

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 2018 et 2017, ainsi qu'avec les états financiers consolidés annuels audités et le rapport de gestion annuel contenus dans notre rapport intégré annuel de 2017. 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 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 2018. 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 30 octobre 2018. 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 2018 et 2017. 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 BAIIA aux fins de comparaison, les fonds provenant des activités d'exploitation, les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison, les flux de trésorerie disponibles, la dette nette, la dette nette ajustée et les flux de trésorerie 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 la rubrique «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS» ainsi que l'analyse des résultats sectoriels aux fins de comparaison du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements.

Énoncés prospectifs

Le présent rapport de gestion, les documents intégrés par renvoi ainsi que d'autres rapports et documents déposés auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières comprennent des énoncés prospectifs ou de l'information prospective (collectivement désignés aux présentes par les «énoncés prospectifs») au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables. Les énoncés prospectifs sont présentés à des fins d'information générale seulement et non comme un conseil de placement spécifique. 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 futur et sont assujettis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui peuvent faire en sorte que nos résultats réels diffèrent de manière importante des résultats envisagés.

En particulier, le présent rapport de gestion renferme des énoncés prospectifs ayant trait à notre modèle d'affaires et à notre rendement financier futur attendu; à la réussite de la mise en œuvre de nos projets de croissance; au calendrier et au coût des travaux de construction et de la mise en service de projets en cours [y compris le projet de réserve pompée sur la rivière Brazeau], les projets de parc éolien en Pennsylvanie et au New Hampshire, et les coûts et les sources de financement y afférents; à la conclusion de l'acquisition du projet au New Hampshire et à la satisfaction des conditions de clôture; [aux avantages du projet de réserve pompée sur la rivière Brazeau;] aux économies avant impôts que permettra de réaliser le projet Greenlight; aux attentes en matière de coûts d'exploitation, de dépenses d'investissement et de coûts d'entretien, et à la variabilité de ces coûts; aux rachats d'actions dans le cadre de l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités («OPRA»); à la poursuite du plan de désendettement; à l'évolution de la réglementation, y compris la publication par le gouvernement fédéral d'un règlement sur la production d'électricité à partir du gaz; à la décision rendue par l'Alberta Utilities Commission («AUC») concernant les pertes en ligne, y compris notre exposition maximale estimée au risque; à la rubrique intitulée «Perspectives financières pour 2018»; aux attentes relatives au résultat et aux flux de trésorerie futurs liés aux activités d'exploitation et aux activités contractuelles, y compris les estimations du résultat avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA»), des fonds provenant des activités d'exploitation, des flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison pour l'exercice complet de 2018 et des dépenses d'investissement de maintien prévues; à la disponibilité de notre portefeuille de centrales au charbon au Canada et au facteur de capacité; à l'apport du secteur Commercialisation de l'énergie à la marge brute en 2018; aux interruptions importantes planifiées en 2018 et à la perte de production; à la réglementation et à la législation gouvernementales prévues, y compris le virage prévu du gouvernement de l'Alberta vers un marché de capacité et l'incidence prévue sur nous et le calendrier de mise en œuvre de tels régimes et d'une telle réglementation, ainsi que le coût lié au respect des règlements et lois qui en découleront; aux attentes à l'égard de la disponibilité, de la capacité et de la production; aux prix de l'électricité en Alberta, en Ontario et dans le nord-ouest Pacifique; au financement prévu de nos dépenses d'investissement; à l'incidence financière prévue de la hausse de la tarification de la pollution par le carbone, y compris au titre du règlement Carbon Competitiveness Incentives Regulation («CCIR») en Alberta; à nos stratégies commerciales et au risque qu'elles comportent; à l'incidence estimée des fluctuations de taux d'intérêt et de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain, au dollar australien et à d'autres monnaies étrangères dans lesquelles nous exerçons nos activités; à notre exposition au risque de liquidité; aux attentes quant à la conjoncture économique mondiale; aux attentes relatives au rendement des actifs de TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables»); aux attentes concernant la détention continue d'actions ordinaires de TransAlta Renewables; au refinancement de nos titres arrivant bientôt à échéance au cours des deux prochains exercices; aux attentes quant à notre stratégie de désendettement; aux attentes quant à nos initiatives liées à nos collectivités; aux incidences de futures normes IFRS et au calendrier de mise en œuvre de ces normes; et aux modifications apportées aux nouvelles normes par les normalisateurs ou à leur interprétation de ces normes avant leur première application.

Parmi les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur nos énoncés prospectifs, on compte notamment les risques concernant : la fluctuation des cours de marché et notre capacité à conclure des contrats visant la vente de notre production à des prix qui garantiront les rendements prévus; les cadres politiques et réglementaires dans les territoires où nous exerçons nos activités; les exigences de plus en plus strictes en matière d'environnement et les changements apportés à ces exigences ou les responsabilités en découlant; la capacité de la Société à être concurrentielle sur le marché de capacité de l'Alberta; l'évolution de la conjoncture économique, y compris les variations des taux d'intérêt; les risques opérationnels liés à nos centrales, y compris les interruptions non planifiées; une croissance par des acquisitions ou de nouveaux projets d'aménagement; des conditions d'exploitation imprévues; les interruptions au titre du transport et de la distribution de l'électricité; les effets des conditions météorologiques, les interruptions de l'approvisionnement en combustible, en eau, en énergie solaire ou éolienne nécessaire pour exploiter nos installations; les catastrophes naturelles ou d'origine humaine; la menace posée par le terrorisme et les cyberattaques et notre capacité à gérer ces attaques; les pannes de matériel et notre capacité à effectuer ou à faire effectuer les réparations de façon économique ou en temps opportun; la gestion du risque lié aux produits de base; les risques et la concurrence dans le secteur; les fluctuations de la valeur des monnaies étrangères et les risques politiques à l'étranger; le besoin de financement supplémentaire et la capacité d'avoir accès à du financement à un coût raisonnable et selon des modalités raisonnables; notre capacité de financer nos projets de croissance; notre capacité de maintenir nos notes de crédit de première qualité; la subordination structurelle des titres; le risque de crédit lié aux contreparties; notre capacité de recouvrer nos pertes au moyen de notre couverture d'assurance; notre provision pour impôts sur le résultat; l'issue des instances judiciaires, réglementaires et contractuelles impliquant la Société, y compris avec Fortescue Metals Group Ltd. («FMG»); l'issue des enquêtes et des litiges; la dépendance à l'égard du personnel clé; les questions de relations de travail; les risques liés aux projets de mise en valeur et aux acquisitions, y compris les retards ou les variations des coûts de construction et de mise en service de deux nouveaux projets de parc éolien aux États-Unis ; et la mise à jour ou l'adoption de cadres réglementaires et la réception des approbations réglementaires applicables à l'égard des activités et des initiatives de croissance existantes et proposées, y compris en ce qui a trait à la conversion des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz.

Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» de notre rapport de gestion pour nos états financiers consolidés annuels audités de 2017 et à la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle de 2018.

Les lecteurs sont priés d'examiner ces facteurs attentivement dans leur évaluation des énoncés prospectifs et sont avisés de ne pas se fier outre mesure à ceux-ci. 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 événements projetés pourraient avoir une portée différente ou survenir à un autre moment que celui que nous avons indiqué, ou pourraient ne pas se produire. Rien ne garantit que les résultats et événements projetés se matérialiseront.

Faits saillants

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2018	2017	2018	2017
Produits des activités ordinaires	593	588	1 627	1 669
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(86)	(27)	(126)	(45)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	159	201	688	545
BAlIA aux fins de comparaison ^{1,2}	249	245	890	787
Fonds provenant des activités d'exploitation ^{1,2}	204	196	710	585
Flux de trésorerie disponibles ^{1,2}	94	101	426	227
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,30)	(0,09)	(0,44)	(0,16)
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ^{1,2}	0,71	0,68	2,47	2,03
Flux de trésorerie disponibles par action ^{1,2}	0,33	0,35	1,48	0,79
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	0,04	0,04	0,12	0,08

Aux	30 sept. 2018	31 déc. 2017
Total de l'actif	9 421	10 304
Total de la dette nette consolidée ³	3 057	3 363
Total des passifs non courants	4 345	4 311

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 quatrième trimestre de 2017, nous avons revu notre approche en matière de présentation d'ajustements pour arriver aux fonds provenant des activités d'exploitation, essentiellement pour mieux présenter les fonds provenant des activités d'exploitation comme une mesure de la trésorerie. Auparavant, les fonds provenant des activités d'exploitation étaient ajustés pour inclure, exclure ou modifier l'incidence du facteur temps sur la trésorerie des ajustements apportés pour arriver au BAlIA aux fins de comparaison. De ce fait, le BAlIA aux fins de comparaison, les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles pour 2017 ont été retraités en conséquence.

3) 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 au titre des contrats de location-financement, 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.

Le BAlIA aux fins de comparaison a augmenté de 4 millions de dollars au troisième trimestre de 2018 par rapport à celui de la période correspondante de 2017 en raison de ce qui suit :

- La hausse du BAlIA dans les secteurs Gaz au Canada, Énergie éolienne et énergie solaire, et Hydroélectricité a été partiellement compensée par la baisse du BAlIA dans les secteurs Charbon au Canada, Charbon aux États-Unis et Gaz en Australie.
- Le BAlIA du secteur Charbon au Canada a été moins élevé en raison des coûts de conformité plus élevés au titre du carbone, et les résultats de 2017 comprennent les paiements de capacité pour les unités B et C de la centrale de Sundance. Les CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance ont par la suite été résiliés et, pour ceux-ci, la Société a reçu une indemnité unique au premier trimestre de 2018.

Depuis le début de l'exercice, le BAlIA aux fins de comparaison a été plus élevé de 103 millions de dollars, du fait principalement de la réception d'une indemnité unique de 157 millions de dollars liée à la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance et du BAlIA plus élevé dans le secteur Hydroélectricité.

La perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires au troisième trimestre de 2018 a diminué de 59 millions de dollars par rapport à celle de la période correspondante de 2017, en raison d'une baisse des résultats d'exploitation qui s'explique par la hausse de l'amortissement minier inclus dans le combustible et les achats d'électricité, les coûts de conformité plus élevés au titre du carbone, une dépréciation liée à la mise hors service de l'unité 2 de la centrale de Sundance, une baisse des produits tirés des contrats de location-financement liée à la vente de la centrale de Solomon et une hausse du recouvrement d'impôts sur le résultat.

La perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires au cours de la période de neuf mois de l'exercice a diminué de 81 millions de dollars par rapport à celle de la période correspondante de 2017, en raison d'une hausse des résultats d'exploitation (y compris la réception d'une indemnité unique de 157 millions de dollars liée à la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance), partiellement compensée par la hausse de l'amortissement minier inclus dans le combustible et les achats d'électricité, les coûts de conformité plus élevés au titre du carbone, une dépréciation, une baisse des produits tirés des contrats de location-financement liée à la vente de la centrale de Solomon et une hausse de la charge d'impôts sur le résultat.

Les flux de trésorerie disponibles depuis le début de l'exercice, l'une des mesures financières clés de la Société, ont augmenté de 199 millions de dollars par rapport à 2017 et, après ajustement de la réception d'une indemnité unique pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance, les flux de trésorerie disponibles ont augmenté de 42 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2017. Pour le troisième trimestre, les flux de trésorerie disponibles ont baissé de 7 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2017.

- Tous les secteurs de production, à l'exception du secteur Gaz en Australie, ont généré des flux de trésorerie d'un montant équivalant ou supérieur à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent depuis le début de l'exercice. Sur une base trimestrielle, les secteurs Gaz au Canada, Énergie éolienne et énergie solaire, Hydroélectricité et Commercialisation de l'énergie ont généré des flux de trésorerie d'un montant équivalant ou supérieur à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent.
- En Alberta, les secteurs Charbon, Hydroélectricité au Canada et nos actifs éoliens ont bénéficié de prix de l'électricité plus élevés. Les prix moyens en Alberta ont augmenté, passant de 25 \$ par MWh à 55 \$ par MWh au cours du troisième trimestre, et de 22 \$ par MWh à 49 \$ par MWh pour les neuf premiers mois de 2018, en regard de ceux des périodes correspondantes de 2017, reflète essentiellement de l'incidence de la hausse des coûts liés à la tarification du carbone payés par certains producteurs et de la croissance de la charge.
- Les flux de trésorerie du secteur Charbon au Canada ont été beaucoup plus élevés dans les neuf premiers mois de 2018 que ceux de la période correspondante de 2017 étant donné que les flux de trésorerie au premier trimestre comprenaient la réception d'une indemnité unique pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance, qui reflète la réception des paiements de capacité qui auraient été reçus au cours de la période de 2018 à 2020 si ces CAÉ n'avaient pas été résiliés.
- Les dépenses d'investissement de maintien ont été moins élevées en 2018 qu'en 2017, en raison essentiellement de besoins de capitaux moins élevés dans le secteur Charbon au Canada du fait de la mise hors service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et de l'arrêt des activités des unités 3 et 5 de la centrale de Sundance, et des besoins de capitaux moins élevés dans le secteur Gaz au Canada et le secteur Charbon aux États-Unis, en raison principalement du calendrier des interruptions.
- 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 de 300 à 350 millions de dollars, déduction faite de l'indemnité unique de résiliation de 157 millions de dollars des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance.

Flux de trésorerie sectoriels générés par nos activités

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 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2018	2017	2018	2017
Flux de trésorerie sectoriels				
Charbon au Canada ¹	32	54	264	164
Charbon aux États-Unis	11	19	42	18
Gaz au Canada ²	55	51	169	165
Gaz en Australie	30	40	92	100
Énergie éolienne et énergie solaire	30	22	143	128
Hydroélectricité	22	13	85	51
Entrées de trésorerie liées à la production	180	199	795	626
Commercialisation de l'énergie	32	14	23	24
Siège social	(25)	(24)	(73)	(80)
Total des entrées de trésorerie aux fins de comparaison	187	189	745	570

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.

2) Comprend le montant de 34 millions de dollars (part de TransAlta) versé par la SFIEO relatif au règlement au premier trimestre de 2018 d'un litige visant une clause d'indexation d'exercices antérieurs au cours de 2017.

Événements importants

Nos objectifs stratégiques demeurent la réduction de notre dette, 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 19 octobre 2018, TransAlta Renewables a annoncé la mise en service du parc éolien de Kent Hills d'une capacité de 17,25 MW situé au Nouveau-Brunswick, ce qui porte la capacité de production totale du site à 167 MW.
- Le 2 août 2018, la Société a procédé au rachat de la totalité des débetures à 6,40 %, d'un capital impayé de 400 millions de dollars, échéant le 18 novembre 2019, pour un montant d'environ 425 millions de dollars, y compris une prime au remboursement anticipé et les intérêts courus et impayés. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.
- Le 20 juillet 2018, la Société a monétisé les paiements en vertu de l'entente d'élimination du charbon avec le gouvernement de l'Alberta et a conclu un placement d'obligations d'environ 345 millions de dollars à un taux annuel de 4,509 %, payable semestriellement et venant à échéance le 5 août 2030. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.
- Le 31 juillet 2018, l'unité 2 de la centrale de Sundance a été mise hors service. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.
- Le 31 mai 2018, TransAlta Renewables a fait l'acquisition, auprès de TransAlta, d'une participation économique dans le parc éolien de 50 mégawatts («MW») situé à Lakeswind et dans des centrales d'énergie solaire de 21 MW situées aux États-Unis («Mass Solar»), et a fait l'acquisition du 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. Le 28 juin 2018, TransAlta Renewables a souscrit un montant additionnel de 33 millions de dollars (25 millions de dollars américains) d'actions privilégiées reflétant d'une filiale de la Société liée à Mass Solar afin de financer le remboursement de la dette des projets Mass Solar.
- Le 22 juin 2018, TransAlta Renewables a conclu un placement par voie de prise ferme de 11 860 000 actions ordinaires par l'entremise d'un syndicat de preneurs fermes. Les actions ont été émises à un prix de 12,65 \$ l'action pour un produit brut d'environ 150 millions de dollars.
- Le 20 février 2018, TransAlta Renewables a conclu une entente visant l'acquisition de deux projets de parc éolien prêts à construire dans le nord-est des États-Unis. 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») assortis de contreparties détenant des notes attribuées par Standard & Poor's d'au moins A+. Le 20 avril 2018, TransAlta Renewables a acquis une participation économique dans le projet Big Level. La Société s'attend à ce que la clôture de l'acquisition ait lieu au début de 2019. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.
- Le 15 mars 2018, la Société a racheté les billets de premier rang à 6,650 % en circulation d'un montant de 500 millions de dollars américains arrivant à échéance le 15 mai 2018. Le prix de rachat des billets s'est élevé à environ 617 millions de dollars (516 millions de dollars américains). Le rachat des billets de premier rang en dollars américains a été financé par les fonds en caisse et notre facilité de crédit. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.
- Au cours des neuf premiers mois de l'exercice, la Société a racheté et annulé 1 907 200 actions ordinaires au prix moyen de 7,34 \$ par action ordinaire dans le cadre de l'OPRA pour un coût total de 14 millions de dollars. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.
- Le 31 mars 2018, la Société a reçu une indemnité d'environ 157 millions de dollars du Balancing Pool pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.
- Le 1^{er} janvier 2018, la Société a fermé de façon permanente l'unité 1 de la centrale de Sundance et a mis à l'arrêt l'unité 2 de la centrale de Sundance. Le 1^{er} avril 2018, nous avons mis à l'arrêt l'unité 3 et l'unité 5 de la centrale de Sundance.

Disponibilité ajustée et production

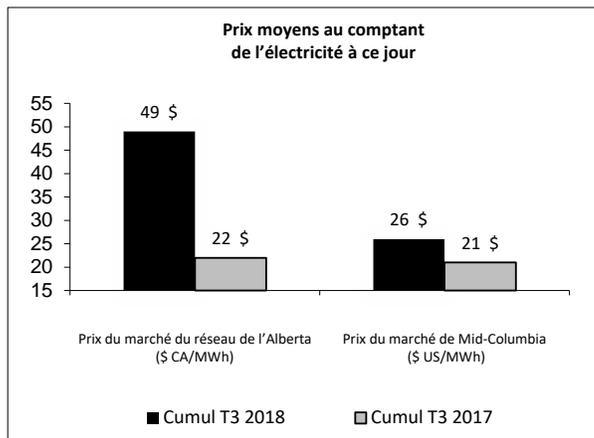
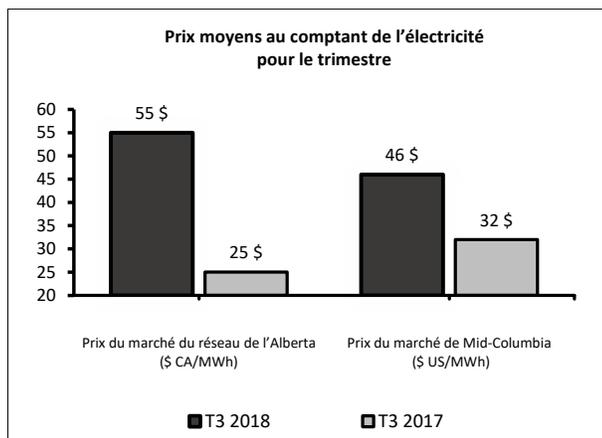
La disponibilité ajustée pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2018 s'est établie à respectivement 93,7 % et 91,3 %, comparativement à 86,5 % et 86,3 % pour les périodes correspondantes de 2017. Les augmentations sont principalement attribuables à la baisse du nombre d'interruptions non planifiées et planifiées et d'un meilleur rendement dans le secteur Charbon au Canada et dans le secteur Gaz au Canada.

La production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre 2018 s'est élevée à respectivement 7 762 gigawattheures («GWh») et 20 133 GWh, contre 9 767 GWh et 26 526 GWh pour les périodes correspondantes de 2017. La baisse de la production est principalement attribuable à la production qui est devenue marchande le 1^{er} avril 2018 à certaines unités de la centrale de Sundance, ce qui a entraîné une baisse de la répartition. De plus, la production a diminué en raison de la mise hors service et de l'arrêt d'unités au cours de l'exercice.

Prix de l'électricité

En Alberta, les prix moyens au comptant de l'électricité pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2018 ont augmenté considérablement comparativement à ceux des périodes correspondantes de 2017 principalement en raison de la hausse des coûts de conformité liés au carbone qui ont entraîné une augmentation des coûts de production marginaux et une croissance de la charge ajustée en fonction des conditions météorologiques d'environ 3 % en 2018.

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2018, les prix de l'électricité ont augmenté dans le nord-ouest Pacifique en raison principalement de la demande plus forte liée aux conditions météorologiques dans la région ainsi qu'en Californie qui reçoit de l'électricité excédentaire du nord-ouest Pacifique.



Analyse des résultats financiers consolidés

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité selon diverses mesures. Les chiffres aux fins de comparaison ne sont pas définis 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 à la rentabilité 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 de nos actifs canadiens et australiens 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 conclu un nouveau contrat d'acheminement de production autonome amélioré qui prend effet le 1^{er} janvier 2017. Aux termes de ce nouveau contrat, nous recevons 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 comptabilisons les paiements reçus en guise de produits des activités ordinaires dans les résultats d'exploitation, et nous continuons d'amortir la centrale jusqu'au 31 décembre 2018.
- iv) Lors de la mise en service de la centrale de South Hedland, 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.

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 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2018	2017 ¹	2018	2017 ¹
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(86)	(27)	(126)	(45)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	9	(21)	65	23
Dividendes sur actions privilégiées	10	10	30	20
Résultat net	(67)	(38)	(31)	(2)
<i>Ajustements pour rapprocher le résultat net du BAIIA aux fins de comparaison</i>				
Amortissement	146	158	422	455
Perte (profit) de change	8	8	15	7
Autre résultat	(1)	1	(1)	(1)
Charge d'intérêts nette	73	69	200	190
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(21)	(5)	10	(41)
<i>Reclassements aux fins de comparaison</i>				
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	15	14	44	44
Amortissement minier inclus dans le coût du combustible	35	19	103	55
Produit d'intérêts australien	1	1	3	1
<i>Ajustements des résultats aux fins de rapprochement avec le BAIIA aux fins de comparaison</i>				
Incidence sur les produits liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et à certaines couvertures économiques	—	—	—	2
Incidences de la reconduction du contrat de la centrale de Mississauga ²	22	18	75	57
Imputations pour dépréciation d'actifs	38	—	50	20
BAIIA aux fins de comparaison	249	245	890	787

1) Au quatrième trimestre de 2017, nous avons révisé notre façon de rapprocher le BAIIA aux fins de comparaison du résultat net. En conséquence, les résultats de 2017 ont été retraités.

2) Les incidences de la reconduction du contrat de la centrale de Mississauga pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 sont comme suit : produits des activités ordinaires de 78 millions de dollars (72 millions de dollars en 2017), couvertures liées au combustible et aux achats d'électricité dont la désignation a été annulée de 3 millions de dollars (12 millions de dollars en 2017), et activités d'exploitation, d'entretien et d'administration de néant (3 millions de dollars en 2017).

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 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2018	2017	2018	2017
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	159	201	688	545
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	29	(21)	(25)	(7)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	188	180	663	538
Ajustement				
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	15	14	44	44
Divers	1	2	3	3
Fonds provenant des activités d'exploitation	204	196	710	585
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien	(49)	(40)	(112)	(173)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(6)	(6)	(12)	(15)
Dividendes versés sur actions privilégiées ¹	(10)	(10)	(30)	(30)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(43)	(38)	(126)	(136)
Divers	(2)	(1)	(4)	(4)
Flux de trésorerie disponibles	94	101	426	227
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	287	288	287	288
Fonds provenant des activités d'exploitation par action	0,71	0,68	2,47	2,03
Flux de trésorerie disponibles par action	0,33	0,35	1,48	0,79

1) Les dividendes versés sur les actions privilégiées pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018 ont été ajustés pour exclure le paiement du 3 juillet 2018 puisque ce dernier a été reflété dans les flux de trésorerie disponibles du deuxième trimestre.

Le tableau ci-dessous rapproche le BAIIA aux fins de comparaison avec les fonds provenant des activités d'exploitation et des flux de trésorerie disponibles.

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2018	2017	2018	2017
BAIIA aux fins de comparaison	249	245	890	787
Charge d'intérêts	(45)	(56)	(147)	(166)
Provisions	2	3	7	3
(Profits latents) pertes latentes sur les activités de gestion du risque	1	(8)	(5)	(20)
(Charge) recouvrement d'impôt exigible	1	(5)	(18)	(17)
Profit (perte) de change réalisé	(2)	5	4	7
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(10)	(5)	(23)	(12)
Autres éléments avec effet de trésorerie et sans effet de trésorerie	8	17	2	3
Fonds provenant des activités d'exploitation	204	196	710	585
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien	(49)	(40)	(112)	(173)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(6)	(6)	(12)	(15)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(10)	(10)	(30)	(30)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(43)	(38)	(126)	(136)
Divers	(2)	(1)	(4)	(4)
Flux de trésorerie disponibles	94	101	426	227

1) Les dividendes versés sur les actions privilégiées pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018 ont été ajustés pour exclure le paiement du 3 juillet 2018, puisque ce dernier a été reflété dans les flux de trésorerie disponibles du deuxième trimestre.

Les fonds provenant des activités d'exploitation pour le trimestre ont augmenté de 8 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent, en raison principalement de l'augmentation du BAIIA aux fins de comparaison. Les fonds provenant des activités d'exploitation ont diminué de 32 millions de dollars au cours des neuf premiers mois de 2018 (après ajustement de la réception d'une indemnité unique de 157 millions de dollars pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance), principalement en raison de la baisse du BAIIA aux fins de comparaison de 54 millions de dollars et de l'augmentation des frais de restauration minière, partiellement contrebalancées par la baisse des charges d'intérêts et des pertes latentes liées à la réévaluation à la valeur de marché.

La diminution des flux de trésorerie disponibles au troisième trimestre de l'exercice 2018 par rapport à la période correspondante de 2017 est principalement attribuable à la hausse des dépenses en immobilisations de maintien découlant de l'augmentation des dépenses en immobilisations liées aux mines du secteur Charbon au Canada. L'augmentation des flux de trésorerie disponibles depuis le début de l'exercice par rapport à la période correspondante de 2017 est attribuable à la baisse des dépenses en immobilisations de maintien découlant de la baisse des travaux d'entretien planifiés dans les secteurs Charbon et Gaz au Canada, du calendrier des activités d'entretien dans le secteur Charbon aux États-Unis et de la baisse des distributions versées aux détenteurs de la participation ne donnant pas le contrôle des filiales. L'indemnité de résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance, au montant de 157 millions de dollars, reçue au cours du premier trimestre de 2018, a également contribué à l'augmentation des flux de trésorerie disponibles au premier semestre de 2018.

Résultats sectoriels aux fins de comparaison

Charbon au Canada

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2018	2017	2018	2017
Disponibilité (%)	94,4	78,6	91,9	82,2
Production visée par des contrats (GWh)	1 897	4 665	6 855	14 065
Production marchande (GWh)	1 519	918	3 693	2 841
Total de la production (GWh)	3 416	5 583	10 548	16 906
Capacité installée brute (MW) ¹	2 457	3 791	2 457	3 791
Produits des activités ordinaires	232	252	680	750
Combustible, coûts du carbone et achats d'électricité	123	135	387	379
Marge brute aux fins de comparaison	109	117	293	371
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	37	42	127	133
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	3	10	10
Autres résultats d'exploitation, montant net	(10)	(10)	(188)	(30)
BAIIA aux fins de comparaison	79	82	344	258
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	5	5	12	15
Dépenses d'investissement liées aux mines	21	3	32	9
Contrats de location-financement	4	4	11	10
Travaux d'entretien d'envergure planifiés	3	8	4	43
Total des dépenses d'investissement de maintien	33	20	59	77
Dépenses d'investissement liées à la productivité	4	2	7	7
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	37	22	66	84
Provisions	(1)	(1)	(3)	(2)
Profits (pertes) latents sur les activités de gestion du risque	6	4	3	6
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	5	3	14	6
Flux de trésorerie du secteur Charbon au Canada	32	54	264	164

1) Le 1^{er} janvier 2018, les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance d'une capacité de 560 MW ont été respectivement fermées et mises à l'arrêt. Le 1^{er} avril 2018, les unités 3 et 5 de la centrale de Sundance d'une capacité de 774 MW ont été mises à l'arrêt. Le 31 juillet 2018, l'unité 2 de la centrale de Sundance a été fermée de façon permanente.

Pour le troisième trimestre et depuis le début de l'exercice, la disponibilité s'est améliorée en regard de celle des périodes correspondantes de 2017, en raison surtout de la baisse du nombre d'interruptions non planifiées et de réductions de la capacité nominale en 2018. La disponibilité au troisième trimestre de 2017 a été touchée par les interruptions de l'approvisionnement en charbon à la mine.

La production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2018 a diminué de respectivement 2 167 GWh et 6 358 GWh, comparativement à celle des périodes correspondantes de 2017. La baisse de la production est attribuable à la mise hors service et à l'arrêt des activités de certaines unités de la centrale de Sundance, et à une baisse de la répartition, contrebalancées en partie par une baisse du nombre d'interruptions planifiées et de réductions de la capacité nominale.

Les produits des activités ordinaires pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2018 ont diminué de respectivement 20 millions de dollars et 70 millions de dollars comparativement à ceux des périodes correspondantes de 2017, principalement en raison d'une baisse de la production compensée par la hausse des prix.

Au troisième trimestre et depuis le début de l'exercice de 2018, les produits des activités ordinaires par MWh de production sont passés de respectivement 45 \$ par MWh en 2017 à environ 68 \$ par MWh et de 44 \$ par MWh en 2017 à 64 \$ par MWh, ce qui a plus que compensé l'augmentation des coûts du carbone et qui a entraîné une hausse de la marge brute par MWh pour les deux périodes de 2018.

Les charges au titre du combustible, les coûts de conformité liés au carbone et les achats d'électricité par MWh ont été plus élevés en 2018 que celles de 2017. Les coûts du charbon ont été plus élevés en raison de la hausse des coûts d'extraction minière. Les travaux d'aménagement de la carrière en cours à la mine de Highvale devraient entraîner une baisse des coûts du charbon à la fin de 2018 et pour les exercices futurs. Les coûts de conformité liés au carbone ont été plus élevés en 2018, reflet de l'augmentation réglementée du prix du carbone et étant donné que les coûts de conformité liés au carbone ne sont plus recouvrables sur les unités de la centrale de Sundance puisque les CAÉ ont été résiliés. Les prix du combustible et du carbone ont augmenté comme prévu.

Au cours du troisième trimestre, nous avons poursuivi la cogénération avec le gaz naturel dans les unités marchandes. 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 nous attendons à ce que ce niveau de cogénération soit durable pour le reste de 2018 et au-delà.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont été moins élevées au troisième trimestre et pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018 que celles des périodes correspondantes de 2017. Il y a certains coûts fixes et communs qui sont nécessaires pour maintenir les autres unités de la centrale de Sundance opérationnelles et, au cours des neuf premiers mois de l'exercice, des charges non récurrentes au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont été engagées en relation avec la mise à l'arrêt de certaines unités de la centrale de Sundance. Nous prévoyons que la mise hors service et la mise à l'arrêt des unités de la centrale de Sundance auront une incidence positive sur les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour le reste de 2018, car les coûts initiaux liés à l'arrêt des activités ne sont pas récurrents et nous poursuivons l'optimisation de l'exploitation de la centrale sur une base de production marchande.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 a augmenté de 86 millions de dollars, du fait surtout de la réception d'une indemnité unique de 157 millions de dollars pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance au premier trimestre de 2018, en partie compensée par l'augmentation des coûts de conformité liés au carbone. Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018, le BAIIA aux fins de comparaison est comparable aux résultats de 2017.

Les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité ont augmenté de 15 millions de dollars au troisième trimestre en regard de celles de la période correspondante de 2017, car les dépenses d'investissement liées aux mines ont augmenté en raison des travaux d'aménagement de la carrière. Les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité ont diminué de 18 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 en regard de celles de la période correspondante de 2017, en raison principalement d'une baisse du nombre d'interruptions planifiées, de la mise à l'arrêt d'unités, en partie compensées par les travaux d'aménagement de la carrière. L'établissement de carrières garantira le coût de combustible le plus bas pour la durée de vie résiduelle des centrales. En 2017, trois interruptions prévues ont eu lieu au cours de l'année, alors qu'aucune interruption importante planifiée n'a eu lieu en 2018 dans les centrales en exploitation de TransAlta. Pour 2018, il y a eu quatre unités de moins à entretenir dans l'ensemble du portefeuille, ce qui a réduit de façon importante les dépenses d'investissement de maintien.

Charbon aux États-Unis

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2018	2017	2018	2017
Disponibilité (%)	90,2	95,7	51,8	56,6
Disponibilité ajustée (%) ¹	90,2	95,7	84,5	83,2
Ventes contractuelles (GWh)	839	894	2 490	2 714
Ventes marchandes (GWh)	2 400	2 013	3 239	2 973
Achats d'électricité (GWh)	(954)	(672)	(2 642)	(2 639)
Total de la production (GWh)	2 285	2 235	3 087	3 048
Capacité installée brute (MW)	1 340	1 340	1 340	1 340
Produits des activités ordinaires	158	147	296	296
Combustible et achats d'électricité	122	109	186	188
Marge brute aux fins de comparaison	36	38	110	108
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	17	13	44	37
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	3	3
BAIIA aux fins de comparaison	18	24	63	68
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	—	—	2	2
Contrats de location-financement	1	1	3	3
Travaux d'entretien d'envergure planifiés	—	1	11	28
Total des dépenses d'investissement de maintien	1	2	16	33
Dépenses d'investissement liées à la productivité	—	—	—	3
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	1	2	16	36
Profits (pertes) latents sur les activités de gestion du risque	1	1	(4)	8
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	5	2	9	6
Flux de trésorerie du secteur Charbon aux États-Unis	11	19	42	18

1) Ajustée en fonction de la répartition économique.

La disponibilité pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018 a diminué par rapport à celle de la période correspondante de 2017, en raison de l'augmentation du nombre d'interruptions non planifiées et de la réduction de la capacité nominale. La disponibilité pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 a diminué par rapport à celle de la période correspondante de 2017 en raison du calendrier de la répartition économique et du nombre d'interruptions non planifiées et de la réduction de la capacité nominale au troisième trimestre de 2018, légèrement compensées par les interruptions fortuites de l'unité 1 de la centrale de Centralia en janvier 2017. En 2017 et 2018, les deux unités de la centrale de Centralia ont été mises hors service en février en raison d'une baisse saisonnière des prix dans le nord-ouest Pacifique. En 2017, nous avons effectué des travaux d'entretien d'envergure sur les deux unités pendant ce temps.

La production au troisième trimestre de 2018 a augmenté de 50 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2017 en raison d'une hausse des ventes marchandes. La production a augmenté de 39 GWh au cours des neuf premiers mois de 2018 par rapport à celle de la période correspondante de 2017, en raison surtout de l'augmentation des ventes marchandes et du calendrier de la répartition économique.

Le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de respectivement 6 millions de dollars et de 5 millions de dollars au cours du troisième trimestre et des neuf premiers mois de 2018 par rapport à celui des périodes correspondantes de 2017, en raison surtout d'une baisse de la production attribuable à une interruption non planifiée, dont la vente a dû être assurée par des achats sur le marché libre à des prix plus élevés.

Les dépenses d'investissement de maintien pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2018 ont diminué de respectivement 1 million de dollars et 20 millions de dollars, du fait des interruptions planifiées qui ont eu lieu au cours du deuxième trimestre de 2017. Les dépenses d'investissement liées à la productivité se rapportent au projet Greenlight, soit notre projet visant la transformation de l'entreprise, dont l'objectif est de réaliser des économies à long terme. Voir la rubrique «Croissance stratégique et transformation de l'entreprise» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Les flux de trésorerie du secteur Charbon aux États-Unis ont baissé de 8 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2018 en regard de ceux de la période correspondante de 2017, en raison surtout de l'augmentation des règlements en espèces des coûts de

démantèlement et de restauration miniers et d'une baisse du BAIIA aux fins de comparaison. Les flux de trésorerie se sont améliorés de 24 millions de dollars depuis le début de l'exercice 2018 en regard de ceux de la période correspondante de 2017, en raison surtout d'une baisse des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité, en partie compensée par l'incidence défavorable de la réévaluation à la valeur de marché de nos positions.

Gaz au Canada

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2018	2017	2018	2017
Disponibilité (%)	95,1	87,3	92,8	90,2
Production visée par des contrats (GWh)	431	357	1 172	1 128
Production marchande (GWh)	61	98	132	148
Total de la production (GWh)	492	455	1 304	1 276
Capacité installée brute (MW)	953	953	953	953
Produits des activités ordinaires	95	94	296	331
Combustible et achats d'électricité	25	28	73	90
Marge brute aux fins de comparaison	70	66	223	241
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	11	10	36	39
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	—	—	1	1
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	—	—	—
BAIIA aux fins de comparaison	59	56	186	201
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	—	—	2	4
Travaux d'entretien d'envergure planifiés	2	3	9	22
Total des dépenses d'investissement de maintien	2	3	11	26
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	3	3	13	26
Provisions	—	—	(2)	2
Profits (pertes) latents sur les activités de gestion du risque	1	2	6	8
Flux de trésorerie du secteur Gaz au Canada	55	51	169	165

La disponibilité pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018 a augmenté par rapport à celle de la période correspondante de 2017, en raison surtout d'une baisse du nombre d'interruptions non planifiées à la centrale de Sarnia. La disponibilité pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 a augmenté par rapport à celle de la période correspondante de 2017, en raison surtout du projet de conversion par cycles mené en 2017 à la centrale de Windsor et d'une baisse du nombre d'interruptions planifiées et non planifiées aux centrales de Sarnia et de Windsor cette année.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2018, la production a augmenté de respectivement 37 GWh et 28 GWh, comparativement à celle des périodes correspondantes de 2017, en raison surtout d'une hausse de la production aux centrales de Fort Saskatchewan, d'Ottawa et de Windsor.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018 a augmenté de 3 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2017, en raison surtout de l'incidence positive de la reconduction du contrat de la centrale de Mississauga. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 15 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2017, du fait surtout du règlement du litige visant la clause d'indexation du contrat reçu en 2017 (34 millions de dollars), contrebalancé par l'incidence favorable du renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga et des initiatives de réduction de coûts. Les centrales de Mississauga, d'Ottawa et de Windsor, ainsi que notre participation de 60 % dans la centrale de Fort Saskatchewan, sont détenues grâce à la participation de 50,01 % que nous détenons dans TransAlta Cogeneration L.P. Le renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga se termine en décembre 2018, et le contrat ne devrait pas être renouvelé.

Les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses liées à la productivité pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 ont diminué de 13 millions de dollars. Au deuxième trimestre de 2018, nous avons effectué des travaux d'entretien d'envergure planifiés à la centrale de Sarnia. En 2017, nous avons mené à bien le projet de conversion par cycles à la centrale de Windsor qui visait à en accroître la flexibilité pour mieux faire face aux prix du marché, ainsi que les travaux d'entretien prévus à la centrale de Sarnia.

Les flux de trésorerie du secteur Gaz au Canada se sont améliorés de 4 millions de dollars au troisième trimestre de 2018 par rapport à ceux de la période correspondante de 2017, en raison de l'augmentation du BAIIA aux fins de comparaison. Les flux de trésorerie se sont améliorés de 4 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 par rapport à ceux de l'exercice précédent, en raison des initiatives de réduction de coûts et de la baisse des dépenses d'investissement de maintien en 2018. En 2017, des dépenses d'investissement de maintien ponctuelles ont été engagées dans le cadre du projet de conversion par cycles à la centrale de Windsor.

Gaz en Australie

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2018	2017	2018	2017
Disponibilité (%)	98,0	96,2	94,6	93,6
Production visée par des contrats (GWh)	444	476	1 357	1 346
Capacité installée brute (MW)	450	575	450	575
Produits des activités ordinaires	41	56	123	138
Combustible et achats d'électricité	1	2	3	8
Marge brute aux fins de comparaison	40	54	120	130
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	10	9	28	22
BAIIA aux fins de comparaison	30	45	92	108
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	—	5	—	7
Travaux d'entretien d'envergure planifiés	—	—	—	1
Total des dépenses d'investissement de maintien	—	5	—	8
Flux de trésorerie du secteur Gaz en Australie	30	40	92	100

La production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2018 a diminué de respectivement 32 GWh et a augmenté de 11 GWh, grâce notamment à la disponibilité de la centrale de South Hedland, partiellement contrebalancée par le rachat par FMG de la centrale de Solomon. Nos contrats en Australie sont des contrats de capacité, et la production n'a 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 2018 a diminué par rapport à celui des périodes correspondantes de 2017. L'augmentation du BAIIA aux fins de comparaison tiré de la centrale de South Hedland a été plus que contrebalancée par le rachat par FMG de la centrale de Solomon et par la hausse des charges au titre des activités d'exploitation attribuable à l'ajout de la centrale de South Hedland et des frais juridiques en cours.

Les dépenses d'investissement de maintien pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2018 ont diminué par rapport à celles des périodes correspondantes de 2017, en raison des travaux d'entretien d'envergure effectués à notre centrale de Southern Cross en août 2017.

Énergie éolienne et énergie solaire

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2018	2017	2018	2017
Disponibilité (%)	93,9	94,6	94,9	95,9
Production visée par des contrats (GWh)	388	334	1 666	1 598
Production marchande (GWh)	137	163	639	730
Total de la production (GWh)	525	497	2 305	2 328
Capacité installée brute (MW)	1 363	1 363	1 363	1 363
Produits des activités ordinaires	55	42	192	188
Combustible et achats d'électricité	3	2	13	10
Marge brute aux fins de comparaison	52	40	179	178
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	14	12	38	36
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	2	6	6
Autres résultats d'exploitation, montant net	(6)	—	(6)	—
BAIIA aux fins de comparaison	42	26	141	136
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien				
Dépenses d'investissement courantes	3	1	3	1
Travaux d'entretien d'envergure planifiés	1	3	5	8
Total des dépenses d'investissement de maintien	4	4	8	9
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	4	5	8	10
Provisions	—	(2)	—	(2)
Profits (pertes) latents sur les activités de gestion du risque	8	1	(10)	—
Flux de trésorerie du secteur Énergie éolienne et énergie solaire	30	22	143	128

La production pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018 a augmenté de 28 GWh, par rapport à celle de la période correspondante de 2017, en raison surtout d'une hausse des ressources d'énergie éolienne dans l'est du Canada et aux États-Unis, en partie compensée par une baisse des ressources d'énergie éolienne en Alberta. La production pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 a diminué de 23 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2017, en raison surtout d'une baisse des ressources d'énergie éolienne dans le portefeuille canadien, conjuguée à la vente de l'installation éolienne marchande de Wintering Hills le 1^{er} mars 2017. Cette baisse de production a été en partie contrebalancée par une hausse des ressources d'énergie éolienne dans l'est du Canada et aux États-Unis.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018 a augmenté de 16 millions de dollars, par rapport à celui de la période correspondante de 2017, en raison surtout de l'incidence favorable des profits hors trésorerie liée à l'évaluation à la valeur de marché aux États-Unis, d'une indemnité d'assurance liée à l'incendie d'une tour dans le parc éolien du Wyoming en 2017 et d'une augmentation des prix marchands en Alberta. Le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 a augmenté de 5 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2017, car l'augmentation des prix marchands en Alberta et l'indemnité d'assurance tirée du parc éolien du Wyoming en 2017 ont été en partie compensées par l'incidence défavorable des pertes hors trésorerie liées à l'évaluation à la valeur de marché aux États-Unis relatives à la juste valeur du CAÉ de Big Level.

Les flux de trésorerie du secteur Énergie éolienne et énergie solaire se sont améliorés de 8 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2018 par rapport à ceux de la période correspondante de 2017, en raison surtout de la hausse du BAIIA aux fins de comparaison qui a été en partie compensée par l'incidence favorable des profits hors trésorerie liés à l'évaluation à la valeur de marché aux États-Unis. Les flux de trésorerie se sont améliorés de 15 millions de dollars depuis le début de l'exercice de 2018 par rapport à ceux de la période correspondante de 2017, en raison surtout de la hausse du BAIIA aux fins de comparaison et du rajout des pertes hors trésorerie liées à l'évaluation à la valeur de marché aux États-Unis relatives à la juste valeur du CAÉ de Big Level.

Hydroélectricité

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2018	2017	2018	2017
Production visée par des contrats (GWh)	559	482	1 459	1 544
Production marchande (GWh)	41	39	73	78
Total de la production (GWh)	600	521	1 532	1 622
Capacité installée brute (MW)	926	926	926	926
Produits des activités ordinaires	37	31	127	95
Combustible et achats d'électricité	2	2	5	5
Marge brute aux fins de comparaison	35	29	122	90
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	8	10	27	27
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	—	3	2
BAIIA aux fins de comparaison	26	19	92	61
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	1	3	2	6
Travaux d'entretien d'envergure planifiés	3	1	5	3
Total des dépenses d'investissement de maintien	4	4	7	9
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	4	5	7	10
Profits (pertes) latents sur les activités de gestion du risque	—	1	—	—
Flux de trésorerie du secteur Hydroélectricité	22	13	85	51

La production pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018 a augmenté de 79 GWh, par rapport à celle de la période correspondante de 2017, en raison principalement de la hausse des ressources hydrauliques. La production pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 a diminué de 90 GWh, par rapport à celle de la période correspondante de 2017, en raison principalement de la baisse des ressources hydrauliques.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018 a augmenté de 7 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2017, en raison surtout d'une augmentation de la production et des produits des activités ordinaires découlant de la hausse des prix des services accessoires. Le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 a augmenté de 31 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2017, en raison surtout d'une augmentation des produits des activités ordinaires découlant de la hausse des prix des services accessoires qui a plus que contrebalancé la baisse de production.

Les flux de trésorerie du secteur Hydroélectricité se sont améliorés de 9 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2018 par rapport à ceux de la période correspondante de 2017, en raison surtout de la hausse du BAIIA aux fins de comparaison. Les flux de trésorerie se sont améliorés de 34 millions de dollars depuis le début de l'exercice de 2018 par rapport à ceux de la période correspondante de 2017, en raison surtout de la hausse du BAIIA aux fins de comparaison et de la baisse des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité.

Commercialisation de l'énergie

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2018	2017	2018	2017
Produits des activités ordinaires et marge brute	18	17	48	36
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	4	5	17	16
BAIIA aux fins de comparaison	14	12	31	20
Déduire :				
Provisions	(1)	(1)	(2)	(2)
Profits (pertes) latents sur les activités de gestion du risque	(17)	(1)	10	(2)
Flux de trésorerie du secteur Commercialisation de l'énergie	32	14	23	24

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2018, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté par rapport à celui des périodes correspondantes de 2017 en raison des résultats solides des marchés de l'Ouest. Depuis le début de l'exercice, les résultats de 2018 ont été touchés positivement par un retour à la normale des activités au cours du premier trimestre de 2018 et négativement par une dynamique de marché moins favorable au deuxième trimestre.

Les flux de trésorerie du secteur Commercialisation de l'énergie se sont améliorés de 18 millions de dollars au troisième trimestre de 2018 par rapport à ceux de la période correspondante de 2017, en raison surtout de la hausse du BAIIA aux fins de comparaison et du rajout des pertes hors trésorerie liées à l'évaluation à la valeur de marché. Les flux de trésorerie depuis le début de l'exercice de 2018 sont demeurés stables par rapport à ceux de la période correspondante de 2017, car la hausse du BAIIA aux fins de comparaison en 2018 a été compensée par l'augmentation des profits hors trésorerie liés à l'évaluation à la valeur de marché.

Siège social

Pour le troisième trimestre de 2018, les coûts indirects du secteur Siège social de 19 millions de dollars étaient comparables à ceux de la période correspondante de 2017. Pour les neuf premiers mois de 2018, les coûts indirects du secteur Siège social de 59 millions de dollars ont diminué de 6 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2017, en raison d'une baisse des paiements incitatifs et des initiatives de réduction de coûts.

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 d'ici 2018.

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

Aux	30 sept. 2018	31 déc. 2017
Fonds provenant des activités d'exploitation ¹	929	804
Déduire : indemnité reçue pour la résiliation anticipée des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance	(157)	—
Ajouter : intérêts sur la dette et les contrats de location-financement, déduction faite du produit d'intérêts et des intérêts incorporés au coût de l'actif	187	205
Fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts	959	1 009
Intérêts sur la dette et les contrats de location-financement, déduction faite du produit d'intérêts	187	214
Ajouter : 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées	20	20
Intérêts ajustés	207	234
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés (multiple)	4,6	4,3

1) Douze derniers mois. Notre fourchette cible au titre des fonds provenant des activités d'exploitation en 2018 est de 750 millions de dollars à 800 millions de dollars. Se reporter à la rubrique « Perspectives financières pour 2018 » pour plus de renseignements.

Bien que les deux périodes se situent à l'intérieur de notre fourchette cible, le ratio s'est amélioré au 30 septembre 2018 par rapport à celui de 2017, principalement en raison de la baisse des intérêts ajustés. Notre ratio cible au titre des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés est de quatre à cinq fois, et nous nous attendons à ce que ce ratio s'améliore par suite de l'exécution de notre plan de désendettement.

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

Aux	30 sept. 2018	31 déc. 2017
Fonds provenant des activités d'exploitation ^{1,2}	929	804
Déduire : indemnité reçue pour la résiliation anticipée des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance	(157)	–
Déduire : 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées	(20)	(20)
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés	752	784
Dette à long terme à la fin de la période ³	3 183	3 707
Déduire : trésorerie, équivalents de trésorerie et capital des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	(122)	(314)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471
Juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette ⁴	(4)	(30)
Dette nette ajustée	3 528	3 834
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée (%)	21,3	20,4

1) Douze derniers mois.

2) Notre fourchette cible au titre des fonds provenant des activités d'exploitation en 2018 est de 750 millions de dollars à 800 millions de dollars. Se reporter à la rubrique « Perspectives financières pour 2018 » pour plus de renseignements.

3) Comprend les obligations au titre des contrats de location-financement et le financement donnant droit à des avantages fiscaux.

4) Comprise dans les actifs et passifs de gestion du risque des états financiers consolidés résumés au 30 septembre 2018 et au 31 décembre 2017.

Notre ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée s'est amélioré par rapport à 2017, en raison surtout d'une baisse de la dette nette ajustée au 30 septembre 2018. Nous nous attendons à ce que ce ratio tende vers notre fourchette cible de 20 % à 25 % pendant que nous continuons d'exécuter notre plan de désendettement.

Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison

Aux	30 sept. 2018	31 déc. 2017
Dette à long terme à la fin de la période ¹	3 183	3 707
Déduire : trésorerie, équivalents de trésorerie et capital des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	(122)	(314)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471
Juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette ²	(4)	(30)
Dette nette ajustée	3 528	3 834
BAIIA aux fins de comparaison ³	1 165	1 062
Déduire : indemnité reçue pour la résiliation anticipée des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance	(157)	–
BAIIA ajusté aux fins de comparaison	1 008	1 062
Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison (multiple)	3,5	3,6

1) Comprend les obligations au titre des contrats de location-financement et le financement donnant droit à des avantages fiscaux.

2) Comprise dans les actifs et passifs de gestion du risque des états financiers consolidés résumés au 30 septembre 2018 et au 31 décembre 2017.

3) Douze derniers mois.

Le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison s'est amélioré par rapport à celui de la période correspondante de 2017, du fait surtout de la réduction importante de notre dette nette au cours de la période. Notre ratio cible au titre de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison est de 3,0 à 3,5 fois.

Croissance stratégique et transformation de l'entreprise

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 deux projets de parc éolien prêts à construire aux États-Unis. La construction des projets a débuté. 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 qui détiennent des notes attribuées par Standard & Poor's d'au moins A+. L'acquisition d'Antrim demeure assujettie à certaines conditions de clôture, y compris la réception d'une décision réglementaire favorable. La Société prévoit la clôture de l'acquisition au début 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 du parc éolien de Kent Hills

En 2017, TransAlta Renewables a conclu un CAÉ de 17 ans avec Énergie NB en vue de la vente de toute l'énergie produite par une capacité de production supplémentaire de 17,25 MW dans le cadre du projet du parc éolien de Kent Hills. Le 19 octobre 2018, TransAlta Renewables a annoncé que l'expansion était opérationnelle, ce qui porte la capacité de production totale du parc éolien de Kent Hills à 167 MW.

Projet d'installation de réserve pompée à la centrale hydroélectrique de la rivière Brazeau

Le projet d'installation de réserve pompée à la centrale hydroélectrique de la rivière Brazeau produira de l'électricité propre et appuiera l'électricité propre dans la province d'Alberta. L'installation permettra de stocker de l'eau qui servira à produire de l'électricité au besoin ainsi que de l'électricité excédentaire en cas de baisse de la demande. Le projet d'installation de réserve pompée à la centrale hydroélectrique de la rivière Brazeau est une priorité pour nous pour les raisons suivantes : l'infrastructure est déjà en place, ce qui réduit le coût du projet et son empreinte environnementale, il est situé à proximité d'une infrastructure de transport existante et il permet d'accroître le développement des énergies renouvelables en assurant une production équilibrée par intermittence à partir de l'énergie éolienne et solaire.

Nous nous affairons actuellement à trouver une voie qui nous permettra d'accélérer nos investissements dans le projet et de conclure un contrat à long terme. Le projet d'installation de réserve pompée à la centrale hydroélectrique de la rivière Brazeau devrait offrir une nouvelle capacité maximale de 900 MW, ce qui portera la capacité totale de la centrale de 755 à 1 255 MW, à l'achèvement des travaux. Nous estimons que l'investissement se situera dans une fourchette de 1,5 milliard de dollars à 2,7 milliards de dollars. Au cours des neuf premiers mois de 2018, nous avons investi environ 2 millions de dollars pour faire avancer l'étude environnementale, travailler avec les parties prenantes et procéder à des travaux géotechniques en prévision des phases de conception et de construction. La poursuite du projet dépend de l'obtention d'un contrat à long terme.

En mai 2018, l'AESO a publié un rapport stipulant que les ressources renouvelables distribuables ne sont pas nécessaires sur le marché de l'Alberta avant 2030. La valeur et l'avantage du projet d'installation de réserve pompée à la centrale hydroélectrique de la rivière Brazeau se feraient sentir bien au-delà de 2030. La Société est toujours d'avis que la production provenant de la réserve pompée devrait faire partie des futures demandes d'électricité en vertu du programme d'énergies renouvelables de l'Alberta. La Société ne dépense pas plus d'argent lié au développement pour le projet en ce moment, mais continuera de travailler avec les gouvernements pour trouver des mécanismes financiers appropriés permettant d'introduire des énergies renouvelables abordables, vertes et distribuables sur le marché afin de soutenir des émissions et des prix bas pour les clients de l'Alberta.

Projet Greenlight

Notre projet de transformation fait partie de nos grandes priorités. Ce projet, qui rallie tous les employés, vise à apporter d'importantes améliorations à tous les aspects de la Société. Nous mettrons donc sur pied diverses initiatives visant à accroître nos produits, améliorer la production, réduire les coûts d'exploitation et d'entretien, diminuer les coûts indirects et les coûts de financement, et optimiser nos dépenses d'investissement. Nous prévoyons que le projet Greenlight permettra de réaliser des économies durables avant impôts d'un montant variant entre 50 millions de dollars et 70 millions de dollars par année en 2018. Nous sommes en voie d'atteindre les objectifs d'économies annuels que nous nous étions fixés. Depuis le début de l'exercice, nous avons investi environ 10 millions de dollars dans ce projet, ces coûts étant largement compensés par des réductions de coûts et des gains de productivité. Pour le reste de 2018, nous prévoyons investir 2 millions de dollars supplémentaires dans ce programme et nous prévoyons également des dépenses d'investissement liées à la productivité de 20 millions de dollars à 25 millions de dollars en 2018.

Le tableau qui suit présente nos charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration aux fins de comparaison de la production :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2018	2017	2018	2017
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration aux fins de comparaison – production	97	96	300	294
Coûts du projet Greenlight inclus dans les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration :				
Charbon au Canada	–	(4)	(5)	(7)
Charbon aux États-Unis	–	(1)	(1)	(1)
Gaz et énergies renouvelables	–	(3)	(4)	(3)
Australie	–	(1)	–	(1)
Montant ajusté des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration aux fins de comparaison – production	97	87	290	282

Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture

A. Expansion du parc éolien de Kent Hills par TransAlta Renewables

Le 19 octobre 2018, TransAlta Renewables a annoncé la mise en service du parc éolien de Kent Hills d'une capacité de 17,25 MW situé au Nouveau-Brunswick, ce qui porte la capacité de production totale du site à 167 MW. En 2017, TransAlta Renewables a conclu un CAÉ de 17 ans avec Énergie NB en vue de la vente de toute l'énergie produite par une capacité de production supplémentaire de 17,25 MW dans le cadre du projet du parc éolien de Kent Hills.

B. 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 projets Mass Solar de 21 MW par la souscription d'actions privilégiées reflet 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 pour les trois actifs s'est établi 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 du projet, pour une contrepartie nette en trésorerie de 104 millions de dollars. Nous continuons d'exploiter ces actifs pour le compte de TransAlta Renewables.

Le 28 juin 2018, TransAlta Renewables a souscrit des actions privilégiées reflet 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 Mass Solar.

C. 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 devraient servir aux fins générales de la société, y compris pour payer les coûts de construction courants liés aux acquisitions de projets de parc éolien aux États-Unis décrites sous J) ci-après.

TransAlta n'a pas acheté d'actions ordinaires supplémentaires dans le cadre du placement et, après la clôture, détenait 161 millions d'actions ordinaires représentant environ 61 % des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables.

D. Financement de 345 millions de dollars

La Société a monétisé les paiements en vertu de l'entente d'élimination du charbon 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 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 jusqu'à la fin de 2030. Le produit net a servi à rembourser une partie des débentures à 6,40 %, comme il est décrit ci-dessous.

E. Remboursement anticipé de 400 millions de dollars de débentures

Le 2 août 2018, la Société a racheté par anticipation la totalité de ses débentures 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 de paiement anticipé et les intérêts courus et impayés.

F. 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. Nous avons comptabilisé une imputation pour dépréciation de 38 millions de dollars (28 millions de dollars après impôts) au troisième trimestre de 2018.

G. Approbation de la Bourse de Toronto visant une offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Le 9 mars 2018, 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»). Aux termes de l'OPRA, nous devrions racheter jusqu'à concurrence de 14 000 000 d'actions ordinaires, soit environ 4,86 % des actions ordinaires émises et en circulation au 2 mars 2018. 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 14 mars 2018 et se termine le 13 mars 2019 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 102 039 actions ordinaires (soit 25 % du volume de transactions quotidien moyen de 408 156 actions ordinaires à la Bourse de Toronto pour la période de six mois close le 28 février 2018) peuvent être acquises 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 2018, la Société a acheté et annulé 1 907 200 actions ordinaires à un prix moyen de 7,34 \$ l'action, pour un coût total de 14 millions de dollars. Pour plus de renseignements, se reporter à la note 13 des états financiers consolidés résumés.

D'autres transactions dans le cadre de l'OPRA seront fonction des conditions du marché. La Société conserve le pouvoir discrétionnaire d'effectuer des acquisitions dans le cadre de l'OPRA et de déterminer le moment, le montant et le prix acceptable de ces acquisitions, sous réserve en tout temps des exigences de la Bourse de Toronto et d'autres exigences réglementaires applicables.

H. 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 échéant le 15 mai 2018. Le prix de rachat pour les billets s'est élevé à environ 617 millions de dollars (516 millions de dollars américains), y compris 14 millions de dollars d'intérêts courus. Une prime au remboursement anticipé a été comptabilisée dans la charge d'intérêts nette pour la période de trois mois close le 31 mars 2018.

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

Le 18 septembre 2017, nous avons reçu un avis officiel du Balancing Pool concernant la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance le 31 mars 2018. Cette annonce était attendue et nous avons 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 nous a versé environ 157 millions de dollars le 29 mars 2018. Nous contestons l'indemnité de résiliation que nous avons reçue. Le Balancing Pool a exclu certains actifs miniers qui, selon nous, devraient être inclus dans le calcul de la valeur comptable nette pour une indemnité de résiliation additionnelle de 56 millions de dollars. Le litige suit actuellement le processus d'arbitrage des CAÉ.

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 deux projets prêts à construire dans le nord-est des États-Unis. Les projets de parc éolien consistent en : i) le projet Big Level de 90 MW faisant l'objet d'un CAÉ de 15 ans avec Microsoft Corp. et ii) le projet Antrim de 29 MW faisant l'objet de deux CAÉ de 20 ans, avec des contreparties qui détiennent des notes attribuées par Standard & Poor's d'au moins A+. La mise en service de ces deux projets est prévue pour le deuxième semestre de 2019. Une filiale de TransAlta a acquis le projet de 90 MW le 20 février 2018, tandis que l'acquisition d'Antrim demeure assujettie à certaines conditions de clôture, y compris la réception d'une décision réglementaire favorable. La Société prévoit la clôture de l'acquisition au début de 2019.

Le 20 avril 2018, TransAlta Renewables a réalisé l'acquisition d'une participation financière initiale 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 détiendra directement les projets de parc éolien aux États-Unis, et TA Power émettra 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 coûts de construction et d'acquisition des deux projets de parc éolien aux États-Unis doivent être financés par TransAlta Renewables et sont évalués à 240 millions de dollars américains. TransAlta Renewables financera ces coûts en acquérant des actions privilégiées supplémentaires émises par TA Power ou en souscrivant des billets portant intérêt émis par la filiale. 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 au moyen de liquidités existantes et d'avantages fiscaux.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, TransAlta Renewables a financé environ 61 millions de dollars (48 millions de dollars américains) de coûts de construction.

Nouveautés en matière de réglementation

Se reporter à la rubrique «Réglementation régionale et conformité» de notre rapport de gestion annuel de 2017 pour obtenir des détails qui complètent les événements récents analysés ci-après.

Gouvernement fédéral du Canada

Le 17 février 2018, le ministère d'Environnement et Changement climatique Canada a publié le projet de règlement sur la production d'électricité au gaz, qui comprend des règles précises pour la conversion des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz. En vertu de ce projet de règlement, les centrales de TransAlta devraient avoir droit à 75 ans d'exploitation additionnels, en raison de sa conversion à la production de centrales alimentées au gaz. La consultation sur le projet de règlement s'est terminée au milieu de 2018 et la version finale du règlement est attendue d'ici la fin de 2018.

Le gouvernement fédéral demeure résolu à réaliser la tarification du carbone à l'échelle du pays au 1^{er} janvier 2019. La loi habilitante en vertu de la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* est entrée en vigueur le 21 juin 2018. Les provinces et les territoires étaient tenus de présenter leurs plans de tarification du carbone au plus tard le 1^{er} septembre 2018 pour obtenir une analyse des équivalences selon la grille d'analyse fédérale (20 \$ la tonne d'éq. CO₂ en 2019, augmentant de 10 \$/an pour atteindre 50 \$ la tonne d'éq. CO₂ d'ici 2022). Le 23 octobre 2018, le gouvernement fédéral a annoncé les résultats de son examen des équivalences et a confirmé que l'Ontario relèvera du système fédéral au 1^{er} janvier 2019. La conception du système prévoira une taxe carbone pour les petits émetteurs et un régime de tarification fondé sur le rendement («RTFR») pour les émetteurs industriels à forte intensité d'émissions exposés aux échanges commerciaux. Les normes finales pour les secteurs n'ont pas encore été annoncées, mais la production d'électricité devrait relever du programme RTFR.

Alberta

Le 1^{er} janvier 2018, le gouvernement de l'Alberta est passé du règlement Specified Gas Emitters Regulation («SGER») à un nouveau règlement intitulé Carbon Competitiveness Incentives Regulation («CCIR»). En vertu du CCIR, la conformité réglementaire est passée d'une norme de conformité applicable à chaque installation à une norme de conformité fondée sur la performance d'un produit ou d'un secteur. Le prix du carbone demeure à 30 \$ la tonne d'éq. CO₂ pour 2018 à 2020.

Le 30 août 2018, l'Alberta a annoncé des plans de retrait du Cadre pancanadien, annulant son engagement d'augmenter la tarification à 40 \$ la tonne d'éq. CO₂ en 2021 et à 50 \$ la tonne d'éq. CO₂ en 2022. La norme de performance du secteur de l'électricité a été fixée à 0,37 tonne d'éq. CO₂ par MWh, diminuant à 1 % par an à partir de 2020 avec une révision de programme en 2022. Tous les actifs d'énergie renouvelable qui recevaient des crédits aux termes du SGER continueront d'en recevoir aux termes du CCIR, à raison de un. Les actifs d'énergie renouvelable qui ne recevaient pas de crédits aux termes du SGER pourront maintenant participer aux termes du CCIR et recevoir des crédits de carbone jusqu'à concurrence de la norme de performance du secteur de l'électricité. Lorsque prendra fin la norme de crédits des projets éoliens aux termes du SGER, ces actifs d'énergie renouvelable pourront aussi participer au CCIR et recevoir des crédits.

Ontario

Le 7 juin 2018, le Parti progressiste-conservateur a été élu à la tête du gouvernement provincial. Le 3 juillet 2018, le gouvernement a révoqué le système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions de l'Ontario et d'autres programmes verts financés par l'établissement du prix du carbone. Au 1^{er} octobre, les services publics de gaz naturel ne sont plus autorisés à inclure les coûts de carbone dans les taux du gaz naturel. Ces changements ont eu peu d'incidence sur TransAlta, étant donné que les clauses contractuelles conclues avec les clients prévoient un transfert des coûts du carbone. En raison de l'annulation du système de plafonnement et d'échange des droits d'émission de gaz à effet de serre de l'Ontario, les émetteurs de la province seront dans l'obligation de se conformer au programme fédéral sur la tarification du carbone au 1^{er} janvier 2019. Les répercussions sur TransAlta devraient être limitées en raison des structures contractuelles avec les clients de TransAlta en Ontario.

Le 13 juillet 2018, le gouvernement ontarien a annoncé la résiliation de 758 préavis d'exécution de contrats d'énergie renouvelable. Cette décision respectait une promesse de campagne faite par le Parti progressiste-conservateur selon laquelle il se retirerait de contrats dans la phase de préconstruction, étant donné que leur résiliation aurait des répercussions minimales sur les coûts. Un avis de report d'exécution du contrat a été annulé pour le parc éolien White Pines. Cette résiliation a été considérée comme une anomalie, car un ordre d'exécution avait été donné pendant la période du bref. Aucune autre résiliation de contrat n'est prévue pour le moment. Cette décision n'a eu aucune incidence sur TransAlta.

Structure du capital et situation de trésorerie

Notre structure du capital comprend les composantes qui suivent :

Aux	30 sept. 2018		31 déc. 2017	
	\$	%	\$	%
TransAlta Corporation				
Dettes avec recours – débiteures en dollars canadiens	647	9	1 046	14
Dettes avec recours – billets de premier rang en dollars américains	902	12	1 499	19
Facilités de crédit	132	2	–	–
Financement de la masse fiscale aux États-Unis	27	–	31	–
Divers	12	–	13	–
Déduire : trésorerie, équivalents de trésorerie et capital des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	(98)	(1)	(294)	(4)
Déduire : juste valeur positive des instruments de couverture économique sur la dette	(4)	–	(30)	–
Dettes avec recours	1 618	22	2 265	29
Dettes sans recours	489	7	208	3
Obligations au titre des contrats de location-financement	59	1	69	1
Total de la dette nette – TransAlta Corporation	2 166	30	2 542	33
TransAlta Renewables				
Facilité de crédit	126	2	27	–
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(24)	–	(20)	–
Dettes avec recours	102	2	7	–
Dettes sans recours	789	11	814	11
Total de la dette nette – TransAlta Renewables	891	13	821	11
Total de la dette nette consolidée	3 057	43	3 363	44
Participations ne donnant pas le contrôle	1 119	15	1 059	14
Capitaux propres attribuables aux actionnaires				
Actions ordinaires	3 074	42	3 094	40
Actions privilégiées	942	12	942	12
Surplus d'apport, déficit et cumul des autres éléments du résultat global	(851)	(12)	(710)	(9)
Total du capital	7 341	100	7 748	100

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, nous avons réduit nos titres d'emprunt de premier rang d'environ 1,0 milliard de dollars et augmenté la valeur pour les actionnaires par :

- le rachat anticipé de nos 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), à même le produit tiré de l'indemnité de résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance et des liquidités existantes;
- le rachat anticipé de nos débiteures à 6,40 % en circulation d'un capital de 400 millions de dollars, échéant en novembre 2019, pour environ 425 millions de dollars. Voir la rubrique « Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture » du présent rapport de gestion pour plus de renseignements;
- le rachat et l'annulation de 1 907 200 actions ordinaires au prix moyen de 7,34 \$ l'action dans le cadre de l'OPRA pour un coût total de 14 millions de dollars. Voir la rubrique « Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture » du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Le 27 juin 2018, la Société a remboursé la dette sans recours de 25 millions de dollars américains liée à ses projets Mass Solar.

Le 20 juillet 2018, nous avons monétisé les paiements effectués en vertu de l'entente d'élimination du charbon à la conclusion d'un placement d'obligations de 345 millions de dollars par l'entremise de notre filiale en propriété exclusive indirecte, TransAlta OCP par voie de placement privé. 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. Le produit net du placement d'obligations a été utilisé pour racheter par anticipation, le 2 août 2018, les débetures à 6,40 % en circulation de la Société, échéant le 18 novembre 2019, pour un montant en capital de 400 millions de dollars. Le prix de rachat totalisait environ 425 millions de dollars, y compris une prime de paiement anticipé et les intérêts courus et impayés.

Dans l'ensemble, notre dette nette consolidée totale a été réduite d'environ 300 millions de dollars au cours des neuf premiers mois de 2018.

Au cours de la période jusqu'au 31 décembre 2021, des titres d'emprunt totalisant environ 719 millions de dollars viendront à échéance. Nous prévoyons poursuivre notre stratégie de désendettement en affectant une partie de nos flux de trésorerie au cours des trois prochains exercices à la réduction de dette.

Nos facilités de crédit sont pour nous une source de liquidités considérable. Nous disposons d'un total de 2,0 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars au 31 décembre 2017) de facilités de crédit consenties, qui comprennent notre facilité bancaire consortiale consentie de 1,3 milliard de dollars, la facilité bancaire consortiale consentie de TransAlta Renewables de 0,5 milliard de dollars (0,5 milliard de dollars au 31 décembre 2017) et nos facilités de crédit bilatérales de 0,2 milliard de dollars. Au cours du deuxième trimestre de 2018, la facilité consentie de 200 millions de dollars américains de la Société a été annulée et la facilité de crédit bancaire consortiale consentie de la Société a été augmentée de 250 millions de dollars. Ces facilités ont été renouvelées au cours du deuxième trimestre et viennent à échéance respectivement en 2022, 2022 et 2020. Les facilités bancaires consortiales consenties totalisant 1,8 milliard de dollars (1,5 milliard de dollars au 31 décembre 2017) 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 1,1 milliard de dollars (1,4 milliard de dollars au 31 décembre 2017) n'a pas été prélevé. Au 30 septembre 2018, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 0,9 milliard de dollars (0,6 milliard de dollars au 31 décembre 2017) et était constitué d'emprunts réels de 0,3 milliard de dollars (27 millions de dollars au 31 décembre 2017) et de lettres de crédit de 0,6 milliard de dollars (0,6 milliard de dollars au 31 décembre 2017). La Société respecte les modalités des facilités de crédit, et toute tranche non utilisée est entièrement disponible. Outre le montant de 1,1 milliard de dollars disponible aux termes des facilités de crédit, la Société dispose de 0,1 milliard de dollars en trésorerie et équivalents de trésorerie.

Les filiales de la Société ont émis des obligations sans recours totalisant 1 277 millions de dollars (1 021 millions de dollars au 31 décembre 2017) 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 2018. Au 30 septembre 2018, un montant de 40 millions de dollars (35 millions de dollars au 31 décembre 2017) 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 2018, nous avons choisi d'utiliser des lettres de crédit. De plus, nous détenons une tranche de 31 millions de dollars (30 millions de dollars au 31 décembre 2017) de trésorerie soumise à restrictions liée au financement du projet de Kent Hills dans un compte de réserve de construction, lequel sera libéré sous réserve du respect de certaines modalités, y compris la mise en service. Nous détenons également une tranche de 35 millions de dollars (néant au 31 décembre 2017) de liquidités soumises à restrictions liées aux obligations de TransAlta OCP, laquelle doit être détenue dans un compte de réserve du service de la dette en vue de financer le prochain remboursement prévu sur la dette en février 2019.

Le raffermissement du dollar américain a augmenté nos soldes de dette à long terme de 33 millions de dollars en 2018. La quasi-totalité de notre dette libellée en dollars américains est visée par des couvertures sous forme de contrats financiers ou d'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 sept. 2018
Incidence du change sur la valeur comptable des activités aux É.-U. (couverture de l'investissement net)	18
Couvertures économiques de flux de trésorerie en monnaies étrangères sur la dette	5
Couvertures économiques sur les activités américaines	9
Non couvert	1
Total	33

Capital social

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

Aux	30 oct. 2018	30 sept. 2018	31 déc. 2017
	Nombre d'actions (en millions)		
Actions ordinaires émises et en circulation, à la fin de la période	286,0	286,0	287,9
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 2018, nous détenons une participation de 61,0 % (64,0 % au 31 décembre 2017) dans TransAlta Renewables. Nous demeurons déterminés à maintenir notre participation d'actionnaire majoritaire et à agir comme promoteur pour TransAlta Renewables dans le but de maintenir notre participation entre 60 % et 80 %. Le 31 mai 2018, TransAlta Renewables a adopté un régime de réinvestissement des dividendes, la première émission d'actions ayant été fixée au 31 juillet 2018. La participation des actionnaires dans le régime de réinvestissement des dividendes de TransAlta Renewables n'a pas eu d'effet dilutif important sur notre participation dans la société.

Nous détenons également 50,01 % de TransAlta Cogeneration L.P. («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 2018 a augmenté pour passer respectivement à 65 millions de dollars et 9 millions de dollars, en regard de 23 millions de dollars et une perte de 21 millions de dollars aux périodes correspondantes de 2017. Pour les deux périodes de 2018, le résultat a augmenté à TransAlta Renewables en raison d'une hausse des produits financiers tirés de son investissement dans les activités en Australie, d'une baisse des pertes de change au troisième trimestre de 2018 et d'une diminution des charges d'intérêts depuis le début de l'exercice 2018, en partie compensées par la dépréciation d'un placement de la période précédente. Les résultats réalisés par TA Cogen au deuxième trimestre demeurent comparables à ceux de la période correspondante de 2017, mais ont diminué depuis le début de l'exercice 2018, du fait surtout du règlement, en 2017, du litige visant la clause d'indexation du contrat avec la SFIEO relativement aux centrales d'Ottawa et de Windsor.

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.	
	2018	2017	2018	2017
Intérêt sur la dette	44	53	142	164
Produit d'intérêts	(2)	(1)	(8)	(4)
Intérêts incorporés au coût de l'actif	(1)	(2)	(1)	(10)
Perte au rachat anticipé des billets de premier rang en dollars américains et des débetures	19	6	24	6
Intérêts sur les obligations au titre des contrats de location-financement	—	1	2	3
Frais liés à la facilité de crédit et frais bancaires	4	6	10	15
Autres intérêts	3	—	13	—
Désactualisation des provisions	6	6	18	16
Charge d'intérêts nette	73	69	200	190

Bien que l'intérêt sur la dette ait diminué en raison de la baisse de la dette, la charge d'intérêts nette a augmenté d'une période à l'autre en raison de la prime au remboursement anticipé de 19 millions de dollars liée au rachat anticipé de la débeture de 400 millions de dollars au cours du troisième trimestre, 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, d'un montant de 5 millions de dollars de coûts passés en charges au deuxième trimestre dans le cadre du financement d'un projet qui n'est plus réalisable, et d'une baisse des intérêts incorporés au coût de l'actif.

Dividendes aux actionnaires

Le tableau suivant présente les dividendes sur actions ordinaires et sur actions privilégiées déclarés jusqu'au 30 octobre 2018 :

Date de déclaration	Date de paiement		Dividendes sur actions ordinaires par action	Dividendes sur actions privilégiées				
	Actions ordinaires	Actions privilégiées		A	B	C	E	G
2 février 2018	1 ^{er} avril 2018	31 mars 2018	0,04	0,16931	0,17889	0,25169	0,32463	0,33125
19 avril 2018	3 juillet 2018	3 juillet 2018	0,04	0,16931	0,19951	0,25169	0,32463	0,33125
19 juillet 2018	1 ^{er} octobre 2018	30 septembre 2018	0,04	0,16931	0,20984	0,25169	0,32463	0,33125
10 octobre 2018	1 ^{er} janvier 2019	31 décembre 2018	0,04	0,16931	0,22301	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 du 31 décembre 2017 au 30 septembre 2018 :

Actif	Augmentation (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(219)	Calendrier des encaissements et des décaissements
Créances clients et autres débiteurs	(283)	Calendrier des encaissements des montants dus par les clients et caractère saisonnier des produits
Charges payées d'avance	22	Coûts des projets de parc éolien aux États-Unis (11 millions de dollars) et paiements annuels d'impôts fonciers et d'assurance (11 millions de dollars)
Stocks	45	Hausse des coûts et baisse des volumes produits pour nos activités dans le secteur Charbon au Canada
Liquidités soumises à restrictions	36	Liquidités soumises à restrictions additionnelles liées aux obligations d'OCP
Créances au titre de contrats de location-financement (non courantes)	(19)	Calendrier des encaissements
Immobilisations corporelles, montant net	(377)	Amortissement pour la période (474 millions de dollars), imputations pour dépréciation d'actifs (50 millions de dollars), révision des frais de démantèlement et de remise en état (27 millions de dollars), et mises hors service et cessions d'immobilisations (12 millions de dollars), en partie contrebalancés par des ajouts (176 millions de dollars) et des acquisitions (4 millions de dollars)
Immobilisations incorporelles	(23)	Amortissement (37 millions de dollars), en partie contrebalancé par des acquisitions (16 millions de dollars)
Actifs de gestion du risque (courants et non courants)	(108)	Règlements de contrats en partie contrebalancés par des variations favorables des taux de change
Autres actifs	38	Frais de mise en valeur de projet liés à l'acquisition de deux projets de parc éolien aux États-Unis
Autres	5	
Total de la diminution des actifs	(883)	

Passif et capitaux propres	Augmentation (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Dettes fournisseurs et charges à payer	(118)	Calendriers des paiements et des charges à payer
Impôts sur le résultat à payer	(56)	Principalement en raison du paiement des taxes sur le rachat par FMG de la centrale électrique de Solomon
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement (y compris la tranche courante)	(524)	Remboursement de la dette à long terme (1 137 millions de dollars), en partie contrebalancé par un prélèvement sur la facilité de crédit (231 millions de dollars), une dette à long terme émise (345 millions de dollars) et des variations défavorables des taux de change (61 millions de dollars)
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (courants et non courants)	(14)	Passifs réglés (27 millions de dollars) et augmentation des taux d'actualisation ajustés en fonction du risque (27 millions de dollars), en partie contrebalancés par la désactualisation (18 millions de dollars) et de nouvelles provisions engagées (14 millions de dollars)
Passifs d'impôt différé	(17)	Augmentation des différences temporaires imposables
Passifs de gestion du risque (courants et non courants)	(47)	Règlements de contrats en partie contrebalancés par des fluctuations défavorables du prix du marché
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	(161)	Perte nette (96 millions de dollars), dividendes sur actions ordinaires (34 millions de dollars), dividendes sur actions privilégiées (30 millions de dollars), actions ordinaires rachetées dans le cadre de l'OPRA (14 millions de dollars), incidence des modifications de nos méthodes comptables (14 millions de dollars), partiellement compensés par les variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables (24 millions de dollars) et le montant net des autres éléments du résultat global (2 millions de dollars)
Participations ne donnant pas le contrôle	60	Résultat net (65 millions de dollars) et variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables depuis l'émission d'actions (126 millions de dollars), contrebalancés en partie par les distributions versées et à verser (131 millions de dollars)
Autres	(6)	
Total de la diminution des passifs et des capitaux propres	(883)	

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 2018 comparativement aux périodes correspondantes de 2017 :

Trois mois clos les 30 septembre	2018	2017	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	123	50	73	
Flux de trésorerie liés aux :				
Activités d'exploitation	159	201	(42)	Variation défavorable du fonds de roulement hors trésorerie
Activités d'investissement	(135)	(145)	10	Acquisitions d'immobilisations corporelles (16 millions de dollars) et incorporelles (29 millions de dollars) moins élevées, contrebalancées par une augmentation des liquidités soumises à restrictions liées aux émissions de dette d'OCP (35 millions de dollars) Baisse du produit tiré des cessions (60 millions de dollars) et hausse des acquisitions de mise en valeur de projets (36 millions de dollars)
Activités de financement	(51)	(18)	(33)	Hausse des remboursements sur la dette à long terme (411 millions de dollars), dividendes sur actions privilégiées (10 millions de dollars) et rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (10 millions de dollars), partiellement contrebalancés par des emprunts plus élevés sur les facilités de crédit (80 millions de dollars) et les émissions de dette à long terme (345 millions de dollars)
Conversion de la trésorerie en monnaies étrangères	(1)	(1)	–	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	95	87	8	

Neuf mois clos les 30 septembre	2018	2017	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	314	305	9	
Flux de trésorerie liés aux :				
Activités d'exploitation	688	545	143	Augmentation du résultat en trésorerie (125 millions de dollars) et variation favorable du fonds de roulement hors trésorerie (18 millions de dollars)
Activités d'investissement	(294)	(214)	(80)	Baisse du produit tiré des cessions (61 millions de dollars), hausse des acquisitions de projets à construire (30 millions de dollars), augmentation des liquidités soumises à restrictions liées aux émissions de dette dans le cadre de l'OPRA (35 millions de dollars) et variations défavorables des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement (80 millions de dollars), contrebalancées en partie par des acquisitions d'immobilisations corporelles (90 millions de dollars) et incorporelles (29 millions de dollars) moins élevées
Activités de financement	(613)	(548)	(65)	Augmentation des remboursements sur la dette à long terme (549 millions de dollars), baisse du profit réalisé sur les instruments financiers (59 millions de dollars) et rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (14 millions de dollars), contrebalancés en partie par la hausse des emprunts sur les facilités de crédit (84 millions de dollars), les émissions de dette à long terme (345 millions de dollars) et le produit net de l'émission d'actions ordinaires de TransAlta Renewables (144 millions de dollars)
Conversion de la trésorerie en monnaies étrangères	–	(1)	1	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	95	87	8	

Autre analyse consolidée

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 2018, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 642 millions de dollars (677 millions de dollars au 31 décembre 2017) et des garanties au comptant de 37 millions de dollars (67 millions de dollars au 31 décembre 2017). 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.

Éventualités

I. Procédure de règlement sur les pertes en ligne

La Société a été partie à une procédure de règlement sur les pertes en ligne (la «procédure») devant l'Alberta Utilities Commission («AUC»). L'AUC a déterminé qu'elle avait la capacité d'ajuster rétroactivement à partir de 2006 les pertes en ligne. 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 TransAlta relativement aux mégawattheures ne faisant pas l'objet d'un CAÉ. L'estimation de l'exposition totale est de 15 millions de dollars. Toutefois, si l'appel sur les questions juridiques et territoriales concernant la rétroactivité devait se conclure à la faveur de TransAlta et des autres parties, le montant à payer serait de néant. TransAlta a comptabilisé une provision appropriée en 2017.

II. Litiges avec FMG

La Société est actuellement engagée dans deux litiges avec 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 en vigueur. 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. Litige avec le Balancing Pool

Aux termes d'une entente écrite, le Balancing Pool a versé à la Société environ 157 millions de dollars le 29 mars 2018 dans le cadre du paiement à la valeur comptable nette requis pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance. Toutefois, le Balancing Pool ne tient pas compte de certains actifs miniers et autres actifs qui, selon la Société, devraient être inclus dans le calcul de la valeur comptable nette, pour une indemnité additionnelle de 56 millions de dollars. Le litige est en cours de résolution par voie d'arbitrage.

Instruments financiers

Se reporter à la note 13 des états financiers consolidés annuels audités de notre rapport annuel de 2017 et à la note 9 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 septembre 2018 et pour la période de neuf mois close 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 2017 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. Se reporter à la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements sur l'adoption de l'IFRS 9, *Instruments financiers* en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2018. Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2017.

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 2018, la valeur comptable de l'actif net au titre des instruments financiers de niveau III était de 696 millions de dollars (valeur comptable de l'actif net de 771 millions de dollars au 31 décembre 2017). La diminution au cours de la période découle principalement du règlement de contrats et des variations du prix du marché quant à la valeur du contrat de vente d'électricité à long terme désigné comme couverture de flux de trésorerie globale, à l'égard de laquelle les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat global, le tout en partie contrebalancé par des taux de change favorables.

Perspectives financières pour 2018

Compte tenu de notre solide rendement au premier trimestre, nous avons révisé nos objectifs. Le tableau suivant présente nos prévisions à l'égard des principaux objectifs financiers pour 2018 :

Mesure	Objectif initial	Objectif révisé
BAlIA aux fins de comparaison	950 millions de dollars à 1 050 millions de dollars	1 000 millions de dollars à 1 050 millions de dollars
Fonds provenant des activités d'exploitation	725 millions de dollars à 800 millions de dollars	750 millions de dollars à 800 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles	275 millions de dollars à 350 millions de dollars	300 millions de dollars à 350 millions de dollars
Facteur de capacité du secteur Charbon au Canada	65 % à 75 %	Inchangé
Dividende	0,16 \$ par action par année, distribution de 13 % à 17 % des flux de trésorerie disponibles	0,16 \$ par action par année, distribution de 13 % à 15 % des flux de trésorerie disponibles

Fourchette des principales hypothèses

Marché	Prix de l'électricité (\$/MWh)
Alberta – au comptant	50 \$ à 60 \$
Alberta – contractuel	35 \$ à 40 \$
Mid-C – au comptant (\$ US)	20 \$ à 25 \$
Mid-C – contractuel (\$ US)	47 \$ à 53 \$
Ressources d'énergie hydroélectrique/éolienne	Moyenne à long terme

Activités d'exploitation

Disponibilité

La disponibilité de notre portefeuille de centrales du secteur Charbon au Canada devrait se situer dans une fourchette de 86 % à 88 % en 2018. La disponibilité de nos autres centrales (gaz, énergies renouvelables) devrait être de l'ordre de 95 % en 2018. Nous accélérerons la transition de notre production à partir du charbon vers une production à partir du gaz et des énergies renouvelables, et avons mis hors service les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, respectivement le 1^{er} janvier 2018 et le 31 juillet 2018, et avons temporairement mis à l'arrêt les unités 3 et 5 de la centrale de Sundance le 1^{er} avril 2018.

Prix du marché et stratégie de couverture

Pour 2018, les prix de l'électricité en Alberta devraient être plus élevés qu'en 2017, en raison de l'augmentation des coûts du carbone touchant le prix de production d'un exercice à l'autre et d'une baisse de la marge de réserve attribuable à la mise à l'arrêt et à la fermeture de certaines centrales alimentées au charbon en 2018.

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 prévoyons que nos coûts du combustible au comptant par tonne seront plus élevés qu'en 2017 en raison de la baisse des volumes produits et de l'augmentation des coûts du carbone.

Dans le nord-ouest 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 la Powder River et livré par chemin de fer. En 2017, nous avons modifié notre contrat de combustible et de transport ferroviaire de sorte que nos coûts fluctuent en partie en fonction des prix du gaz. Le coût du combustible livré devrait augmenter d'environ 5 % par rapport au solde résiduel de l'exercice en raison de la hausse des prix du gaz naturel.

La majeure partie de notre production à partir du gaz est vendue dans le cadre 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 2018, nous visons à ce que la contribution du secteur Commercialisation de l'énergie dégage une marge brute variant de 70 millions de dollars à 80 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.

Nous prévoyons dépenser environ 240 millions de dollars américains pour construire et mettre en service les deux projets de parc éolien aux États-Unis. Nous comptons utiliser des contrats de change pour gérer le risque de change créé par ces projets. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Charge d'intérêts nette

La charge d'intérêts nette, à l'exception du paiement anticipé de primes et de l'actualisation des provisions, pour 2018 devrait être moins élevée que celle de 2017, surtout en raison de la baisse de la dette. Cependant, la variation des taux d'intérêt et de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain pourrait avoir une incidence sur le montant de la charge d'intérêts nette engagée.

Dette nette, trésorerie et sources de capital

Nous prévoyons maintenir des liquidités disponibles adéquates sur nos facilités de crédit consenties. Nous avons actuellement accès à environ 1,1 milliard de dollars sur nos facilités de crédit consenties et à 95 millions de dollars de trésorerie et d'équivalents de trésorerie. Nous continuerons de mettre l'accent sur le repositionnement de notre structure de capital et nous comptons être bien positionnés pour respecter les prochaines échéances de la dette en 2020 et 2022.

Dépenses de croissance

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		Prévision des dépenses pour 2018	Date d'achèvement prévue	Détails
	Dépenses estimées	Engagées à ce jour ¹			
Projet d'expansion de l'unité 3 du parc éolien de Kent Hills ²	37	32	28	19 oct. 2018	Projet d'expansion de 17,25 MW de l'actuel parc éolien de Kent Hills
Projet de parc éolien en Pennsylvanie ³	214	83	133	S2 2019	Projet de parc éolien de 90 MW assorti d'un CAÉ de 15 ans
Projet de parc éolien au New Hampshire ⁴	97	10	54	S2 2019	Projet de parc éolien de 29 MW assorti de deux CAÉ de 20 ans
Total	348	125	215		

1) Représentent les montants engagés au 30 septembre 2018.

2) Notre partenaire, qui détient une participation de 17 % dans les installations existantes de Kent Hills, participe également au projet d'expansion à hauteur de 17 %. Il financera sa part du total des coûts du projet.

3) Les montants figurant ci-dessus sont en dollars canadiens, mais les dépenses réelles en liquidités de ce projet sont en dollars américains et, par conséquent, ces montants fluctueront en fonction des variations des taux de change. L'estimation du total des dépenses s'élève à 165 millions de dollars américains, les dépenses engagées à ce jour, à 65 millions de dollars américains et l'estimation du total des dépenses pour 2018, à 103 millions de dollars américains. TransAlta Renewables financera les coûts d'acquisition et de construction au moyen de liquidités existantes et d'avantages fiscaux.

4) Les montants figurant ci-dessus sont en dollars canadiens, mais les dépenses réelles en liquidités de ce projet sont en dollars américains et, par conséquent, ces montants fluctueront en fonction des variations des taux de change. L'estimation du total des dépenses s'élève à 75 millions de dollars américains, les dépenses engagées à ce jour, à 8 millions de dollars américains et l'estimation du total des dépenses pour 2018, à 43 millions de dollars américains. TransAlta Renewables financera les coûts d'acquisition et de construction au moyen de liquidités existantes et d'avantages fiscaux. Le projet demeure assujéti à certaines conditions de clôture, y compris la réception d'une décision réglementaire favorable.

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	Dépenses engagées à ce jour ¹	Dépenses prévues en 2018
Dépenses d'investissement courantes	Investissement requis afin de maintenir notre capacité de production existante	32	55 - 60
Travaux d'entretien d'envergure planifiés	Travaux d'entretien d'envergure planifiés	34	60 - 65
Dépenses d'investissement liées aux mines	Investissement lié au matériel minier et à l'achat de terrains	32	35 - 45
Contrats de location-financement	Paievements liés à des contrats de location-financement	14	15 - 20
Total des dépenses d'investissement de maintien		112	165 - 190
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	12	20 - 30
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité		124	185 - 220

1) Au 30 septembre 2018.

Les interruptions importantes planifiées pour le reste de 2018 comprennent une interruption importante dans notre secteur Charbon au Canada au quatrième trimestre, dans une unité exploitée par notre partenaire.

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 visée par une répartition économique, est estimée comme suit pour 2018 :

	Secteur Charbon au Canada	Gaz et énergies renouvelables	Total	Perdus à ce jour ¹
GWh perdus	130 - 170	170 - 250	300 - 420	185

1) Au 30 septembre 2018.

Financement des dépenses d'investissement

Le financement de ces dépenses d'investissement prévues devrait provenir des flux de trésorerie découlant des activités d'exploitation, des liquidités existantes et du capital tiré des flux de trésorerie contractuels. Nous avons accès à environ 1,2 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

A. Modifications comptables de la période considérée

I. IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*

La Société a adopté l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* («IFRS 15») le 1^{er} janvier 2018.

La Société a choisi d'adopter l'IFRS 15 rétrospectivement au moyen des mesures de simplification de la méthode de transition rétrospective modifiée. Selon cette méthode, la période comparative présentée dans les états financiers consolidés résumés au 30 septembre 2018 et pour la période de neuf mois close à cette date ne sera pas retraitée et est présentée selon l'IAS 18, *Produits des activités ordinaires*. La Société a plutôt comptabilisé l'incidence cumulative de l'application initiale de la norme dans le déficit au 1^{er} janvier 2018, comme suit : application à un contrat donné des exigences à l'égard de la composante financement importante ayant donné lieu à une augmentation de 17 millions de dollars du passif sur contrat, à une diminution de 4 millions de dollars du passif d'impôt différé et à une augmentation du déficit de 13 millions de dollars.

Selon l'IFRS 15, pour déterminer le prix de transaction, l'entité doit ajuster le montant de contrepartie promis pour tenir compte des effets de la valeur temps de l'argent si le calendrier des paiements stipulé dans le contrat procure à l'une des parties un avantage important relatif au financement de la fourniture des biens ou des services au client («composante financement importante»). L'ajustement du montant de contrepartie promis pour tenir compte d'une composante financement importante a pour objectif que les produits des activités ordinaires soient comptabilisés pour un montant reflétant le prix qu'un client paierait au comptant pour ces biens ou ces services au moment où ils lui sont fournis. L'application des exigences relatives à la composante financement importante entraînera la comptabilisation de charges d'intérêts durant la période de financement et de produits des activités ordinaires plus élevés.

De plus, la Société ne comptabilise plus les produits des activités ordinaires (ou les coûts du combustible) liés à la contrepartie autre qu'en trésorerie pour le gaz naturel fourni par un client à l'une de ses centrales alimentées au gaz, puisque selon l'IFRS 15, la Société n'obtient pas le contrôle du gaz naturel fourni par le client. Cette modification n'a pas eu d'effet sur l'incidence cumulative de la première application telle qu'elle a été comptabilisée dans le déficit au 1^{er} janvier 2018.

Se reporter à la note 2 des états financiers consolidés résumés de la Société pour une analyse plus détaillée des méthodes comptables de la Société en vertu de l'IFRS 15.

II. IFRS 9, *Instruments financiers*

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2018, la Société a adopté l'IFRS 9, qui introduit de nouvelles exigences en matière de :

- 1) classement et évaluation des actifs financiers et des passifs financiers;
- 2) comptabilisation et évaluation de la dépréciation des actifs financiers;
- 3) comptabilité de couverture générale.

Conformément aux dispositions transitoires de la norme, la Société a choisi de ne pas retraiter les périodes antérieures.

Selon les nouvelles exigences en matière de classement et d'évaluation, les actifs financiers doivent être classés et évalués au coût amorti, à la juste valeur par le biais du résultat net ou à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global. Le classement et l'évaluation sont fonction des caractéristiques contractuelles des flux de trésorerie des actifs financiers et du modèle économique que suit l'entité pour gérer les actifs financiers. Les exigences en matière de classement des passifs financiers sont largement reprises de l'IAS 39. L'adoption des exigences de classification et d'évaluation de l'IFRS 9 n'a pas eu d'incidence directe sur la Société, tandis qu'elle a donné lieu à une augmentation de 1 million de dollars du déficit de TransAlta Renewables du fait de l'augmentation des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle.

L'IFRS 9 introduit un nouveau modèle de dépréciation pour les actifs financiers évalués au coût amorti. Le modèle de dépréciation fondé sur les pertes de crédit attendues exige que les entités comptabilisent les pertes de crédit attendues sur les actifs financiers à la date de comptabilisation initiale et qu'elles tiennent compte des variations des pertes de crédit attendues à chaque date de clôture afin de refléter les variations du risque de crédit. La correction de valeur pour pertes de l'actif financier est évaluée au montant de la perte de crédit attendue pour la durée de vie si le risque de crédit a augmenté de manière importante depuis la comptabilisation initiale. Si le risque de crédit que comporte l'actif financier n'a pas augmenté de manière importante depuis la comptabilisation initiale, sa correction de valeur pour pertes est évaluée au montant de la perte de crédit attendue pour les 12 mois à venir. La direction de la Société a examiné et évalué la dépréciation de ses actifs financiers existants en ayant recours à des informations raisonnables et justifiables conformément aux exigences de l'IFRS 9 afin de déterminer le risque de crédit des éléments respectifs à la date de leur comptabilisation initiale, et a comparé ce risque au risque de crédit au 1^{er} janvier 2018. Le risque de crédit n'a pas augmenté de façon importante par suite de l'application de l'IFRS 9.

Le nouveau modèle général de comptabilité de couverture vise à être plus simple et à mettre davantage l'accent sur la façon dont une entité gère ses risques. Il remplace l'exigence de l'IAS 39 d'effectuer un test de l'efficacité par le principe de relation économique et élimine l'exigence d'évaluer l'efficacité de la couverture de manière rétrospective. Les relations de couverture admissibles de la Société en vertu de l'IAS 39 en vigueur au 1^{er} janvier 2018 étaient également admissibles à la comptabilité de couverture en vertu de l'IFRS 9 et étaient donc considérées comme des relations de couverture maintenues. Aucun rééquilibrage des relations de couverture n'a été nécessaire le 1^{er} janvier 2018.

Se reporter à la note 2 des états financiers consolidés résumés de la Société pour une analyse plus détaillée des méthodes comptables de la Société en vertu de l'IFRS 9.

III. Changements apportés aux estimations – durée d'utilité

Par suite de l'entente d'élimination du charbon conclue avec le gouvernement de l'Alberta décrite à la note 4 H) de nos plus récents états financiers consolidés annuels, la Société a ajusté la durée d'utilité de certains des actifs miniers de Sunhills afin de s'aligner sur les plans de conversion du charbon en 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 la dotation aux amortissements pour l'exercice complet devrait augmenter d'environ 38 millions de dollars. Les durées d'utilité pourront être modifiées ou prolongées dans l'avenir, conformément aux méthodes comptables de la Société, si des décisions et des événements liés à l'exploitation le justifient.

B. Modifications comptables futures

Les normes comptables qui ont déjà été publiées par l'IASB, mais qui ne sont pas encore en vigueur et que la Société n'a pas encore appliquées comprennent l'IFRS 16, Contrats de location. Veuillez vous reporter à la note 3 des états financiers consolidés annuels les plus récents de la Société pour obtenir plus d'information sur les exigences de l'IFRS 16. La Société a préparé un plan de projet détaillé et finalise les procédures liées à l'exhaustivité et elle continue d'évaluer dans le détail certains contrats en vertu de l'IFRS 16. L'incidence qu'aura l'adoption de l'IFRS 16 sur nos états financiers consolidés est en cours d'évaluation, mais elle devrait être importante.

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 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 2017	T1 2018	T2 2018	T3 2018
Produits des activités ordinaires	638	588	446	593
BAlIA aux fins de comparaison	275	416	225	249
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 ¹	(0,50)	0,23	(0,36)	(0,30)

	T4 2016	T1 2017	T2 2017	T3 2017
Produits des activités ordinaires	717	578	503	588
BAlIA aux fins de comparaison	374	274	268	245
Fonds provenant des activités d'exploitation	228	202	187	196
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	61	–	(18)	(27)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ¹	0,21	–	(0,06)	(0,09)

1) 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 BAlIA 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 :

- Répercussions de l'imputation pour dépréciation au cours du deuxième trimestre 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
- Reprise d'une réduction de valeur des actifs d'impôt différé au deuxième trimestre de 2017
- Variation des taux d'imposition aux États-Unis au quatrième trimestre de 2017
- Répercussions des profits latents non comparables au premier trimestre de 2017 sur les instruments financiers intersociétés qui sont attribuables uniquement aux participations ne donnant pas le contrôle
- Incidence de la provision au titre de l'interruption à l'unité 1 de la centrale de Keephills au quatrième trimestre de 2016
- Répercussions de l'imputation pour dépréciation de l'installation de Wintering Hills au cours du quatrième trimestre de 2016 et de l'imputation pour dépréciation de l'unité 1 de la centrale de Sundance au cours du deuxième trimestre de 2017
- Répercussions de la reconduction du contrat de la centrale de Mississauga au cours du quatrième trimestre de 2016
- Répercussions des changements dans la durée d'utilité de certains actifs du secteur Charbon au Canada au cours des premier, deuxième et troisième trimestres de 2017
- Répercussions d'une dépréciation de 137 millions de dollars en 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 a évalué, avec la participation de notre chef de la direction et de notre chef de la direction des finances intérimaire, l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information à la fin de la période visée par le présent rapport. Les contrôles et procédures de communication de l'information 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 de la loi intitulée *Securities Exchange Act of 1934*, telle qu'elle est modifiée (l'«Exchange Act»), est constatée, traitée, résumée et présentée dans les délais prescrits et selon les règles et formules de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. Les contrôles et procédures de communication de l'information 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 de l'Exchange Act est consignée et communiquée à la direction, y compris notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances intérimaire, selon le cas, pour permettre la prise de décisions en temps opportun se rapportant à notre obligation de communication de l'information. En concevant et en évaluant nos contrôles et procédures de communication de l'information, 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. En outre, la direction est tenue de faire preuve de jugement dans l'évaluation et la mise en œuvre des contrôles et procédures possibles.

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière n'a fait l'objet d'aucun autre changement ayant eu une incidence importante ou pouvant raisonnablement avoir une incidence importante sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au cours de la période close le 30 septembre 2018. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances par intérim ont conclu que, en date du 30 septembre 2018, fin de la période visée par le présent rapport, nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces.

TransAlta Corporation
Comptes de résultat consolidés résumés
(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)

<i>(non audité)</i>	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Produits des activités ordinaires <i>(note 4)</i>	593	588	1 627	1 669
Combustible, coûts du carbone et achats d'électricité	308	294	764	724
Marge brute	285	294	863	945
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	120	119	376	371
Amortissement	146	158	422	455
Imputation pour dépréciation d'actifs <i>(note 3)</i>	38	—	50	20
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	7	23	23
Autres résultats d'exploitation nets <i>(note 5)</i>	(16)	(10)	(194)	(30)
Résultats d'exploitation	(10)	20	186	106
Produits tirés des contrats de location-financement	2	15	7	47
Charge d'intérêts nette <i>(note 6)</i>	(73)	(69)	(200)	(190)
Profit (perte) de change	(8)	(8)	(15)	(7)
Autre résultat	1	(1)	1	1
Résultat avant impôts sur le résultat	(88)	(43)	(21)	(43)
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat <i>(note 7)</i>	(21)	(5)	10	(41)
Résultat net	(67)	(38)	(31)	(2)
Résultat net attribuable aux :				
Actionnaires de TransAlta	(76)	(17)	(96)	(25)
Participations ne donnant pas le contrôle <i>(note 8)</i>	9	(21)	65	23
	(67)	(38)	(31)	(2)
Perte nette attribuable aux actionnaires de TransAlta	(76)	(17)	(96)	(25)
Dividendes sur actions privilégiées <i>(note 14)</i>	10	10	30	20
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(86)	(27)	(126)	(45)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période <i>(en millions)</i>	287	288	287	288
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué <i>(note 13)</i>	(0,30)	(0,09)	(0,44)	(0,16)

Voir les notes jointes.

TransAlta Corporation

États du résultat global consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Résultat net	(67)	(38)	(31)	(2)
Autres éléments du résultat global				
Profits actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts ¹	10	14	28	2
Pertes sur 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	10	13	28	1
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts ³	(29)	(61)	31	(95)
Reclassement des profits à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger cédés ⁴	–	–	–	(9)
Profits (pertes) sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts ⁵	10	30	(14)	53
Reclassement des pertes sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger cédés, déduction faite des impôts ⁶	–	–	–	14
Profits sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ⁷	(26)	10	2	87
Reclassement en résultat net des profits sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ⁸	8	(18)	(46)	(63)
Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net	(37)	(39)	(27)	(13)
Autres éléments du résultat global	(27)	(26)	1	(12)
Total du résultat global	(94)	(64)	(30)	(14)
Total du résultat global attribuable aux :				
Actionnaires de TransAlta	(101)	(12)	(94)	(25)
Participations ne donnant pas le contrôle (note 8)	7	(52)	64	11
	(94)	(64)	(30)	(14)

1) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat respectivement de 4 et 10 pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2018 (charge de 5 et 1 en 2017).

2) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de néant pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2018 (néant en 2017).

3) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de néant pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2018 (néant et recouvrement de 1 en 2017).

4) Déduction faite du reclassement de la charge d'impôts sur le résultat de néant pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2018 (néant et charge de 11 en 2017).

5) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat respectivement de 1 et 3 pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2018 (charge de 3 et 5 en 2017).

6) Déduction faite du reclassement de la charge d'impôts sur le résultat de néant pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2018 (néant et recouvrement de 2 en 2017).

7) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat et de la charge d'impôts respectivement de 6 et 1 pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2018 (charge de 2 et 53 en 2017).

8) Déduction faite du reclassement du recouvrement d'impôts sur le résultat et de la charge d'impôts respectivement de 2 et 13 pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2018 (charge de 8 et 39 en 2017).

Voir les notes jointes.

TransAlta Corporation

États de la situation financière consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

<i>(non audité)</i>	30 sept. 2018	31 déc. 2017
Trésorerie et équivalents de trésorerie	95	314
Liquidités soumises à restrictions (note 12)	66	—
Créances clients et autres débiteurs	650	933
Charges payées d'avance	46	24
Actifs de gestion du risque (notes 9 et 10)	162	219
Stocks	264	219
	1 283	1 709
Liquidités soumises à restrictions (note 12)	—	30
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	196	215
Immobilisations corporelles (note 11)		
Coût	13 049	12 973
Amortissement cumulé	(6 848)	(6 395)
	6 201	6 578
Goodwill	464	463
Immobilisations incorporelles	341	364
Actifs d'impôt différé	28	24
Actifs de gestion du risque (notes 9 et 10)	633	684
Autres actifs	275	237
Total de l'actif	9 421	10 304
Dettes fournisseurs et charges à payer	477	595
Partie courante des provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	74	67
Passifs de gestion du risque (notes 9 et 10)	64	101
Impôts sur le résultat à payer	8	64
Dividendes à verser (note 13)	37	34
Partie courante de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement (note 12)	132	747
	792	1 608
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement (note 12)	3 051	2 960
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	382	403
Passifs d'impôt différé	532	549
Passifs de gestion du risque (notes 9 et 10)	30	40
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	350	359
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 13)	3 074	3 094
Actions privilégiées (note 14)	942	942
Surplus d'apport	11	10
Déficit	(1 357)	(1 209)
Cumul des autres éléments du résultat global	495	489
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	3 165	3 326
Participations ne donnant pas le contrôle (note 8)	1 119	1 059
Total des capitaux propres	4 284	4 385
Total du passif et des capitaux propres	9 421	10 304

Engagements et éventualités (note 15)

Événements postérieurs à la date de clôture (note 17)

Voir les notes jointes.

TransAlta Corporation

États des variations des capitaux propres consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)

Neuf mois clos le 30 septembre 2018	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Attribuable aux actionnaires	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
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 (note 2)	—	—	—	(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 13)	(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.

Neuf mois clos le 30 septembre 2017	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Attribuable aux actionnaires	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2016	3 094	942	9	(933)	399	3 511	1 152	4 663
Résultat net	—	—	—	(25)	—	(25)	23	(2)
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	—	—	—	—	(37)	(37)	—	(37)
Profits sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	23	23	—	23
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	2	2	—	2
Participations intersociétés disponibles à la vente	—	—	—	—	12	12	(12)	—
Total du résultat global				(25)	—	(25)	11	(14)
Dividendes sur actions ordinaires	—	—	—	(24)	—	(24)	—	(24)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	(20)	—	(20)	—	(20)
Variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables	—	—	—	(54)	4	(50)	50	—
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)	—	—	—	—	—	—	(130)	(130)
Solde au 30 septembre 2017	3 094	942	10	(1 056)	403	3 393	1 083	4 476

Voir les notes jointes.

TransAlta Corporation

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.	
	2018	2017	2018	2017
Activités d'exploitation				
Résultat net	(67)	(38)	(31)	(2)
Amortissement (note 16)	180	176	523	509
Profit à la vente d'actifs	(1)	1	(1)	1
Désactualisation des provisions (note 6)	6	6	18	17
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(10)	(5)	(23)	(12)
Charge (recouvrement) d'impôt différé (note 7)	(20)	(10)	(8)	(58)
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion du risque	1	(14)	1	(47)
(Profits latents) pertes latentes de change	6	13	23	14
Provisions	2	3	7	3
Imputations pour dépréciation d'actifs (note 3)	38	—	50	20
Autres éléments sans effet de trésorerie	53	48	104	93
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	188	180	663	538
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(29)	21	25	7
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	159	201	688	545
Activités d'investissement				
Acquisitions d'immobilisations corporelles (note 11)	(93)	(109)	(176)	(266)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(6)	(35)	(16)	(45)
Liquidités soumises à restrictions (note 12)	(35)	—	(35)	—
Acquisitions de projets de mise en valeur d'énergies renouvelables (note 3)	—	—	(30)	—
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	(1)	1	—	1
Produit de la vente de la centrale de Wintering Hills	—	—	—	61
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	15	14	44	44
Diminution du prêt à recevoir (note 19)	2	—	2	—
Divers	4	1	5	(1)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	(21)	(17)	(88)	(8)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(135)	(145)	(294)	(214)
Activités de financement				
Augmentation nette (remboursement) des emprunts sur les facilités de crédit (note 12)	127	47	231	147
Remboursement de la dette à long terme (note 12)	(412)	(1)	(1 137)	(588)
Émission de titres d'emprunt à long terme (note 12)	345	—	345	—
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 13)	(11)	(12)	(34)	(35)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 14)	(20)	(10)	(30)	(30)
Produit net à la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale (notes 3 et 13)	—	—	144	—
Rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (note 13)	(10)	—	(14)	—
Profits réalisés (pertes réalisées) sur les instruments financiers	—	—	48	107
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 8)	(42)	(38)	(123)	(136)
Diminution des obligations au titre des contrats de location-financement (note 12)	(5)	(4)	(13)	(13)
Divers	(23)	—	(30)	—
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(51)	(18)	(613)	(548)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement	(27)	38	(219)	(217)
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	(1)	(1)	—	(1)
Diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(28)	37	(219)	(218)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	123	50	314	305
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	95	87	95	87
Impôts sur le résultat au comptant payés	4	3	79	9
Intérêts au comptant payés	30	22	134	140

Voir les notes jointes.

Notes des états financiers consolidés résumés

(non audités)

(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 A). 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 et des risques au nom du conseil d'administration le 30 octobre 2018.

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 et à la note 2 pour obtenir de l'information sur les jugements et les estimations.

2. Principales méthodes comptables

A. Modifications comptables de l'exercice considéré

I. IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*

La Société a adopté l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* («IFRS 15») le 1^{er} janvier 2018. En conséquence, la Société a modifié sa méthode comptable relative à la comptabilisation des produits, laquelle est présentée ci-après.

La Société a choisi d'adopter l'IFRS 15 de façon rétroactive en appliquant la mesure de simplification prévue par la méthode de transition rétrospective modifiée et a choisi d'appliquer la norme uniquement aux contrats qui ne sont pas achevés à la date de première application. Les informations comparatives n'ont pas été retraitées et sont présentées selon l'IAS 18, *Produits des activités ordinaires* («IAS 18»). Veuillez vous reporter au rapport annuel le plus récent 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 dans le déficit au 1^{er} janvier 2018. L'application des exigences relatives à la composante financement importante dans un contrat spécifique a entraîné une augmentation de 17 millions de dollars au titre du passif sur contrat, une diminution de 4 millions de dollars au titre du passif d'impôt différé et une augmentation de 13 millions de dollars au titre du déficit. Selon l'IFRS 15, pour déterminer le prix de transaction, l'entité doit ajuster le montant de contrepartie promis pour tenir compte des effets de la valeur temps de l'argent si le calendrier des paiements stipulé dans le contrat procure à l'une des parties un avantage important relatif au financement de la fourniture des biens ou des services au client («composante financement importante»). L'ajustement du montant de contrepartie promis pour tenir compte d'une composante financement importante a pour objectif que les produits des activités ordinaires soient comptabilisés pour un montant reflétant le prix qu'un client paierait au comptant pour ces biens ou ces services au moment où ils lui sont fournis. L'application des exigences relatives à la composante financement importante entraînera la comptabilisation de charges d'intérêts durant la période de financement et de produits des activités ordinaires plus élevés.

De plus, la Société ne comptabilise plus les produits des activités ordinaires (ou les coûts du combustible) liés à la contrepartie autre qu'en trésorerie pour le gaz naturel fourni par un client à l'une de ses centrales alimentées au gaz, puisque selon l'IFRS 15, la Société n'obtient pas le contrôle du gaz naturel fourni par le client.

Se reporter à l'analyse ci-dessous et à la note 4 pour une ventilation des produits des activités ordinaires de la Société tirés des contrats conclus avec des clients et des produits des activités ordinaires tirés d'autres sources.

Les tableaux suivants présentent les postes des états financiers touchés par l'adoption de l'IFRS 15 au 30 septembre 2018 et les périodes de trois mois et de neuf mois closes à cette date.

Compte de résultat consolidé résumé

Trois mois clos le 30 septembre 2018	Présenté selon l'IAS 18 et l'IAS 11	Ajustements	Comme présenté selon l'IFRS 15
Produits des activités ordinaires	595	(2)	593
Combustible, coûts du carbone et achats d'électricité	(311)	3	(308)
Charge d'intérêts nette	(71)	(2)	(73)
Incidence sur le résultat net	(66)	(1)	(67)

Neuf mois clos le 30 septembre 2018	Présenté selon l'IAS 18 et l'IAS 11	Ajustements	Comme présenté selon l'IFRS 15
Produits des activités ordinaires	1 630	(3)	1 627
Combustible, coûts du carbone et achats d'électricité	(771)	7	(764)
Charge d'intérêts nette	(195)	(5)	(200)
Incidence sur le résultat net	(30)	(1)	(31)

État de la situation financière consolidé résumé

Au 30 septembre 2018	Présenté selon l'IAS 18 et l'IAS 11	Ajustements	Comme présenté selon l'IFRS 15
Passifs d'impôt différé	536	(4)	532
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants (passif sur contrat)	332	18	350
Déficit	(1 343)	14	(1 357)

Il n'y a aucune incidence sur le tableau des flux de trésorerie par suite de l'adoption de l'IFRS 15.

i) Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

Les produits des activités ordinaires de la Société tirés des contrats conclus avec des clients sont essentiellement tirés de la vente de capacité de production, d'électricité, d'énergie thermique, d'attributs renouvelables et de sous-produits de la production d'électricité. La Société évalue si les contrats qu'elle conclut répondent à la définition d'un contrat conclu avec un client à la passation du contrat et sur une base continue s'il y a une indication de changements importants dans les faits et les circonstances. Les produits des activités ordinaires sont évalués en fonction du prix de transaction spécifié dans un contrat conclu avec un client. Les produits sont comptabilisés lorsque le contrôle du bien ou du service est transféré au client. Dans le cas de certains contrats, les produits des activités ordinaires peuvent être comptabilisés au montant facturé, tel que le permet la mesure de simplification de la facture, si ce montant correspond directement à la prestation de la Société à la date considérée. La Société exclut des produits des activités ordinaires les montants perçus pour le compte de tiers.

Obligations de prestation

Les produits des activités ordinaires de la Société tirés des contrats conclus avec des clients sont essentiellement tirés de la vente de capacité de production, d'électricité, d'énergie thermique, d'attributs renouvelables et de sous-produits de la production d'électricité. S'il est distinct, chaque bien ou service promis est comptabilisé séparément à titre d'obligation de prestation. Les contrats de la Société peuvent contenir plus d'une obligation de prestation.

Prix de transaction

La Société répartit le prix de transaction stipulé dans le contrat entre chacune des obligations de prestation. Le prix de transaction attribué aux obligations de prestation peut comprendre une contrepartie variable. La contrepartie variable est incluse dans le prix de transaction pour chaque obligation de prestation lorsqu'il est hautement probable que le dénouement ultérieur de l'incertitude relative à la contrepartie variable ne donnera pas lieu à un ajustement à la baisse important du montant cumulé des produits des activités ordinaires. La contrepartie variable comprend à la fois la variabilité de la quantité et celle du prix. La contrepartie comprise dans certains contrats conclus avec des clients par la Société est essentiellement variable. La contrepartie variable est évaluée à chaque période de présentation de l'information financière afin de déterminer si la limitation est toujours en vigueur.

Lorsqu'un contrat comprend plusieurs obligations de prestation, la portion du prix de transaction qui est attribuée à chaque obligation de prestation reflète le montant de contrepartie auquel la Société s'attend à avoir droit en échange de la fourniture des biens ou des services. La Société évalue le montant du prix de transaction à attribuer à chaque obligation de prestation en proportion de son prix de vente spécifique, qui est principalement estimé en fonction des montants qui seraient imputés aux clients dans des conditions de marché similaires.

Comptabilisation

La nature, le moment de la comptabilisation des obligations de prestation remplies et les modalités de paiement des biens et des services fournis par la Société sont décrits ci-dessous :

<i>Biens et services</i>	<i>Description</i>
<i>Capacité</i>	La capacité représente la disponibilité d'un actif pour fournir des biens ou des services. Les clients paient généralement la capacité pour chaque période définie (c.-à-d. mensuelle) selon un montant représentatif de la disponibilité de l'actif pendant cette période. Les obligations de livraison de la capacité sont remplies au fil du temps, et les produits des activités ordinaires sont comptabilisés selon une méthode d'évaluation fondée sur le temps écoulé. Les contrats de capacité sont généralement de nature à long terme. Les paiements sont généralement reçus des clients sur une base mensuelle.
<i>Contrats d'électricité</i>	La vente d'électricité sous contrat fait référence à la livraison d'unités d'électricité à un client aux termes d'un contrat. Les clients paient un prix contractuellement spécifié pour la production à la fin de périodes contractuelles prédéfinies (c.-à-d. mensuelles). Les obligations de livraison d'électricité sont remplies au fil du temps, et les produits des activités ordinaires sont comptabilisés au moyen d'une mesure de la production fondée sur les unités (c.-à-d. les mégawattheures). Les contrats d'achat d'électricité sont généralement de nature à long terme, et les paiements sont généralement reçus sur une base mensuelle.
<i>Énergie thermique</i>	L'énergie thermique désigne la livraison d'unités de vapeur à un client en vertu d'un contrat. Les clients paient un prix contractuellement spécifié pour la production à la fin de périodes contractuelles prédéfinies (c.-à-d. mensuelles). Les obligations de livraison de vapeur sont remplies au fil du temps, et les produits des activités ordinaires sont comptabilisés au moyen d'une mesure de la production fondée sur les unités (c.-à-d. les gigajoules). Les contrats d'énergie thermique sont généralement de nature à long terme. Les paiements sont généralement reçus des clients sur une base mensuelle.
<i>Attributs renouvelables</i>	Les attributs renouvelables désignent la délivrance de certificats d'énergie renouvelable, de caractéristiques écologiques et d'autres éléments semblables. Les clients peuvent conclure un contrat visant des attributs renouvelables en même temps que l'achat d'électricité, auquel cas le client paie les attributs dans le mois suivant la livraison de l'électricité. Sinon, les clients paient à la livraison des attributs renouvelables. L'obligation de livrer des attributs renouvelables est remplie à un moment donné, généralement à leur livraison.
<i>Sous-produits de la production</i>	Les sous-produits de la production désignent la vente de sous-produits découlant de l'utilisation du charbon dans les centrales de la Société alimentées au charbon au Canada et aux États-Unis et la vente de charbon à des tiers. L'obligation de livrer des sous-produits est remplie à un moment donné, généralement à leur livraison. Les paiements sont reçus lorsque la livraison a été effectuée.

La Société comptabilise un actif sur contrat ou un passif sur contrat pour les contrats lorsque l'une ou l'autre partie à un contrat a fourni une prestation. Un passif sur contrat est comptabilisé lorsque la Société reçoit une contrepartie avant que les obligations de prestation ne soient remplies. Un actif sur contrat est comptabilisé lorsque la Société a droit à une contrepartie parce qu'elle a rempli son obligation de prestation avant d'avoir facturé le client. La Société comptabilise séparément comme une créance ses droits inconditionnels à une contrepartie. Les actifs sur contrat et les créances clients sont évalués à chaque période de présentation de l'information financière pour déterminer s'il existe une indication objective de dépréciation.

La Société comptabilise une composante de financement importante si le calendrier des paiements du client diffère de celui de la prestation de la Société en vertu du contrat et que cet écart est le résultat du financement par la Société de la fourniture de biens et de services.

Jugements importants

Identification des obligations de prestation

Lorsque les contrats contiennent plusieurs promesses de fourniture de biens et de services, la direction exerce son jugement pour établir si les biens ou services constituent des biens ou services distincts ou une série de biens et services distincts qui sont essentiellement les mêmes et qui sont fournis au client au même rythme. La détermination de l'obligation de prestation influe sur la comptabilisation du prix de transaction à un moment précis ou progressivement. La direction tient compte de la fois des mécanismes du contrat et de l'environnement économique et opérationnel du contrat pour déterminer si les biens ou les services d'un contrat sont distincts.

Prix de transaction

Pour déterminer le prix de transaction et les estimations de la contrepartie variable, la direction prend en compte l'historique de l'utilisation passée du client et des besoins en capacité, pour évaluer les biens et services à fournir au client. La Société tient également compte des niveaux de production historiques et des conditions d'exploitation de ses actifs de production variables.

Répartition du prix de transaction entre les obligations de prestation

Les contrats de la Société prévoient généralement un montant précis à facturer à un client associé à chaque obligation de prestation du contrat. Lorsque les contrats ne précisent pas de montants pour chacune des obligations de prestation, la Société estime le montant du prix de transaction à attribuer à chacune des obligations de prestation en fonction de son prix de vente spécifique, qui est principalement estimé en fonction des montants qui seraient facturés aux clients dans des conditions de marché similaires.

Obligations de prestation remplies

Pour remplir ses obligations de prestation, la direction doit faire preuve de jugement quant à déterminer le moment où le contrôle du bien ou du service sous-jacent est transféré au client. La détermination du moment où une obligation de performance est remplie influe sur le moment de la comptabilisation des produits des activités ordinaires. La direction tient compte à la fois de l'acceptation du bien ou du service par le client et de l'incidence des lois et des règlements, comme les exigences en matière de certification, pour déterminer à quel moment ce transfert a lieu. La direction fait également preuve de jugement pour déterminer si l'on peut se fier à la mesure de simplification de la facture pour évaluer la mesure dans laquelle une obligation de prestation est remplie. La mesure de simplification de la facture permet la comptabilisation des produits des activités ordinaires au montant de la facture, si ce montant correspond directement à la prestation de l'entité jusqu'à la date considérée.

ii) Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources

Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location

Dans certaines situations, un contrat de vente d'électricité et d'énergie thermique à long terme peut comprendre un contrat de location, ou être considéré comme tel. Les produits associés à des éléments ne relevant pas de contrats de location sont comptabilisés à titre de produits tirés de la vente de biens ou de la prestation de services, comme il est mentionné ci-dessus. Les produits liés à des contrats de location sont comptabilisés comme il est indiqué à la note 2 R) du plus récent rapport annuel de la Société.

Produits des activités ordinaires tirés des instruments dérivés

Les instruments dérivés utilisés dans le cadre des activités de gestion du risque lié aux produits de base pour réaliser des produits et acquérir des renseignements sur le marché comprennent des swaps prévoyant la livraison et des swaps financiers, des contrats de vente à terme, des contrats à terme normalisés et des options. Ces instruments dérivés sont comptabilisés à la juste valeur. La juste valeur comptabilisée initialement et les variations ultérieures de la juste valeur ont une incidence sur le résultat net de la période au cours de laquelle les variations se produisent et sont présentées à leur montant net dans les produits des activités ordinaires. Les justes valeurs des instruments en cours à la date de clôture représentent les profits ou les pertes latents et sont présentées dans les états de la situation financière consolidés à titre d'actifs ou de passifs de gestion du risque. Certains instruments dérivés utilisés par la Société dans des activités de négociation ne sont pas négociés sur une Bourse active ou se prolongent au-delà de la période pour laquelle les cours en Bourse sont disponibles. Les justes valeurs de ces instruments dérivés sont calculées selon des techniques ou des modèles d'évaluation internes.

II. IFRS 9, Instruments financiers

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2018, la Société a adopté l'IFRS 9, qui introduit de nouvelles exigences en matière de :

- 1) classement et évaluation des actifs financiers et des passifs financiers;
- 2) comptabilisation et évaluation de la dépréciation des actifs financiers;
- 3) comptabilité de couverture générale.

Conformément aux dispositions transitoires de la norme, la Société a choisi de ne pas retraiter les périodes antérieures. L'incidence de l'adoption de l'IFRS 9 a été comptabilisée en déficit au 1^{er} janvier 2018. Bien que la Société n'ait pas subi d'incidence directe par suite de l'adoption de l'IFRS 9, une augmentation de 1 million de dollars du déficit a résulté de l'augmentation des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle en raison de l'incidence de l'IFRS 9 pour TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables»).

Les méthodes comptables de la Société selon l'IFRS 9 sont décrites ci-après. Pour de plus amples renseignements sur les méthodes comptables de la Société en vertu de l'IAS 39 pour la période close le 30 septembre 2017, se reporter à la note 2 des plus récents états financiers consolidés annuels de la Société.

a. Classement et évaluation

L'IFRS 9 introduit l'exigence de classer et d'évaluer les actifs financiers en fonction de leurs caractéristiques de flux de trésorerie contractuels et du modèle économique de la Société pour l'actif financier. Tous les actifs financiers et les passifs financiers, y compris les instruments dérivés, sont comptabilisés à la juste valeur dans les états de la situation financière consolidés lorsque la Société devient partie aux clauses contractuelles d'un instrument financier ou d'un contrat sur dérivé non financier. Les actifs financiers doivent être classés et évalués au coût amorti, à la juste valeur par le biais du résultat net ou à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global.

Les actifs financiers dont les flux de trésorerie contractuels, constitués uniquement de principal et d'intérêts, surviennent à des dates précises et dont la détention s'inscrit dans un modèle économique dont l'objectif est de détenir des actifs afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels sont par la suite évalués au coût amorti. Les actifs financiers évalués à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global sont ceux dont les flux de trésorerie contractuels, constitués uniquement de principal et d'intérêts, surviennent à des dates précises et dont la détention s'inscrit dans un modèle économique dont l'objectif est de détenir des actifs afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels et de vendre les actifs financiers. Tous les autres actifs financiers sont par la suite évalués à la juste valeur par le biais du résultat net.

Les passifs financiers sont classés en tant que passifs évalués à la juste valeur par le biais du résultat net lorsqu'ils sont détenus à des fins de transaction. Tous les autres passifs financiers sont par la suite évalués au coût amorti.

La Société a recours à divers instruments financiers dérivés pour gérer son exposition au risque lié au prix des produits de base, au risque de taux d'intérêt et au risque de change, y compris des swaps financiers à prix fixe, des contrats de vente d'énergie livrée à long terme, des contrats de change à terme et la désignation de la dette en devises comme couverture des investissements nets dans des établissements à l'étranger.

Les instruments dérivés sont initialement comptabilisés à la juste valeur à la date à laquelle les contrats dérivés sont conclus et sont par la suite réévalués à leur juste valeur à la fin de chaque période de présentation de l'information financière. Le profit ou la perte qui en résulte est comptabilisé immédiatement dans le résultat net, à moins que le dérivé ne soit désigné et efficace comme instrument de couverture, auquel cas le moment de la comptabilisation dans le résultat net dépend de la nature de la relation de couverture.

Les dérivés incorporés dans des contrats hôtes non dérivés qui ne sont pas des actifs financiers entrant dans le champ d'application de l'IFRS 9 (p. ex., des passifs financiers) sont traités comme des dérivés distincts lorsqu'ils répondent à la définition d'un dérivé, que leurs risques et caractéristiques ne sont pas étroitement liés à ceux des contrats hôtes et que les contrats hôtes ne sont pas évalués à la juste valeur par le biais du résultat net. Les dérivés incorporés dans des contrats hybrides qui contiennent des hôtes d'actifs financiers entrant dans le champ d'application de l'IFRS 9 ne sont pas séparés des contrats hôtes et l'ensemble du contrat est évalué à la juste valeur par le biais du résultat net ou au coût amorti, selon le cas.

La direction de la Société a examiné et évalué le classement de ses instruments financiers existants au 1^{er} janvier 2018 en fonction des faits et des circonstances qui existaient à cette date, tel qu'il est indiqué ci-dessous. Aucun des reclassements n'a eu d'incidence importante sur la situation financière, le résultat, les autres éléments du résultat global ou le total du résultat global de la Société après la date d'application initiale.

Instrument financier	Catégorie selon l'IAS 39	Classement selon l'IFRS 9
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Prêts et créances	Coût amorti
Liquidités soumises à restrictions	Prêts et créances	Coût amorti
Créances clients et autres débiteurs	Prêts et créances	Coût amorti
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	Prêts et créances	Coût amorti
Prêt (autres actifs)	Prêts et créances	Coût amorti
Actifs de gestion du risque (courants et non courants) – instruments dérivés détenus à des fins de transaction	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur par le biais du résultat net
Actifs de gestion du risque (courants et non courants) – instruments dérivés désignés comme instruments de couverture	Instruments dérivés désignés comme instruments de couverture	Juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global
Dettes fournisseurs et charges à payer	Autres passifs financiers	Coût amorti
Dividendes à verser	Autres passifs financiers	Coût amorti
Passifs de gestion du risque (courants et non courants) – instruments dérivés détenus à des fins de transaction	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur par le biais du résultat net
Passifs de gestion du risque (courants et non courants) – instruments dérivés désignés comme instruments de couverture	Instruments dérivés désignés comme instruments de couverture	Juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global
Facilités de crédit et dette à long terme	Autres passifs financiers	Coût amorti

b. Dépréciation des actifs financiers

L'IFRS 9 introduit un nouveau modèle de dépréciation pour les actifs financiers évalués au coût amorti ainsi que pour certains autres instruments. Le modèle de dépréciation fondé sur les pertes de crédit attendues exige que les entités comptabilisent les pertes de crédit attendues sur les actifs financiers à la date de comptabilisation initiale et qu'elles tiennent compte des variations des pertes de crédit attendues à chaque date de clôture afin de refléter les variations du risque de crédit.

La correction de valeur pour pertes de l'actif financier est évaluée au montant de la perte de crédit attendue pour la durée de vie si le risque de crédit a augmenté de manière importante depuis la comptabilisation initiale ou si l'actif financier est déprécié dès son acquisition ou sa création.

Si le risque de crédit que comporte l'actif financier n'a pas augmenté de manière importante depuis la comptabilisation initiale, sa correction de valeur pour pertes est évaluée au montant de la perte de crédit attendue pour les 12 mois à venir.

L'IFRS 9 permet une méthode simplifiée pour évaluer la correction de valeur pour pertes des créances clients, des actifs sur contrat et des créances locatives au montant des pertes de crédit attendues pour la durée de vie dans certaines circonstances. La Société évalue ses créances clients et les actifs sur contrat comptabilisés selon l'IFRS 15 au moyen de la méthode simplifiée. La Société utilise la méthode générale pour évaluer les pertes de crédit attendues des créances locatives.

L'évaluation des pertes de crédit attendues repose sur les informations historiques et est ajustée en fonction de l'information prospective. L'information prospective utilisée comprend les taux de défaillance de tiers au fil du temps, selon les cotes de crédit.

La direction de la Société a examiné et évalué la dépréciation de ses actifs financiers existants en ayant recours à des informations raisonnables et justifiables conformément aux exigences de l'IFRS 9 afin de déterminer le risque de crédit des éléments respectifs à la date de leur comptabilisation initiale, et a comparé ce risque avec le risque de crédit au 1^{er} janvier 2018. Le risque de crédit n'a pas augmenté de façon importante par suite de l'application de l'IFRS 9 et aucune correction de valeur pour pertes n'a été comptabilisée.

c. Modèle général de comptabilité de couverture

L'IFRS 9 maintient les trois types de relations de couverture de l'IAS 39 (les couvertures de juste valeur, les couvertures de flux de trésorerie et les couvertures de l'investissement net dans un établissement à l'étranger), mais accroît la souplesse quant aux types de transactions admissibles à la comptabilité de couverture.

Le test d'efficacité de l'IAS 39 est remplacé par le principe du «lien économique» qui exige que la valeur de l'instrument de couverture et celle de l'élément couvert varient en sens inverse l'une de l'autre sous l'impulsion du risque couvert. En outre, le test d'efficacité rétrospectif de la couverture n'est plus exigé selon l'IFRS 9.

Conformément aux dispositions transitoires de l'IFRS 9 pour la comptabilité de couverture, la Société a appliqué les exigences de l'IFRS 9 en matière de comptabilité de couverture de façon prospective à compter de la date d'application initiale, soit le 1^{er} janvier 2018, et les chiffres comparatifs n'ont pas été retraités. Les relations de couverture admissibles de la Société en vertu de l'IAS 39 en vigueur au 1^{er} janvier 2018 étaient également admissibles à la comptabilité de couverture en vertu de l'IFRS 9, et étaient donc considérées comme des relations de couverture maintenues. Aucun rééquilibrage des relations de couverture n'a été nécessaire le 1^{er} janvier 2018. Étant donné que les conditions essentielles des instruments de couverture sont en concordance avec leurs éléments couverts correspondants, toutes les relations de couverture continuent d'être efficaces selon l'évaluation de l'efficacité de l'IFRS 9. La Société n'a désigné aucune relation de couverture en vertu de l'IFRS 9 qui n'aurait pas satisfait aux critères de la comptabilité de couverture admissible en vertu de l'IAS 39. De plus amples détails sur les activités de couverture de la Société sont présentés aux notes 9 et 10.

L'objectif et la stratégie de gestion des risques de la Société, y compris les instruments de gestion du risque et leurs termes clés, sont détaillés aux notes 10 A) et 10 C).

Dans certains cas, la Société achète des éléments non financiers en monnaie étrangère, pour lesquels elle peut conclure des contrats à terme afin de couvrir le risque de change sur les achats prévus. L'IAS 39 et l'IFRS 9 exigent que les profits et pertes de couverture soient ajustés à la valeur comptable initiale des éléments non financiers couverts une fois comptabilisés (comme les immobilisations corporelles), mais en vertu de l'IFRS 9, ces ajustements ne sont plus considérés comme des ajustements de reclassement et n'ont pas d'incidence sur les autres éléments du résultat global. En vertu de l'IFRS 9, ces montants seront directement transférés à l'actif et seront reflétés dans l'état des variations des capitaux propres en tant que reclassement du cumul des autres éléments du résultat global.

L'application des exigences de la comptabilité de couverture de l'IFRS 9 n'a aucune autre incidence sur les résultats et la situation financière de la Société pour l'exercice en cours ou les exercices antérieurs.

III. Changements apportés aux estimations – durée d'utilité

Par suite de l'entente d'élimination du charbon conclue avec le gouvernement de l'Alberta décrite à la note 4 H) de nos plus récents états financiers consolidés annuels, la Société a ajusté la durée d'utilité de certains des actifs miniers de Sunhills afin de s'aligner sur les plans de conversion du charbon en 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 la dotation aux amortissements pour l'exercice complet devrait augmenter d'environ 38 millions de dollars. Les durées d'utilité pourront être modifiées ou prolongées dans l'avenir, conformément aux méthodes comptables de la Société, si des décisions et des événements liés à l'exploitation le justifient.

B. Modifications comptables futures

Les normes comptables qui ont déjà été publiées par l'IASB, mais qui ne sont pas encore en vigueur et que la Société n'a pas encore appliquées comprennent l'IFRS 16, *Contrats de location*. Veuillez vous reporter à la note 3 des états financiers consolidés annuels les plus récents de la Société pour obtenir plus d'information sur les exigences de l'IFRS 16. La Société a élaboré un plan de projet détaillé et finalise les procédures liées à l'exhaustivité, et elle continue d'évaluer dans le détail certains contrats en vertu de l'IFRS 16. L'incidence qu'aura l'adoption de l'IFRS 16 sur les états financiers consolidés de la Société est en cours d'évaluation, mais elle devrait être importante.

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

A. 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 d'une filiale 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 replet d'une filiale de la Société. En outre, TransAlta Renewables a acquis d'une filiale de la Société une participation dans le parc éolien de Kent Breeze de 20 MW situé en Ontario. Le prix d'achat total pour les trois actifs s'est établi 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 du projet, pour une contrepartie nette en trésorerie de 104 millions de dollars. La Société continue d'exploiter ces actifs pour le compte de TransAlta Renewables.

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

Dans le cadre de ces acquisitions, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 12 millions de dollars, 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.

B. 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 acquisitions de projets de parc éolien aux États-Unis décrites à la note 3 l) ci-après.

La Société n'a pas acheté d'actions ordinaires supplémentaires dans le cadre du placement et, après la clôture, détenait 161 millions d'actions ordinaires représentant environ 61 % des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables.

C. Financement de 345 millions de dollars

La Société a monétisé les paiements en vertu de l'entente d'élimination du charbon 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 est garantie 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 jusqu'à la fin de 2030.

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

D. Remboursement anticipé de 400 millions de dollars de débentures

Le 2 août 2018, la Société a racheté par anticipation la totalité de ses débentures 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. Se reporter à la note 12 pour plus de détails.

E. 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.

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

Le 9 mars 2018, 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 4,86 % des actions ordinaires émises et en circulation au 2 mars 2018. 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 14 mars 2018 et se termine le 13 mars 2019 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 102 039 actions ordinaires (soit 25 % du volume de transactions quotidien moyen de 408 156 actions ordinaires à la Bourse de Toronto pour la période de six mois close le 28 février 2018) peuvent être acquises 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 2018, la Société a acheté et annulé 1 907 200 actions ordinaires à un prix moyen de 7,34 \$ l'action ordinaire pour un coût total de 14 millions de dollars. Se reporter à la note 13 pour plus de renseignements. D'autres transactions dans le cadre de l'OPRA seront fonction des conditions du marché. La Société conserve le pouvoir discrétionnaire d'effectuer des acquisitions dans le cadre de l'OPRA et de déterminer le moment, le montant et le prix acceptable de ces acquisitions, sous réserve en tout temps des exigences de la Bourse de Toronto et d'autres exigences réglementaires applicables.

G. 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 pour la période de trois mois close le 31 mars 2018. Pour plus de détails, se reporter à la note 12.

H. Résiliation par le Balancing Pool 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 concernant la résiliation des contrats d'achat d'électricité des unités B et C de la centrale de Sundance (les «CAÉ») 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 conteste l'indemnité de résiliation qu'elle a reçue. Le Balancing Pool a exclu certains actifs miniers qui, de l'avis de la Société, devraient être inclus dans le calcul de la valeur comptable nette pour une indemnité de résiliation additionnelle de 56 millions de dollars. Le litige suit actuellement le processus d'arbitrage des CAÉ.

I. 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 deux projets prêts à construire dans le nord-est des États-Unis. 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 attribuées par Standard & Poor's d'au moins A+. La mise en service de ces deux projets est prévue pour le deuxième semestre de 2019. Une filiale de TransAlta («US HoldCo») a acquis Big Level le 20 février 2018,

tandis que l'acquisition d'Antrim demeure assujettie à certaines conditions de clôture, y compris la réception d'une décision réglementaire favorable. La Société prévoit la clôture de l'acquisition au début de 2019.

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 détiendra directement les projets de parc éolien aux États-Unis, et TA Power émettra à TransAlta Renewables des actions privilégiées reflétant, lesquelles donnent droit à des dividendes trimestriels fondés sur le résultat net avant impôts des projets de parc éolien aux États-Unis. Les coûts de construction et d'acquisition des deux projets de parc éolien aux États-Unis doivent être financés par TransAlta Renewables et sont évalués à 240 millions de dollars américains. 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. TransAlta Renewables s'attend à financer ces coûts d'acquisition et de construction au moyen de liquidités existantes et d'avantages fiscaux.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, TransAlta Renewables a financé environ 61 millions de dollars (48 millions de dollars américains) de coûts de construction.

4. Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

Ventilation des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

Les produits de la Société sont essentiellement tirés de la vente d'énergie, de la capacité et des 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. 2018	Charbon – Canada	Charbon – É.-U.	Gaz – Canada	Gaz – Australie	Énergie éolienne et solaire	Hydro-électricité	Commercialisation 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	(2)	14	–	–	8	–	18	–	38
Incitatifs gouvernementaux	–	–	–	–	2	–	–	–	2
Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources ¹	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) Comprendent 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	Commercialisation 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	(7)	126	5	–	(11)	–	48	–	161
Incitatifs gouvernementaux	–	–	–	–	12	–	–	–	12
Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources ¹	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) Comprendent les produits tirés des activités de détail et de diverses autres sources.

5. Autres résultats d'exploitation, montant net

Les autres résultats d'exploitation nets comprennent ce qui suit :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2018	2017	2018	2017
Entente d'élimination du charbon en Alberta	(10)	(10)	(30)	(30)
Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance	–	–	(157)	–
Recouvrements d'assurance	(6)	–	(7)	–
Autres résultats d'exploitation, montant net	(16)	(10)	(194)	(30)

A. Entente d'élimination du charbon en Alberta

La Société reçoit des paiements du gouvernement de l'Alberta pour l'élimination, au plus tard le 31 décembre 2030, des émissions des centrales alimentées au charbon, notamment l'unité 3 de la centrale de Keephills, l'unité 3 de la centrale de Genesee et la centrale de Sheerness.

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 jusqu'à la fin de 2030. La Société comptabilise uniformément les paiements en vertu de l'entente d'élimination du charbon tout au long de l'exercice. La réception des paiements est sous réserve du respect de certaines modalités et conditions. La principale condition de l'entente d'élimination du charbon est l'élimination de toutes les émissions des centrales alimentées au charbon au plus tard le 31 décembre 2030. Toutefois, les centrales touchées pourront en tout temps continuer à produire de l'électricité en utilisant une autre méthode que la production d'électricité à partir du charbon qui entraîne des émissions après le 31 décembre 2030.

En juillet 2018, la Société a obtenu du financement fondé sur les paiements effectués en vertu de l'entente d'élimination du charbon (se reporter aux notes 3 et 12).

B. Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance

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 et a reçu une indemnité de résiliation de 157 millions de dollars au cours du premier trimestre de 2018. Se reporter à la note 3 pour de plus amples renseignements.

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.	
	2018	2017	2018	2017
Intérêt sur la dette	44	53	142	164
Produit d'intérêts	(2)	(1)	(8)	(4)
Intérêts incorporés au coût de l'actif	(1)	(2)	(1)	(10)
Perte sur le rachat anticipé (note 12)	19	6	24	6
Intérêts sur les obligations au titre des contrats de location-financement	—	1	2	3
Frais liés à la facilité de crédit et frais bancaires	4	6	10	15
Autres intérêts et frais ¹	3	—	13	—
Désactualisation des provisions	6	6	18	16
Charge d'intérêts nette	73	69	200	190

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.

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.	
	2018	2017	2018	2017
Charge (recouvrement) d'impôt exigible	(1)	5	18	17
Charge d'impôt différé lié à la naissance et à la reprise des différences temporaires	(24)	(14)	(26)	(35)
Charge (recouvrement) d'impôt différé découlant de la réduction (de la reprise de réduction) de valeur des actifs d'impôt différé ¹	4	4	18	(23)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(21)	(5)	10	(41)

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2018	2017	2018	2017
Charge (recouvrement) d'impôt exigible	(1)	5	18	17
Charge (recouvrement) d'impôt différé	(20)	(10)	(8)	(58)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(21)	(5)	10	(41)

1) Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2018, la Société a comptabilisé une réduction de valeur d'actifs d'impôt différé respectivement de 4 millions de dollars et 18 millions de dollars (dépréciation de 4 millions de dollars et reprise de 23 millions de dollars au 30 septembre 2017). 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. Les autres éléments du résultat global constatés au cours de la période précédente ont entraîné des différences temporaires imposables sur lesquelles est fondée en grande partie l'utilisation de certaines de ces pertes fiscales et la reprise de la réduction de valeur.

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 150 MW et le projet d'expansion de l'unité 3 du parc éolien de Kent Hills d'une capacité de 17,25 MW situés 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 au cours des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018 et 2017 :

Période	Pourcentage de la propriété et des droits de vote	Pourcentage de la participation en capitaux propres ¹
Du 6 janvier 2016 au 31 juillet 2017	64,0	59,8
Du 1 ^{er} août 2017 au 21 juin 2018	64,0	64,0
Du 22 juin 2018 au 31 juillet 2018 ²	61,1	61,1
Au 30 septembre 2018 ³	61,0	61,0

1) Comme il a été établi que les actions de catégorie B émises à la Société dans le cadre de la vente des actifs australiens constituaient des passifs financiers de TransAlta Renewables et ne participaient pas aux résultats jusqu'à la mise en service de la centrale de South Hedland, elles ont été exclues de la répartition des titres de capitaux propres et des résultats jusqu'à leur conversion en actions ordinaires le 1^{er} août 2017.

2) Se reporter à la note 3 pour de plus amples renseignements sur l'émission d'actions ordinaires de TransAlta Renewables au cours du deuxième trimestre de 2018.

3) 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.

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.	
	2018	2017	2018	2017
Résultat net				
TransAlta Cogeneration L.P.	4	3	10	25
TransAlta Renewables	5	(24)	55	(2)
	9	(21)	65	23
Total du résultat global				
TransAlta Cogeneration L.P.	4	3	10	25
TransAlta Renewables	3	(55)	54	(14)
	7	(52)	64	11
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle				
TransAlta Cogeneration L.P.	23	16	62	72
TransAlta Renewables	19	22	61	64
	42	38	123	136
Aux	30 sept. 2018	31 déc. 2017		
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle				
TransAlta Cogeneration L.P.	195	247		
TransAlta Renewables	924	812		
	1 119	1 059		
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)				
TransAlta Cogeneration L.P.	49,99	49,99		
TransAlta Renewables	39,0	36,0		

9. Instruments financiers

A. Actifs financiers et passifs financiers – évaluation

Les actifs financiers et les passifs financiers sont évalués régulièrement au coût, 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 de gestion du risque lié aux produits de base classés dans le niveau II 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 et les formules de régression ou d'extrapolation, 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 et passifs de gestion du risque et de la dette à long terme évalués et comptabilisés à la juste valeur, 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, à l'aide de données d'entrée reposant sur les données historiques comme la disponibilité de l'unité, la congestion 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 détient aussi 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 transactions 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 les procédures d'examen et de surveillance quotidiennes permettent d'identifier des variations non prévues de la juste valeur ou des changements dans les principaux paramètres.

Les informations sur les contrats de gestion du risque ou les groupes de contrats 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 sept. 2018		31 déc. 2017	
	Juste valeur de base	Sensibilité	Juste valeur de base	Sensibilité
Ventes d'électricité à long terme – États-Unis	776	+95 -95	853	+130 -130
Achats d'électricité conditionnels – unités	31	+4 -6	44	+7 -9
Produits structurés – est des États-Unis	5	+5 -5	17	+8 -7
Ventes d'énergie éolienne – est des États-Unis	(28)	+17 -17	–	–
Autres	6	+7 -6	4	+12 -12

i. Vente d'électricité à long terme – 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 2020, 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 fondamentale (le fournisseur est indépendant et est reconnu comme un expert du secteur pour les prévisions et hypothèses). Avant le deuxième trimestre de 2018, la prévision sur les prix de base était établie au moyen d'une prévision indépendante supplémentaire du secteur. 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 2018 se situe entre 24 \$ US et 35 \$ US (25 \$ US et 34 \$ US au 31 décembre 2017). L'analyse de sensibilité a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société selon laquelle une hausse ou une baisse de 5 \$ US (6 \$ US au 31 décembre 2017) est une variation raisonnablement possible du prix de l'électricité à terme.

Le contrat est libellé en dollars américains. Compte tenu du raffermissement du dollar américain par rapport au dollar canadien entre le 31 décembre 2017 et le 30 septembre 2018, la juste valeur de base et la valeur de sensibilité ont augmenté respectivement d'environ 27 millions de dollars et 3 millions de dollars.

ii. Achats d'électricité conditionnels – unités

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 du contrat 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 2018 sont respectivement de néant (néant au 31 décembre 2017) et de 2,2 % à 2,8 % (2,20 % à 2,76 % au 31 décembre 2017). 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 1,94 % au 31 décembre 2017) et d'une variation des taux d'escompte de volume d'environ 8,7 % à 10,2 % (7,77 % à 10,46 % au 31 décembre 2017), 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 2018 sont de respectivement 80 % à 128 % et 76 % à 122 % (75 % à 159 % et 71 % à 88 % au 31 décembre 2017). 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 2,7 % à 5 % (7 % au 31 décembre 2017) et d'une variation des facteurs non standards d'environ 3 % à 4 % (6 % au 31 décembre 2017), 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 2018 sont de respectivement 19 % à 41 % et 70 % (18 % à 54 % et 70 % au 31 décembre 2017). 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 d'environ respectivement 24 % à 28 % et 30 % (27 % à 32 % et 10 % au 31 décembre 2017).

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

En ce qui a trait à l'acquisition des projets de parc éolien aux États-Unis (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. Les activités commerciales de la centrale devraient avoir lieu au deuxième semestre de 2019, le contrat se prolongeant durant 15 ans après la mise en service. Le contrat est comptabilisé comme étant détenu à la juste valeur par le biais du résultat net.

Les principales données d'entrée non observables utilisées pour l'évaluation du contrat sont les volumes de production approximative prévus ainsi que les prix de l'électricité à terme et des crédits d'énergie renouvelable après 2023 et 2022, respectivement. Les prix de l'électricité à terme et des crédits d'énergie renouvelable par MWh utilisée pour déterminer les justes valeurs de base de niveau III au 30 septembre 2018 sont de respectivement 31 \$ US à 76 \$ US et 8 \$ US. L'analyse de sensibilité a été réalisée sur la base de l'évaluation de la Société de variations raisonnablement possibles d'une variation des volumes de production approximative prévus de 10 %, d'une variation des prix de l'énergie de 5 \$ US et d'une variation des prix de crédits d'énergie renouvelable de 1 \$ US.

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 2018 : niveau I – néant (passif net de 1 million de dollars au 31 décembre 2017), niveau II – passif net de 2 millions de dollars (passif net de 42 millions de dollars au 31 décembre 2017), niveau III – actif net de 696 millions de dollars (actif net de 771 millions de dollars au 31 décembre 2017).

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 2018 découlent essentiellement du règlement de contrats, en partie contrebalancé par des taux de change favorables.

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 les 30 septembre 2018 et 2017 :

	Neuf mois clos le 30 septembre 2018			Neuf mois clos le 30 septembre 2017		
	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total
Solde d'ouverture	719	52	771	726	32	758
Variations attribuables aux :						
Variations des prix du marché pour les contrats existants	(9)	7	(2)	95	1	96
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	–	–	–	–	1	1
Contrats réglés	(60)	(35)	(95)	(39)	(4)	(43)
Variation des taux de change	26	–	26	(58)	(1)	(59)
Transferts vers le (hors du) niveau III	–	(4)	(4)	–	–	–
Actifs nets de gestion du risque à la fin de la période	676	20	696	724	29	753
Informations supplémentaires sur le niveau III :						
Profits comptabilisés dans les autres éléments du résultat global	17	–	17	37	–	37
Total des profits (pertes) compris dans le résultat avant impôts sur le résultat	60	7	67	39	1	40
Profits (pertes) latents compris dans le résultat avant impôts sur le résultat lié aux actifs nets détenus à la fin de la période	–	(28)	(28)	–	(3)	(3)

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 7 millions de dollars au 30 septembre 2018 (actif net de 34 millions de dollars au 31 décembre 2017), 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 2018 sont principalement attribuables au règlement 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				Valeur comptable totale
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
Dette à long terme au 30 septembre 2018	–	3 109	–	3 109	3 124
Dette à long terme au 31 décembre 2017	–	3 708	–	3 708	3 638

Les justes valeurs des débiteures et des billets de premier rang 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, liquidités soumises à restrictions, 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 et des créances au titre des contrats de location-financement 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 :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Profit net non amorti au début de la période	61	113	105	148
Nouveaux profits (pertes) initiaux	–	5	(14)	9
Variation des taux de change	(2)	(4)	2	(8)
Amortissement comptabilisé dans le résultat net au cours de la période	(9)	(8)	(43)	(43)
Profit net non amorti à la fin de la période	50	106	50	106

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 liés à 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 applique la comptabilité de couverture à ceux qui couvrent le risque lié aux produits de base et le risque de change.

Le recours aux instruments dérivés financiers 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 des 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 dérivés financiers 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 instruments 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 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 des risques 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 2018

	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base			
Courants	76	18	94
Non courants	596	4	600
Actifs nets de gestion du risque lié aux produits de base	672	22	694
Divers			
Courants	–	4	4
Non courants	–	3	3
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque	–	7	7
Total des actifs nets de gestion du risque	672	29	701

Au 31 décembre 2017

	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base			
Courants	74	7	81
Non courants	636	11	647
Actifs nets de gestion du risque lié aux produits de base	710	18	728
Divers			
Courants	–	37	37
Non courants	–	(3)	(3)
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque	–	34	34
Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque	710	52	762

Au cours du trimestre, la Société a désigné un montant additionnel de 20 millions de dollars de dette libellée en dollars américains pour un montant de 400 millions de dollars américains dans le cadre de la 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 14 B) 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 2018 liée aux activités de négociation pour compte propre de la Société était de 3 millions de dollars (5 millions de dollars au 31 décembre 2017).

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 jusqu'au règlement au moyen du cumul des autres éléments du résultat global, 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 2018, 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 9 millions de dollars (16 millions de dollars au 31 décembre 2017). 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 2018, la VaR liée à ces transactions s'établissait à 7 millions de dollars (5 millions de dollars au 31 décembre 2017).

b. Risque de change

La Société court des risques à l'égard de diverses monnaies, comme le dollar américain, le yen japonais, l'euro et le dollar australien, par suite des placements et activités dans des territoires étrangers, du résultat net de ces activités, de l'acquisition de matériel et de services auprès de fournisseurs étrangers et des projets de parc éolien aux États-Unis. Se reporter à la note 14 B) 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 2018 :

	Notation de première qualité (en pourcentage)	Notation de qualité inférieure (en pourcentage)	Total (en pourcentage)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs ¹	86	14	100	650
Créances au titre de contrats de location-financement non courantes	99	1	100	196
Actifs de gestion du risque ¹	99	1	100	795
Prêt à recevoir ²	—	100	100	35
Total				1 676

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) La contrepartie n'a pas de 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 19 millions de dollars au 30 septembre 2018 (40 millions de dollars au 31 décembre 2017).

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 2018, trois agences de notation ont maintenu leur note de première qualité accordée à TransAlta et une agence de notation, une note de qualité inférieure. TransAlta tient à renforcer sa situation financière et à maintenir ou obtenir des notes de crédit de première qualité auprès de ces agences de notation d'envergure.

L'analyse des échéances des passifs financiers de la Société se présente comme suit :

	2018	2019	2020	2021	2022	2023 et par la suite	Total
Dettes fournisseurs et charges à payer	477	—	—	—	—	—	477
Dettes à long terme ¹	43	99	486	91	872	1 562	3 153
Passifs de gestion du risque lié aux produits de base	26	102	98	115	108	245	694
Autres (actifs) passifs de gestion du risque	2	1	—	—	4	—	7
Obligations au titre des contrats de location-financement	4	16	13	7	4	15	59
Intérêt sur la dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement ²	46	154	146	124	110	758	1 338
Dividendes à verser	37	—	—	—	—	—	37
Total	635	372	743	337	1 098	2 580	5 765

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

2) 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 dans le cours normal des affaires d'après 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 2018, la Société avait fourni une garantie de 108 millions de dollars (131 millions de dollars au 31 décembre 2017) 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, si elles étaient appliquées, obligerait la Société à fournir une garantie additionnelle de 81 millions de dollars à ses contreparties (96 millions de dollars au 31 décembre 2017).

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 2017	95	2 457	910	2 191	602	95	228	6 578
Ajouts	—	—	—	1	—	168	7	176
Ajouts – contrats de location-financement	—	—	—	—	3	—	—	3
Acquisitions (note 3)	—	—	—	—	—	4	—	4
Imputations pour dépréciation d'actifs (note 3)	—	(38)	—	(12)	—	—	—	(50)
Amortissement	—	(218)	(59)	(92)	(93)	—	(12)	(474)
Révision et augmentation des frais de démantèlement et de remise en état	—	(5)	(1)	—	(21)	—	—	(27)
Mise hors service d'actifs et (cessions)	(1)	(5)	(1)	(3)	(2)	—	—	(12)
Variation des taux de change	1	10	(19)	9	1	—	(1)	1
Transferts	—	33	19	8	25	(89)	6	2
Au 30 septembre 2018	95	2 234	849	2 102	515	178	228	6 201

1) Comprendent 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.

12. Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement

A. Facilités de crédit, dette et lettres de crédit

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux	30 sept. 2018			31 déc. 2017		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹
Facilités de crédit ²	258	258	3,3 %	27	27	2,8 %
Déventures	647	651	5,8 %	1 046	1 051	6,0 %
Billets de premier rang ³	902	913	5,4 %	1 499	1 510	6,0 %
Dette sans recours ⁴	1 278	1 292	4,3 %	1 022	1 032	4,3 %
Divers ⁵	39	39	9,1 %	44	44	9,2 %
	3 124	3 153		3 638	3 664	
Obligations au titre des contrats de location-financement	59			69		
	3 183			3 707		
Moins : tranche courante de la dette à long terme	(116)			(729)		
Moins : partie courante des obligations au titre des contrats de location-financement	(16)			(18)		
Total de la partie courante de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement	(132)			(747)		
Total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement	3 051			2 960		

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 2018 (1,2 milliard de dollars américains au 31 décembre 2017).

4) Inclut 1 million de dollars américains au 30 septembre 2018 (27 millions de dollars américains au 31 décembre 2017).

5) Inclut 21 millions de dollars américains au 30 septembre 2018 (24 millions de dollars américains au 31 décembre 2017) au titre du financement donnant droit à des avantages fiscaux.

Le 15 mars 2018, la Société a procédé au rachat anticipé de ses billets de premier rang à 6,650 % circulation d'un capital de 500 millions de dollars américains en arrivant à échéance le 15 mai 2018. Le rachat était couvert par des contrats de change à terme et des swaps de devises. Le prix de rachat des billets était d'environ 617 millions de dollars (516 millions de dollars américains), y compris une prime de rachat anticipé de 5 millions de dollars, comptabilisée dans la charge d'intérêts nette, et des intérêts courus et impayés de 14 millions de dollars à la date de rachat.

Par suite du remboursement de ses billets de premier rang de 500 millions de dollars américains, la Société a maintenant une dette de 400 millions de dollars américains (480 millions de dollars américains au 31 décembre 2017) désignée comme couverture de son investissement net dans des établissements à l'étranger.

Le 27 juin 2018, la Société a remboursé la dette sans recours de 25 millions de dollars américains liée à ses projets Mass Solar (se reporter à la note 3).

Au cours du deuxième trimestre de 2018, la facilité consentie de 200 millions de dollars américains de la Société a été annulée et la facilité de crédit bancaire consortiale consentie de la Société a été augmentée de 250 millions de dollars.

Le 20 juillet 2018, la Société a monétisé l'entente d'élimination du charbon et a conclu un placement d'obligations de 345 millions de dollars par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive indirecte, TransAlta OCP, par voie de placement privé. Les obligations amortissables sans recours 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.

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 de 425 millions de dollars, y compris une prime de paiement anticipé de 19 millions de dollars, comptabilisée dans la charge d'intérêts nette, et des intérêts courus et impayés de 6 millions de dollars à la date de rachat.

La Société a des facilités de crédit consenties totalisant 2,0 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars au 31 décembre 2017), y compris la facilité de crédit bancaire consortiale consentie de 1,3 milliard de dollars (1,0 milliard de dollars au 31 décembre 2017) de la Société, la facilité de crédit consortiale consentie de 0,5 milliard de dollars de TransAlta Renewables (0,5 milliard de dollars au 31 décembre 2017), et les facilités de crédit bilatérales consenties de 0,2 milliard de dollars américains de la Société. Ces facilités ont été renouvelées au cours du deuxième trimestre et viennent à échéance respectivement en 2022, 2022 et 2020. Les facilités bancaires consortiales consenties totalisant 1,8 milliard de dollars (1,5 milliard de dollars au 31 décembre 2017) 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 1,1 milliard de dollars (1,4 milliard de dollars au 31 décembre 2017) n'a pas été prélevé. Au 30 septembre 2018, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 0,9 milliard de dollars (0,6 milliard de dollars au 31 décembre 2017), ce qui correspondait à des emprunts réels de 0,3 milliard de dollars (27 millions de dollars au 31 décembre 2017) et à des lettres de crédit de 0,6 milliard de dollars (0,6 milliard de dollars au 31 décembre 2017). La Société respecte les modalités des facilités de crédit, et toute tranche non utilisée est entièrement disponible. Outre le montant de 1,1 milliard de dollars disponible aux termes des facilités de crédit, la Société dispose de 0,1 milliard de dollars en trésorerie et équivalents de trésorerie.

Les lettres de crédit en cours de la Société au 30 septembre 2018 totalisaient 642 millions de dollars (677 millions de dollars au 31 décembre 2017), y compris les lettres de crédit en cours de TransAlta Renewables de 68 millions de dollars (69 millions de dollars au 31 décembre 2017), et aucun montant (néant au 31 décembre 2017) n'avait été exercé par des tiers en vertu de ces arrangements. La Société et TransAlta Renewables ont chacune une facilité de lettre de crédit non consentie 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 2018, 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 1 277 millions de dollars (1 022 millions de dollars au 31 décembre 2017) 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 2018. Au 30 septembre 2018, un montant de 40 millions de dollars (35 millions de dollars au 31 décembre 2017) 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. La Société a choisi d'utiliser les lettres de crédit au 30 septembre 2018.

C. Garantie

Des dettes sans recours totalisant 789 millions de dollars (848 millions de dollars au 31 décembre 2017) sont garanties chacune par une charge de premier rang sur les actifs respectifs des filiales de la Société qui ont émis les obligations, y compris certaines installations de production d'énergies renouvelables dont la valeur comptable totale s'élève à 1 027 millions de dollars au 30 septembre 2018 (1 107 millions de dollars au 31 décembre 2017). Au 30 septembre 2018, une obligation sans recours d'environ 146 millions de dollars (174 millions de dollars au 31 décembre 2017) était garantie par une charge de premier rang sur les participations de l'émetteur qui a émis l'obligation sans recours.

Les nouvelles obligations de TransAlta OCP d'une valeur comptable de 343 millions de dollars 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 d'élimination du charbon. Aux termes de l'entente d'élimination du charbon, la Société reçoit des paiements de transition annuels 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

La Société détient un montant de 31 millions de dollars (30 millions de dollars au 31 décembre 2017) de liquidités soumises à restriction liées au financement du projet du parc éolien de Kent Hills détenu dans un compte de réserve pour la construction. Le produit sera libéré du compte de réserve pour la construction sous réserve du respect de certaines modalités, notamment la mise en service de l'unité 3 dans le cadre du projet d'expansion du parc éolien de Kent Hills.

La Société détient également une tranche de 35 millions de dollars (néant au 31 décembre 2017) de liquidités soumises à restrictions liées aux obligations de TransAlta OCP, laquelle doit être détenue dans un compte de réserve du service de la dette en vue de financer le prochain remboursement prévu sur la dette en février 2019.

13. 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.

	Trois mois clos les 30 sept.				Neuf mois clos les 30 sept.			
	2018		2017		2018		2017	
	Actions ordinaires (en millions)	Montant						
Émises et en circulation au début de la période	287,3	3 088	287,9	3 095	287,9	3 094	287,9	3 095
Actions rachetées et annulées dans le cadre de l'OPRA	(1,3)	(14)	—	—	(1,9)	(20)	—	—
	286,0	3 074	287,9	3 095	286,0	3 074	287,9	3 095
Montants à recevoir en vertu du régime d'actionariat des employés	—	—	—	(1)	—	—	—	(1)
Émises et en circulation à la fin de la période	286,0	3 074	287,9	3 094	286,0	3 074	287,9	3 094

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 de la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 :

Aux	30 sept. 2018	31 déc. 2017
Total des actions rachetées	1 907 200	—
Prix de rachat moyen par action	7,34 \$	—
Coût total	14	—
Valeur comptable moyenne pondérée des actions annulées	20	—
Augmentation des résultats non distribués	(6)	—

C. Résultat par action

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2018	2017	2018	2017
Perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(86)	(27)	(126)	(45)
Nombre moyen pondéré de base et dilué d'actions ordinaires en circulation (en millions)	287	288	287	288
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,30)	(0,09)	(0,44)	(0,16)

D. Dividendes

Le 10 octobre 2018, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,04 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} janvier 2019.

Le 19 juillet 2018, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,04 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} octobre 2018.

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 2018 et 2017 :

Mois de l'attribution	Nombre d'options sur actions attribuées (en millions) ¹	Prix d'exercice	Période d'acquisition (en années)	Durée avant expiration (en années)
Mars 2018	0,6	7,45 \$	3	7
Mars 2017	0,7	7,25 \$	3	7

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

14. 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 30 septembre 2018 et au 31 décembre 2017, la Société avait 10,2 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif à taux rajusté de série A, 11,0 millions d'actions du même type de série C, 9,0 millions d'actions du même type de série E, 6,6 millions d'actions du même type de série G émises et en circulation et 1,8 million d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif à taux variable de série B 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 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
		2018	2017	2018	2017 ¹
A	0,16931	2	2	5	3
B	0,20984 ²	—	—	1	1
C	0,25169	2	3	8	6
E	0,32463	3	3	9	6
G	0,33125	3	2	7	4
Total pour la période		10	10	30	20

1) Au cours du premier trimestre de 2017, la Société n'a déclaré aucun dividende, le dividende trimestriel pour la période correspondant au premier trimestre de 2017 ayant été déclaré le 19 décembre 2016.

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 2018, des dividendes respectivement d'environ 400 000 \$ et 1,1 million de dollars ont été déclarés.

Le 10 octobre 2018, la Société a déclaré un dividende trimestriel, payable le 31 décembre 2018, de 0,16931 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, de 0,22301 \$ 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 0,33125 \$ par action sur les actions privilégiées de série G.

15. Engagements et éventualités

A. 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'aient pas une incidence négative importante sur TransAlta.

I. Procédure de règlement sur les pertes en ligne

La Société est partie à une procédure de règlement sur les pertes en ligne (la «procédure») 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 en ligne. 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. L'exposition maximale estimée est de 15 millions de dollars. Toutefois, si la Société et les autres parties prenantes ont gain de cause en appel relativement aux questions juridiques et de compétence à l'égard de la rétroactivité, le montant à verser sera de néant. La Société a comptabilisé une provision de 7,5 millions de dollars au 30 septembre 2018 et au 31 décembre 2017.

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 et demande au tribunal de déclarer que le CAÉ de South Hedland est valable et en vigueur. 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. Litige avec le Balancing Pool

Aux termes d'une entente écrite, le Balancing Pool a versé à la Société environ 157 millions de dollars le 29 mars 2018 dans le cadre du paiement de la valeur comptable nette requis à la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance. Toutefois, le Balancing Pool ne tient pas compte de certains actifs miniers et actifs de la Société qui, selon la Société, devraient être inclus dans le calcul de la valeur comptable nette pour un montant additionnel de 56 millions de dollars. Le litige suit actuellement un processus d'arbitrage.

16. Informations sectorielles

A. Résultat sectoriel présenté

I. Information sur le résultat

Trois mois clos le 30 sept. 2018	Charbon – Canada	Charbon – États-Unis	Gaz – Canada	Gaz – Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro-électricité	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	232	158	54	41	55	37	18	(2)	593
Combustible, carbone 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
Imputations pour dépréciation d'actifs	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)
Autre résultat	–	–	–	–	–	–	–	–	1
Perte avant impôts sur le résultat	–	–	–	–	–	–	–	–	(88)

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

Trois mois clos le 30 sept. 2017	Charbon – Canada	Charbon – États-Unis	Gaz – Canada	Gaz – Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro-électricité	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	252	147	56	43	42	31	17	–	588
Combustible, carbone et achats d'électricité	154	109	24	3	2	2	–	–	294
Marge brute	98	38	32	40	40	29	17	–	294
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	42	13	10	9	12	10	5	18	119
Amortissement	79	19	10	10	27	7	–	6	158
Imputations pour dépréciation d'actifs	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	1	–	–	2	–	–	1	7
Autres résultats d'exploitation, montant net	(10)	–	–	–	–	–	–	–	(10)
Résultats d'exploitation	(16)	5	12	21	(1)	12	12	(25)	20
Produits tirés des contrats de location-financement	–	–	2	13	–	–	–	–	15
Charge d'intérêts nette	–	–	–	–	–	–	–	–	(69)
Profit de change	–	–	–	–	–	–	–	–	(8)
Autre résultat	–	–	–	–	–	–	–	–	(1)
Perte avant impôts sur le résultat	–	–	–	–	–	–	–	–	(43)

Neuf mois clos le 30 sept. 2018	Charbon – Canada	Charbon – États-Unis	Gaz – Canada	Gaz – Australie	Energie 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	38	–	–	–	12	–	–	–	50
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	10	3	1	–	6	3	–	–	23
Autres résultats d'exploitation, montant net	(188)	–	–	–	(6)	–	–	–	(194)
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)
Perte de change									(15)
Autre résultat									1
Résultat avant impôts sur le résultat									(21)

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

Neuf mois clos le 30 sept. 2017	Charbon – Canada	Charbon – États-Unis	Gaz – Canada	Gaz – Australie	Energie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	750	294	209	97	188	95	36	–	1 669
Combustible, carbone et achats d'électricité	434	188	78	9	10	5	–	–	724
Marge brute	316	106	131	88	178	90	36	–	945
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	133	37	36	22	36	27	16	64	371
Amortissement	226	50	28	24	82	24	1	20	455
Dépréciation d'actifs	20	–	–	–	–	–	–	–	20
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	10	3	1	–	6	2	–	1	23
Autres résultats d'exploitation, montant net	(30)	–	–	–	–	–	–	–	(30)
Résultats d'exploitation	(43)	16	66	42	54	37	19	(85)	106
Produits tirés des contrats de location-financement	–	–	8	39	–	–	–	–	47
Charge d'intérêts nette									(190)
Profit de change									(7)
Autre résultat									1
Perte avant impôts sur le résultat									(43)

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.	
	2018	2017	2018	2017
Dotation aux amortissements selon les comptes de résultat consolidés résumés	146	158	422	455
Amortissement compris dans le poste Combustible et achats d'électricité	34	18	101	54
Dotation aux amortissements selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés	180	176	523	509

17. Événement postérieur à la date de clôture

A. Expansion du parc éolien de Kent Hills par TransAlta Renewables

Le 19 octobre 2018, TransAlta Renewables a annoncé la mise en service de l'expansion du parc éolien de Kent Hills d'une capacité de 17,25 MW situé au Nouveau-Brunswick, ce qui porte la capacité de production totale du site à 167 MW. En 2017, TransAlta Renewables a conclu un contrat d'achat d'électricité de 17 ans avec Énergie NB visant la vente de toute l'énergie produite par la capacité de production supplémentaire de 17,25 MW provenant du parc éolien de Kent Hills.

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 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 2018 :

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

0,50 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. 2018	31 déc. 2017
Cours de clôture (TSX) (\$)		7,27	7,45
Fourchette de cours pour les 12 derniers mois (TSX) (\$)	Haut	8,18	8,50
	Bas	6,31	6,88
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés ² (multiple)		4,6	4,3
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée ² (%)		21,3	20,4
Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ^{1,2} (multiple)		3,5	3,6
Dette nette ajustée sur le capital investi ¹ (%)		48,1	49,5
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires ² (%)		(15,7)	(10,0)
Rendement du capital investi ² (%)		2,1	2,1
Couverture par le résultat ² (multiple)		0,7	0,6
Ratio de distribution fondé sur les fonds provenant des activités d'exploitation ^{1,2} (%)		5,9	4,3
Couverture des dividendes ² (multiple)		14,1	14,1
Rendement des actions ² (%)		2,2	2,1

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.

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 au titre des contrats de location-financement - produit d'intérêts - intérêts incorporés au coût de l'actif / intérêts sur la dette et obligations au titre des contrats de location-financement + 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 et obligations au titre des contrats de location-financement, y compris la juste valeur (positive) négative des instruments de couverture sur la dette + 50 % des actions privilégiées émises - trésorerie et équivalents de trésorerie

Dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison = dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement, y compris la partie courante et la juste valeur (positive) négative des instruments de couverture de la dette + 50 % des actions privilégiées émises - trésorerie et équivalents de trésorerie / du BAIIA aux fins de comparaison

Dette nette ajustée sur le capital investi = dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement, y compris la partie courante et la juste valeur (positive) négative des instruments de couverture sur la dette + 50 % des actions privilégiées émises - trésorerie et équivalents de trésorerie / dette nette ajustée + participations ne donnant pas le contrôle + capitaux propres attribuables aux actionnaires - 50 % des actions privilégiées émises

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 attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle + charge d'intérêts nette / 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 au titre des contrats de location-financement + 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées - produit d'intérêts

Ratio de distribution = dividendes déclarés 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 / dividendes sur actions ordinaires versés en espèces

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

Glossaire de 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.

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.

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

Médias et investisseurs – Demandes de renseignements
Relations avec les investisseurs

Téléphone
1.800.387.3598 au Canada et aux États-Unis
ou 403.267.2520

Télécopieur
403.267.7405

Courriel
investor_relations@transalta.com