75	(93)	242
Produits tirés des contrats de location-financement	–	–	5	–	–	–	–	–	5
Charge d'intérêts nette	–	–	–	–	–	–	–	–	(161)
Perte de change	–	–	–	–	–	–	–	–	(18)
Autres profits (pertes)	–	–	–	–	–	–	–	–	(18)
Résultat avant impôts sur le résultat	–	–	–	–	–	–	–	–	50

1) Les postes Produits des activités ordinaires et Combustible, carbone et achats d'électricité pour le secteur Siège social se rapportent à l'élimination des gains intersociétés dans les stocks sur les crédits d'émission achetés.

Neuf mois clos le 30 sept. 2018	Charbon – Canada	Charbon – États-Unis	Gaz – Canada	Gaz – Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	680	296	167	123	192	127	48	(6)	1 627
Combustible, carbone et achats d'électricité	490	186	70	6	13	5	–	(6)	764
Marge brute ¹	190	110	97	117	179	122	48	–	863
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	127	44	36	28	38	27	17	59	376
Amortissement	176	54	31	36	82	22	2	19	422
Dépréciation d'actifs (note 5)	38	–	–	–	12	–	–	–	50
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	10	3	1	–	6	3	–	–	23
Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance	(157)	–	–	–	–	–	–	–	(157)
Autres résultats d'exploitation, montant net	(31)	–	–	–	(6)	–	–	–	(37)
Résultats d'exploitation	27	9	29	53	47	70	29	(78)	186
Produits tirés des contrats de location-financement	–	–	7	–	–	–	–	–	7
Charge d'intérêts nette	–	–	–	–	–	–	–	–	(200)
Profit de change	–	–	–	–	–	–	–	–	(15)
Autres profits (pertes)	–	–	–	–	–	–	–	–	1
Résultat avant impôts sur le résultat	–	–	–	–	–	–	–	–	(21)

1) Les postes Produits des activités ordinaires et Combustible, carbone et achats d'électricité pour le secteur Siège social se rapportent à l'élimination des gains intersociétés dans les stocks sur les crédits d'émission achetés.

B. Dotation aux amortissements selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés

Le rapprochement entre la dotation aux amortissements selon les comptes de résultat consolidés résumés et celle selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés est présenté dans le tableau qui suit :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2019	2018	2019	2018
Dotation aux amortissements selon les comptes de résultat consolidés résumés	148	146	436	422
Amortissement compris dans le poste Combustible et achats d'électricité	29	34	88	101
Dotation aux amortissements selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés	177	180	524	523

Annexe 1

(non audité)

L'information présentée ci-dessous est présentée comme «non audité» pour préciser qu'elle n'est pas visée par l'opinion d'audit du cabinet d'experts-comptables indépendant inscrit qui a réalisé l'audit des états financiers consolidés résumés audités annuels et qui a rédigé un rapport à cet égard.

Aux états financiers de TransAlta Corporation

RATIO DE COUVERTURE PAR LE RÉSULTAT

Le ratio financier suivant est calculé pour la période close le 30 septembre 2019 :

Couverture par le résultat de la dette à long terme à l'appui du prospectus préalable de la Société

0,40 fois

Le ratio de couverture par le résultat de la dette à long terme, sur la base du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, correspond au résultat net avant la charge d'intérêts et les impôts sur le résultat, divisé par la charge d'intérêts, compte tenu des intérêts incorporés au coût de l'actif.

Informations supplémentaires

30 sept. 2019 31 déc. 2018

		30 sept. 2019	31 déc. 2018
Cours de clôture (TSX) (\$)		8,62	5,59
Fourchette de cours pour les 12 derniers mois (TSX) (\$)	Haut	10,14	7,90
	Bas	5,44	5,44
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés ² (multiple)		4,7	4,8
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée ² (%)		20,6	20,8
Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ^{1,2} (multiple)		3,6	3,6
Dette nette déconsolidée sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé ^{1,2} (multiple)		4,2	4,3
Dette nette ajustée sur le capital investi ¹ (%)		49,4	49,7
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires ² (%)		(8,9)	(15,8)
Rendement du capital investi ² (%)		1,2	0,7
Couverture par le résultat ² (multiple)		0,4	0,2
Ratio de distribution fondé sur les fonds provenant des activités d'exploitation ^{1,2} (%)		6,5	7,6
Couverture des dividendes ² (multiple)		16,1	18,3
Rendement des actions ² (%)		1,9	2,9

1) Ces ratios intègrent des composantes qui ne sont pas définies selon les IFRS. Aucune de ces mesures ne doit être utilisée séparément ou en remplacement du rendement financier ou de la situation financière de la Société tels qu'ils sont présentés selon les IFRS. Ces ratios sont des mesures complémentaires utiles pour évaluer le rendement financier, l'efficacité et la situation de trésorerie de la Société et sont courants dans les rapports d'autres sociétés, mais peuvent être définis et appliqués autrement. Pour un rapprochement des mesures non conformes aux IFRS utilisées dans ces calculs, se reporter à la section «Analyse des résultats» dans le présent rapport de gestion.

2) Douze derniers mois Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons passé en revue le BAIIA aux fins de comparaison pour éliminer les profits (pertes) latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les résultats de 2018 ont été modifiés pour refléter ce changement.

Formules des ratios

Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés = fonds provenant des activités d'exploitation + intérêts sur la dette et les obligations locatives - produit d'intérêts - intérêts incorporés au coût de l'actif / intérêts sur la dette et obligations locatives + 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées - produit d'intérêts

Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée = fonds provenant des activités d'exploitation - 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées / dette à long terme à la fin de la période, obligations locatives et titres échangeables, y compris la tranche courante, la juste valeur (positive) négative des instruments de couverture sur la dette + 50 % des actions privilégiées émises - trésorerie et équivalents de trésorerie - capital des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP

Dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison = dette à long terme, obligations locatives et titres échangeables, y compris la tranche courante et la juste valeur (positive) négative des instruments de couverture de la dette + 50 % des actions privilégiées émises - trésorerie et équivalents de trésorerie - capital des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP/du BAIIA aux fins de comparaison

Dette nette déconsolidée sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé = dette à long terme, obligations locatives et titres échangeables, y compris la tranche courante et la juste valeur (positive) négative des instruments de couverture sur la dette + 50 % des actions privilégiées émises - trésorerie et équivalents de trésorerie - capital des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP - dette à long terme et obligations locatives, y compris la tranche courante de TransAlta Renewables - financement donnant droit à des avantages fiscaux / BAIIA aux fins de comparaison - BAIIA aux fins de comparaison de TransAlta Renewables - BAIIA aux fins de comparaison de TA Cogen + dividendes reçus de TransAlta Renewables + dividendes reçus de TA Cogen

Dette nette ajustée sur le capital investi = dette à long terme, obligations locatives et titres échangeables, y compris la tranche courante et la juste valeur (positive) négative des instruments de couverture sur la dette + 50 % des actions privilégiées émises - trésorerie et équivalents de trésorerie - capital des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP / dette nette ajustée + participations ne donnant pas le contrôle + capitaux propres attribuables aux actionnaires - 50 % des actions privilégiées émises - trésorerie et équivalents de trésorerie

Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires = résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires / capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions, exclusion faite du cumul des autres éléments du résultat global - actions privilégiées émises

Rendement du capital investi = résultat avant participations ne donnant pas le contrôle et impôts sur le résultat + charge d'intérêts nette - résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle / capital investi, exclusion faite du cumul des autres éléments du résultat global

Couverture par le résultat = résultat net attribuable aux actionnaires + impôts sur le résultat + charge d'intérêts nette / intérêts sur la dette et obligations locatives + 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées - produit d'intérêts

Ratio de distribution = dividendes versés sur actions ordinaires / fonds provenant des activités d'exploitation - 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées

Ratio de couverture des dividendes fondé sur les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison = fonds provenant des activités d'exploitation - 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées / dividendes sur actions ordinaires versés

Rendement des actions = dividende versé par action ordinaire / cours de clôture de la période

Glossaire des termes clés

Capacité – Capacité de charge continue nominale du matériel de production, exprimée en mégawatts.

Contrat d'achat d'électricité (CAÉ) – Arrangement à long terme établi par règlement pour la vente d'énergie électrique provenant d'unités de production auparavant réglementées à des acheteurs.

Disponibilité – Mesure du temps, exprimée en pourcentage des activités continues 24 heures sur 24, 365 jours par année, pendant laquelle une unité peut produire de l'électricité, peu importe si elle le fait réellement ou non.

Disponibilité ajustée – La disponibilité est ajustée lorsque la conjoncture économique fait en sorte que des activités d'entretien courantes et d'envergure sont planifiées afin de réduire les dépenses au minimum. En contexte de prix élevés, les calendriers d'interruption établis seraient modifiés afin d'accélérer la remise en service de l'unité de production.

Force majeure - Les clauses de force majeure dégagent la responsabilité d'une partie si un événement imprévu indépendant de la volonté de cette partie l'empêche de s'acquitter de ses obligations aux termes d'un contrat.

Gaz à effet de serre (GES) – Gaz ayant le potentiel de retenir la chaleur dans l'atmosphère, y compris la vapeur d'eau, le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde d'azote, les hydrofluorocarbones et les perfluorocarbones.

Gigawatt – Unité de puissance électrique équivalant à 1 000 mégawatts.

Gigawattheure (GWh) – Mesure de la consommation d'électricité égale à l'utilisation de 1 000 mégawatts en une heure.

Indemnité de résiliation du CAÉ – Le Balancing Pool a résilié les contrats d'achat d'électricité des unités B et C de la centrale de Sundance et, par conséquent, a versé à TransAlta une indemnité de 157 millions de dollars au premier trimestre de 2018 ainsi qu'une indemnité supplémentaire de 56 millions de dollars (plus la TPS et les intérêts) au titre du règlement du litige au troisième trimestre de 2019. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» pour plus de renseignements.

Interruption non planifiée – Arrêt d'une unité de production en raison d'une panne imprévue.

Mégawatt (MW) – Unité de puissance électrique équivalant à 1 000 000 de watts.

Mégawattheure (MWh) – Mesure de la consommation d'électricité équivalant à l'utilisation de 1 000 000 de watts en une heure.

TransAlta Corporation

110 - 12th Avenue S.W.
Box 1900, Station "M"
Calgary (Alberta) Canada T2P 2M1

Téléphone

403.267.7110

Site Web

www.transalta.com

AST Trust Company (Canada)

C.P. 700, succursale B
Montréal (Québec) Canada H3B 3K3

Téléphone sans frais en Amérique du Nord : 1.800.387.0825

Toronto ou en dehors de l'Amérique du Nord : 416.682.3860

Télécopieur 514.985.8843

Courriel

inquiries@canstockta.com

Site Web www.canstockta.com

POUR DE PLUS AMPLES RENSEIGNEMENTS**Investisseurs – Demandes de renseignements****Téléphone**

1.800.387.3598 au Canada et aux États-Unis
ou 403.267.2520

Courriel

investor_relations@transalta.com

Médias – Demandes de renseignements**Téléphone**

(sans frais) 1.855.255.9184
ou 403.267.2540

Courriel

TA_Media_Relations@transalta.com