

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 closes les 31 mars 2019 et 2018, ainsi qu'avec les états financiers consolidés annuels audités et le rapport de gestion annuel contenus dans notre rapport intégré annuel de 2018. Dans le présent rapport de gestion, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», la «Société» et «TransAlta» désignent TransAlta Corporation et ses filiales. Nos états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités ont été préparés selon la norme comptable internationale IAS 34, *Information financière intermédiaire*, des normes internationales d'information financière («IFRS») pour les entreprises ayant une obligation d'information du public au Canada, comme elle a été publiée par l'International Accounting Standards Board («IASB») et en vigueur le 31 mars 2019. Les montants de tous les tableaux du présent rapport de gestion sont en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Le présent rapport de gestion est daté du 13 mai 2019. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta Corporation, y compris la notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com, sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov et sur notre site Web à l'adresse www.transalta.com. L'information que contient directement ou par hyperlien le site Internet de la Société n'est pas intégrée par renvoi dans le présent rapport de gestion.

Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles

Une mesure conforme aux IFRS additionnelle est un poste, une rubrique ou un total partiel qui facilite la compréhension des états financiers, mais qui ne constitue pas une exigence minimale selon les IFRS, ou une mesure financière qui facilite la compréhension des états financiers, mais qui n'est pas autrement présentée dans ces derniers. Nous avons ajouté les postes intitulés Marge brute et Résultats d'exploitation à nos comptes de résultat consolidés résumés pour les périodes de trois mois closes les 31 mars 2019 et 2018. La présentation de ces postes fournit à la direction et aux investisseurs une mesure du rendement d'exploitation qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

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

Énoncés prospectifs

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

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

En particulier, le présent rapport de gestion renferme des énoncés prospectifs y compris, sans toutefois s'y limiter, les énoncés ayant trait aux aspects suivants : nos objectifs stratégiques, notamment ceux visant l'amélioration de notre rendement d'exploitation et la poursuite de notre transition vers la production d'énergie propre; l'investissement de 750 millions de dollars de Brookfield, y compris la clôture de la seconde tranche de 400 millions de dollars en échange d'actions privilégiées, l'emploi du produit de l'investissement de Brookfield et les avantages prévus pouvant en être tirés; le rachat d'actions jusqu'à concurrence de 250 millions de dollars; la date de clôture de l'investissement dans la centrale éolienne de Skookumchuck; la durée de la mise à l'arrêt de l'unité 3 et de l'unité 5 de la centrale de Sundance; des travaux d'aménagement de carrière et des interruptions pour travaux d'entretien planifiés; les estimations des coûts pour la mise en valeur des projets de parc éolien aux États-Unis; la construction du gazoduc Pioneer, y compris le calendrier et les coûts des travaux; le projet éolien de Windrise, et le coût des travaux et la date d'exploitation commerciale du projet; le projet WindCharger, qui sera le tout premier projet de stockage dans des batteries à grande échelle en Alberta, la réception de fonds en provenance de l'organisme Emissions Reduction Alberta, l'approvisionnement en batteries au lithium-ion, la réception des approbations réglementaires, les dates de construction et d'exploitation commerciale, et le coût estimé; les avantages prévus du projet Greenlight et son intégration dans les activités ainsi que la réalisation d'une nouvelle valeur; le rendement attendu du capital pour les actionnaires; la collaboration entre TransAlta et Brookfield afin de permettre à TransAlta d'achever sa transition vers l'énergie propre, de maximiser la valeur de ses actifs hydroélectriques et de créer une valeur à long terme pour les actionnaires; l'augmentation de la participation de Brookfield à 9 %; la poursuite déposée par Mangrove; l'évolution de la réglementation fédérale canadienne, y compris la tarification du carbone, le mécanisme de «filet de sécurité» et la norme relative au combustible propre; les changements réglementaires en Alberta, y compris le programme d'innovation technologique et de réduction des émissions de gaz à effet de serre; l'exposition dans le cadre de la procédure sur les pertes sur les lignes devant l'Alberta Utilities Commission; les réclamations faites par FMG; le différend avec le Balancing Pool; l'information présentée à la rubrique «Perspectives financières pour 2019», y compris le BAIIA aux fins de comparaison, les flux de trésorerie disponibles, le niveau des dividendes, la disponibilité de nos secteurs de production, les prix du marché et la stratégie de gestion du portefeuille, les coûts du combustible, la commercialisation de l'énergie, la trésorerie et les sources de capital, les dépenses de croissance, les interruptions planifiées en 2019 et la perte de production, et la source de capitaux pour le financement des dépenses d'investissement; et l'incidence des modifications comptables.

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

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

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

Faits saillants

Trois mois clos les 31 mars

	2019	2018
Produits des activités ordinaires	648	588
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(65)	65
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	82	425
BAIIA aux fins de comparaison ^{1,2,3}	221	393
Fonds provenant des activités d'exploitation ^{1,3}	169	318
Flux de trésorerie disponibles ^{1,3}	95	238
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,23)	0,23
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ¹	0,59	1,10
Flux de trésorerie disponibles par action ¹	0,33	0,83
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	–	0,04
Dividendes déclarés sur actions privilégiées ⁴	–	0,26
Aux	31 mars 2019	Au 31 déc. 2018
Total de l'actif	9 328	9 428
Total de la dette nette consolidée ⁵	3 191	3 141
Total des passifs non courants	4 537	4 421

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

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

3) Comprend le montant de 157 millions de dollars versé par le Balancing Pool pour la résiliation anticipée des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance au premier trimestre de 2018.

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

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

Exclusion faite de la réception, au cours du premier trimestre de 2018, d'une indemnité unique de 157 millions de dollars pour la résiliation des contrats d'achat d'électricité («CAÉ») des unités B et C de la centrale de Sundance en 2018, le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 31 mars 2019 a diminué de 15 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2018. La réduction s'explique surtout par l'expiration du contrat relatif à la centrale de Mississauga, la baisse des produits tirés du contrat de Poplar Creek dans le secteur Gaz au Canada et une interruption non planifiée dans le secteur Charbon aux États-Unis, le tout en partie contrebalancé par une hausse des prix du marché dans le secteur Hydroélectricité, un rendement plus solide du secteur Commercialisation de l'énergie et une baisse des coûts du secteur Siège social. Le BAIIA aux fins de comparaison du secteur Charbon au Canada est demeuré stable par rapport à celui de 2018, en dépit du fait que nous exploitions quatre unités de la centrale Sundance en vertu de CAÉ au cours du premier trimestre de 2018, par rapport à l'exploitation de deux unités marchandes en 2019 alors que nous avons bénéficié de la vigueur des prix marchands.

Exclusion faite de la réception d'une indemnité unique de 157 millions de dollars (115 millions de dollars après impôts) pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance, la perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires au premier trimestre de 2019 a augmenté de 15 millions de dollars, en raison d'une baisse du BAIIA aux fins de comparaison, d'une hausse de l'amortissement et d'une augmentation du résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, le tout en partie contrebalancé par une baisse des charges d'intérêts et une baisse de la charge d'impôts sur les résultats.

Les flux de trésorerie disponibles depuis le début de l'exercice, l'une des mesures financières clés de la Société, 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, ont augmenté de 14 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2018.

- Les secteurs Gaz en Australie, Énergie éolienne et énergie solaire, Hydroélectricité, Commercialisation de l'énergie et Siège social 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 et Hydroélectricité au Canada, et nos centrales éoliennes ont bénéficié de prix de l'électricité plus élevés. Les prix moyens en Alberta ont augmenté, passant de 35 \$ par MWh à 69 \$ par MWh au cours du premier trimestre, par rapport à la période correspondante de 2018, reflet essentiellement des températures très froides enregistrées en février et mars de 2019.
- Exclusion faite de la réception en 2018 d'une indemnité unique de 157 millions de dollars pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance, les flux de trésorerie du secteur Charbon au Canada ont diminué de 10 millions de dollars au cours du premier trimestre de 2019 par rapport à la période correspondante de 2018, du fait surtout de la hausse des dépenses d'investissement de maintien.
- Les flux de trésorerie du secteur Charbon aux États-Unis ont diminué considérablement au premier trimestre de 2019, en raison de l'interruption non planifiée de l'une des unités durant des conditions de marché extrêmes provoquées par de basses températures et les prix élevés du gaz naturel au début de mars 2019.

Événements importants

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

- Le 25 mars 2019, la Société a annoncé que Brookfield Renewable Partners ou des membres du même groupe (collectivement, «Brookfield») investirait 750 millions de dollars en échange de titres échangeables, ce qui lui procure la flexibilité financière pour poursuivre la transition de TransAlta vers l'énergie propre d'ici 2025, reconnaît la valeur future prévue des actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta et accélère l'objectif de la Société de distribuer des capitaux à ses actionnaires. Brookfield fera bénéficier de sa solide expérience dans le secteur de l'hydroélectricité avec l'ajout de deux nouveaux administrateurs et la création d'un comité d'exploitation chargé des actifs hydroélectriques. Le 1^{er} mai 2019, Brookfield a investi la première tranche de 350 millions de dollars en échange de débentures subordonnées non garanties.
- Le 12 avril 2019, TransAlta a signé une entente visant l'achat d'une participation de 49 % dans la centrale éolienne de 136,8 MW de Skookumchuk.
- Le 28 mars 2019, la Société a conclu l'acquisition du projet de parc éolien Antrim après avoir reçu les approbations réglementaires requises.
- Le 8 mars 2019, l'Alberta Electric System Operator («AESO») a approuvé la décision de la Société de prolonger la mise à l'arrêt de l'unité 3 et de l'unité 5 de la centrale de Sundance jusqu'au 1^{er} novembre 2021.
- Le 4 mars 2019, TransAlta a approuvé le projet WindCharger Battery Storage, un projet novateur de stockage d'énergie d'une capacité de 10 MW à 20 MW.

Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Disponibilité et production

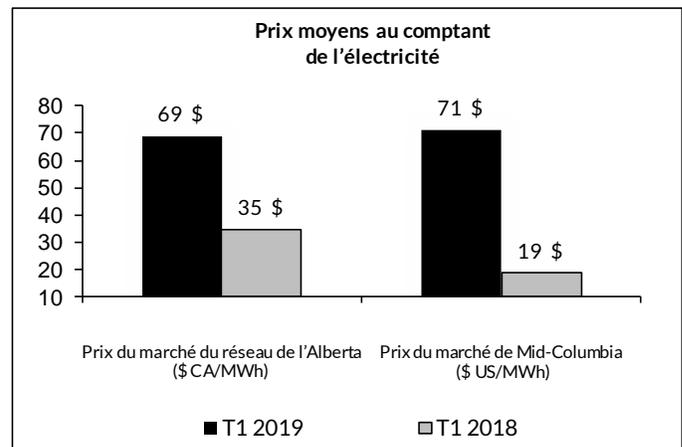
La disponibilité pour la période de trois mois close le 31 mars 2019 s'est établie à 89,4 % en regard de 93,9 % pour la période correspondante de 2018. Ce recul s'explique principalement par le plus grand nombre d'interruptions non planifiées et de réductions de la capacité nominale dans le secteur Charbon aux États-Unis et une interruption non planifiée dans le secteur Gaz en Australie.

La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2019 était de 8 125 gigawattheures («GWh»), par rapport à 7 171 GWh pour la période correspondante de 2018. Cette hausse de la production s'explique essentiellement par un contexte de robustesse des prix dans le nord-ouest du Pacifique, ce qui a entraîné une augmentation de la répartition dans le secteur Charbon aux États-Unis. Cette hausse a été contrebalancée en partie par une diminution de la production dans le secteur Charbon au Canada attribuable à la mise à l'arrêt des unités 3 et 5 de la centrale de Sundance le 1^{er} avril 2018.

Prix de l'électricité

En Alberta, les prix moyens au comptant de l'électricité pour la période de trois mois close le 31 mars 2019 ont augmenté considérablement comparativement à ceux de la période correspondante de 2018 en raison principalement des températures considérablement inférieures aux moyennes enregistrées en février et au début de mars.

Les prix de l'électricité étaient considérablement plus élevés dans le nord-ouest du Pacifique au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2019, en raison de la demande plus forte liée aux conditions météorologiques en février et mars et des prix quotidiens régionaux du gaz naturel dont la moyenne était d'environ 14 \$ US/mmBTU au cours du trimestre.



Analyse des résultats financiers consolidés

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

BAIIA aux fins de comparaison

Le BAIIA est une mesure d'évaluation adoptée par un grand nombre d'entreprises et une mesure importante, pour la direction, qui correspond 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 des actifs que nous détenons au Canada sont entièrement visés par des contrats et sont comptabilisés à titre de contrats de location-financement selon les IFRS. À notre avis, il convient mieux de comptabiliser les paiements que nous recevons aux termes des contrats comme un paiement de capacité au titre des produits des activités ordinaires, plutôt qu'au titre des produits tirés des contrats de location-financement et d'une diminution des créances au titre des contrats de location-financement. Nous amortissons ces actifs sur leur durée d'utilité.
- ii) Nous reclassons également l'amortissement de notre matériel minier inscrit au poste Combustible et achats d'électricité pour tenir compte des coûts au comptant réels de nos activités dans le calcul de notre BAIIA aux fins de comparaison.
- iii) En décembre 2016, nous avons convenu de résilier l'entente existante avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité («SIERE») visant notre centrale de cogénération de Mississauga, en Ontario, et avons conclu un nouveau contrat d'acheminement de production autonome amélioré qui prend effet le 1^{er} janvier 2017. Aux termes de ce contrat, nous avons reçu des paiements mensuels fixes jusqu'au 31 décembre 2018, sans obligation de livraison. En raison du contrat de production autonome, nous avons comptabilisé dans nos résultats présentés de 2016 un montant à recevoir de 207 millions de dollars (actualisé), un profit avant impôts d'environ 191 millions de dollars, déduction faite des coûts liés à l'arrêt des activités des unités, et un amortissement accéléré de 46 millions de dollars, conformément aux IFRS. En 2017 et 2018, aux fins de comparaison, nous avons comptabilisé les paiements reçus en guise de produits des activités ordinaires dans les résultats d'exploitation, et nous avons amorti la centrale jusqu'au 31 décembre 2018.
- iv) Lors de la mise en service de la centrale de South Hedland en Australie, nous avons payé d'avance environ 74 millions de dollars en coûts de transport et de distribution de l'électricité. Les produits d'intérêts sont inscrits dans les frais payés d'avance. Nous reclassons ces intérêts à titre de réduction dans les coûts de transport et de distribution passés en charges à chaque période afin de refléter le coût net pour l'entreprise.

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

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 31 mars ¹	
	2019	2018
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ²	(65)	65
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	35	28
Dividendes sur actions privilégiées	–	10
Résultat net	(30)	103
<i>Ajustements pour rapprocher le résultat net du BAIIA aux fins de comparaison</i>		
Amortissement	145	130
Perte de change	1	2
Charge d'intérêts nette	50	68
Charge d'impôts sur le résultat	17	37
<i>Reclassements aux fins de comparaison</i>		
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	6	15
Amortissement minier inclus dans le coût du combustible	29	31
Produits d'intérêts australiens	1	1
Profits (pertes) latents sur les activités de gestion du risque	2	(23)
<i>Ajustements des résultats aux fins de rapprochement avec le BAIIA aux fins de comparaison</i>		
Incidences du renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga ³	–	29
BAIIA aux fins de comparaison	221	393
BAIIA aux fins de comparaison – exclusion faite de l'indemnité de résiliation du CAÉ	221	236

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

2) Comprend le montant de 157 millions de dollars versé par le Balancing Pool pour la résiliation anticipée des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance au premier trimestre de 2018.

3) Le renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga a pris fin en 2018. L'incidence pour la période de trois mois close le 31 mars 2019 a été une diminution des produits de 29 millions de dollars.

Exclusion faite de la réception, au cours du premier trimestre de 2018, d'une indemnité unique de 157 millions de dollars pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance en 2018, le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 31 mars 2019 a diminué de 15 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2018. La réduction s'explique surtout par l'expiration du contrat de production autonome visant la centrale de Mississauga, la baisse des produits tirés du contrat de Poplar Creek dans le secteur Gaz au Canada et une interruption non planifiée dans le secteur Charbon aux États-Unis, le tout en partie contrebalancé par une hausse des prix du marché dans le secteur Hydroélectricité, un rendement plus solide du secteur Commercialisation de l'énergie et une baisse des coûts du secteur Siège social. Le BAIIA aux fins de comparaison du secteur Charbon au Canada est demeuré stable par rapport à 2018, en dépit du fait que nous exploitons quatre unités de la centrale de Sundance en vertu de CAÉ au cours du premier trimestre de 2018, par rapport à l'exploitation de deux unités marchandes en 2019 alors que nous avons bénéficié de la vigueur des prix marchands.

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 31 mars	
	2019	2018
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹	82	425
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	80	(123)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	162	302
Ajustement :		
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	6	15
Divers	1	1
Fonds provenant des activités d'exploitation	169	318
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien ²	(25)	(20)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(2)	(4)
Dividendes versés sur actions privilégiées ³	(10)	(10)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(32)	(41)
Paiements au titre des obligations locatives ²	(5)	(4)
Divers	—	(1)
Flux de trésorerie disponibles	95	238
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	285	288
Fonds provenant des activités d'exploitation par action	0,59	1,10
Flux de trésorerie disponibles par action	0,33	0,83

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

3) Les dividendes versés sur les actions privilégiées pour la période de trois mois close le 31 mars 2019 ont été ajustés pour inclure le paiement du 1^{er} avril 2019, puisque ce dernier est lié aux dividendes à verser au premier trimestre de 2019.

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

	Trois mois clos les 31 mars	
	2019	2018
BAIIA aux fins de comparaison ¹	221	393
Charge d'intérêts	(42)	(53)
Provisions	4	(3)
Charge d'impôt exigible	(7)	(9)
Profit (perte) de change réalisé	(5)	3
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(7)	(7)
Autres éléments avec effet de trésorerie et sans effet de trésorerie	5	(6)
Fonds provenant des activités	169	318
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien ²	(25)	(20)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(2)	(4)
Dividendes versés sur actions privilégiées ³	(10)	(10)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(32)	(41)
Paiements au titre des obligations locatives	(5)	(4)
Divers	—	(1)
Flux de trésorerie disponibles	95	238

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

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

3) Les dividendes versés sur les actions privilégiées pour la période de trois mois close le 31 mars 2019 ont été ajustés pour inclure le paiement du 1^{er} avril 2019, puisque ce dernier est lié aux dividendes à verser au premier trimestre de 2019.

Informations complémentaires	Trois mois clos les 31 mars	
	2019	2018
Fonds provenant des activités d'exploitation – exclusion faite de l'indemnité de résiliation du CAÉ	169	161
Flux de trésorerie disponibles – exclusion faite de l'indemnité de résiliation du CAÉ	95	81

Les fonds provenant des activités d'exploitation ont augmenté de 8 millions de dollars au cours des trois premiers mois de 2018 (après ajustement de la réception en 2018 d'une indemnité unique de 157 millions de dollars pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance), principalement en raison de la baisse des charges d'intérêts, partiellement contrebalancée par la baisse du BAIIA aux fins de comparaison de 15 millions de dollars. L'augmentation des flux de trésorerie disponibles au premier trimestre de 2019 par rapport à la période correspondante de 2018 est principalement attribuable à la hausse des fonds provenant des activités d'exploitation et à la baisse des distributions versées aux détenteurs de la participation ne donnant pas le contrôle des filiales.

Résultats sectoriels aux fins de comparaison

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

	Trois mois clos les 31 mars	
	2019	2018
Entrées (sorties) de trésorerie sectorielles¹		
Charbon au Canada ²	41	208
Charbon aux États-Unis	(12)	18
Gaz au Canada	24	60
Gaz en Australie	30	31
Énergie éolienne et énergie solaire	66	65
Hydroélectricité	24	16
Entrées de trésorerie liées à la production	173	398
Commercialisation de l'énergie	24	(18)
Siège social	(11)	(25)
Total des entrées de trésorerie aux fins de comparaison	186	355
Total des entrées de trésorerie aux fins de comparaison – exclusion faite de l'indemnité de résiliation du CAÉ	186	198

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

2) Comprend le montant de 157 millions de dollars versé par le Balancing Pool pour la résiliation anticipée des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance au premier trimestre de 2018.

Charbon au Canada

	Trois mois clos les 31 mars	
	2019	2018
Disponibilité (%)	91,3	90,5
Production visée par des contrats (GWh)	2 062	3 300
Production marchande (GWh)	1 657	909
Total de la production (GWh)	3 719	4 209
Capacité installée brute (MW) ¹	3 231	3 231
Produits des activités ordinaires ²	235	268
Combustible, coûts du carbone et achats d'électricité ²	146	165
Marge brute aux fins de comparaison	89	103
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	33	47
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	3
Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance	—	(157)
Autres résultats d'exploitation, montant net	(10)	(11)
BAIIA aux fins de comparaison²	63	221
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien :		
Dépenses d'investissement courantes	3	4
Dépenses d'investissement liées aux mines	5	2
Entretien d'envergure planifié	3	—
Total des dépenses d'investissement de maintien³	11	6
Dépenses d'investissement liées à la productivité	2	1
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	13	7
Provisions	1	(3)
Paiements au titre des obligations locatives ³	4	3
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	4	6
Flux de trésorerie du secteur Charbon au Canada	41	208

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

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

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

Informations complémentaires	Trois mois clos les 31 mars	
	2019	2018
BAIIA aux fins de comparaison – exclusion faite de l'indemnité de résiliation du CAÉ	63	64
Flux de trésorerie du secteur Charbon au Canada – exclusion faite de l'indemnité de résiliation du CAÉ	41	51

La disponibilité pour le premier trimestre s'est améliorée par rapport à 2018, en raison surtout d'une baisse du nombre d'interruptions non planifiées et de réductions de la capacité nominale en 2019.

La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2019 a diminué de 490 GWh par rapport à la période correspondante de 2018. La baisse de la production totale est attribuable à la mise à l'arrêt des unités 3 et 5 de la centrale de Sundance en avril 2018 et à une baisse de la répartition liée aux CAÉ en raison de la résiliation des CAÉ à la centrale de Sundance le 1^{er} avril 2018. La baisse de la production visée par des contrats est contrebalancée en partie par une diminution du nombre d'interruptions non planifiées et de réductions de la capacité nominale et une hausse de la production marchande.

Les produits des activités ordinaires pour la période de trois mois close le 31 mars 2019 ont diminué de 33 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2018, essentiellement en raison de la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance le 31 mars 2018, ce qui a entraîné une baisse de la production, en partie contrebalancée par une hausse des prix du marché.

Au cours du premier trimestre de 2019, les produits des activités ordinaires par MWh de production ont légèrement diminué pour s'établir à environ 63 \$ par MWh, par rapport à 64 \$ par MWh au premier trimestre de 2018. Les produits des activités ordinaires en 2018 comprenaient les produits des activités ordinaires tirés des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance de même que les produits des activités ordinaires attribuables au transfert des coûts de conformité liés au carbone, qui ne sont plus recouvrables sur les unités de la centrale de Sundance puisque les CAÉ ont été résiliés.

Les charges au titre du combustible, les coûts de conformité liés au carbone et les achats d'électricité par MWh de production ont été stables en 2019 par rapport à 2018.

Au cours du premier trimestre, nous avons cogénéré au gaz naturel dans les unités marchandes, lorsque cela était rentable. La cogénération réduit les coûts de conformité liés au carbone, car les émissions de GES sont plus faibles. De plus, les coûts du combustible peuvent être réduits grâce à la cogénération, selon le prix du marché du gaz naturel. Nous prévoyons que la cogénération augmentera avec l'achèvement du gazoduc Pioneer au deuxième trimestre de 2019.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont diminué de 14 millions de dollars durant la période de trois mois close le 31 mars 2019, par rapport à celle de la période correspondante de 2018, en raison des réductions de coûts découlant de l'exploitation d'un nombre moindre d'unités. Toutefois, certains coûts fixes et communs sont nécessaires pour maintenir les autres unités de la centrale de Sundance opérationnelles.

Exclusion faite de la réception, au cours du premier trimestre de 2018, d'une indemnité unique de 157 millions de dollars pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance en 2018, le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 31 mars 2019 correspondait à celui réalisé aux termes des CAÉ au trimestre correspondant de 2018, malgré la résiliation des CAÉ de la centrale de Sundance et la mise à l'arrêt de deux unités. Cette situation reflète surtout l'incidence combinée de la hausse des prix et de la baisse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration contrebalançant la perte de la capacité de recouvrer les coûts de conformité liés au carbone de la centrale de Sundance.

Les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité ont augmenté de 5 millions de dollars au premier trimestre en regard de celles de la période correspondante de 2018, car les dépenses d'investissement liées aux mines ont augmenté en raison des travaux d'aménagement de la carrière et des interruptions planifiées pour travaux d'entretien de centrales en 2019. En 2018, il n'y a eu aucune interruption planifiée pour travaux d'entretien de centrales en exploitation.

Charbon aux États-Unis

Trois mois clos les 31 mars

	2019	2018
Disponibilité (%) ¹	76,9	99,7
Ventes contractuelles (GWh)	820	821
Ventes marchandes (GWh)	2 174	749
Achats d'électricité (GWh)	(969)	(852)
Total de la production (GWh)	2 025	718
Capacité installée brute (MW)	1 340	1 340
Produits des activités ordinaires ²	159	85
Combustible et achats d'électricité	154	44
Marge brute aux fins de comparaison	5	41
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	14	15
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1
BAIIA aux fins de comparaison²	(10)	25
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien :		
Entretien d'envergure planifié	—	5
Total des dépenses d'investissement de maintien³	—	5
Paievements au titre des obligations locatives ³	—	1
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	2	1
Flux de trésorerie du secteur Charbon aux États-Unis	(12)	18

1) La disponibilité ajustée est la même que la disponibilité pour les premiers trimestres de 2019 et 2018.

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

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

La disponibilité pour la période de trois mois close le 31 mars 2019 a diminué par rapport à celle de la période correspondante de 2018, en raison de l'augmentation du nombre d'interruptions non planifiées et de réductions de la capacité nominale. En 2019, les deux unités de la centrale de Centralia sont demeurées en service pendant tout le premier trimestre en raison de la hausse des prix dans le nord-ouest du Pacifique, tandis que ces deux unités ont été mises hors service en février 2018 en raison d'une baisse saisonnière des prix dans cette même région. En 2018, nous avons effectué des travaux d'entretien d'envergure sur les deux unités pendant ce temps. La disponibilité a également diminué en 2019, alors que l'unité 1 de la centrale de Centralia a été exploitée avec une réduction de la capacité nominale en raison du blocage d'un précipitateur durant toute cette période.

La production a augmenté de 1 307 GWh au cours des trois premiers mois de 2019 par rapport à celle de la période correspondante de 2018, en raison surtout de l'augmentation des ventes marchandes et du calendrier d'optimisation de la répartition.

Le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 35 millions de dollars au premier trimestre de 2019 par rapport à celui de 2018. Durant un événement isolé de prix extrêmes en mars, la centrale de Centralia n'a pas été en mesure de consacrer l'une de ses unités à la production physique de l'approvisionnement pour le prochain jour ouvré en raison d'un arrêt forcé non planifié pour des travaux de réparation. En conséquence, la Société a subi des pertes en trésorerie de 25 millions de dollars sur sa position de couverture pour le prochain jour ouvré. Cet événement isolé de prix extrêmes a été causé par des températures froides et une forte demande dans le nord-ouest du Pacifique ainsi que les prix extrêmement élevés du gaz naturel. L'unité visée a pu être remise en service plus tôt que prévu pour la livraison sur le marché en temps réel, cependant elle n'a pu récupérer qu'une partie des pertes de couverture pour le prochain jour ouvré, étant donné que les cours de l'énergie en temps réel étaient considérablement plus bas que le prix de règlement pour le prochain jour ouvré. Le prix pour le prochain jour ouvré et les prix en temps réel pour les jours suivants sont historiquement très similaires. L'événement est survenu à l'intérieur d'une période de 48 heures. L'écart restant de 10 millions de dollars s'explique principalement par les solides résultats de 2018, alors que nous avons honoré les volumes faisant l'objet de contrats en achetant de l'énergie à bas prix.

Les dépenses d'investissement de maintien pour la période de trois mois close le 31 mars 2019 ont diminué de 5 millions de dollars, du fait qu'il n'y a eu aucune interruption planifiée en 2019 en raison de la vigueur des prix du marché.

Les flux de trésorerie du secteur Charbon aux États-Unis ont baissé de 30 millions de dollars pour le premier trimestre de 2019 en regard de ceux de la période correspondante de 2018, en raison surtout d'une baisse du BAIIA aux fins de comparaison.

Gaz au Canada

	Trois mois clos les 31 mars	
	2019	2018
Disponibilité (%)	99,5	98,7
Production visée par des contrats (GWh)	437	414
Production marchande (GWh)	159	39
Total de la production (GWh)	596	453
Capacité installée brute (MW)	945	953
Produits des activités ordinaires ¹	72	104
Combustible et achats d'électricité	31	29
Marge brute aux fins de comparaison	41	75
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	11	13
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	—	1
BAIIA aux fins de comparaison¹	30	61
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien :		
Dépenses d'investissement courantes	5	1
Entretien d'envergure planifié	1	1
Total des dépenses d'investissement de maintien	6	2
Dépenses d'investissement liées à la productivité	—	1
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	6	3
Provisions et autres	—	(2)
Flux de trésorerie du secteur Gaz au Canada	24	60

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

La disponibilité pour la période de trois mois close le 31 mars 2019 a diminué en regard de celle de la période correspondante de 2018, principalement en raison d'une diminution des interruptions planifiées à Sarnia.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2019, la production a augmenté de 143 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2018, en raison surtout d'une hausse de la production à la centrale de Sarnia.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 31 mars 2019 a diminué de 31 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2018, essentiellement en raison de l'expiration du contrat de la centrale de Mississauga le 31 décembre 2018 et de la baisse des paiements prévus tirés du contrat de location-financement de Poplar Creek. En 2018, le BAIIA aux fins de comparaison comprenait des produits des activités ordinaires de 29 millions de dollars tirés du contrat de la centrale de Mississauga.

Les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité pour la période de trois mois close le 31 mars 2019 ont augmenté de 3 millions de dollars en raison du calendrier des achats de pièces de rechange pour la centrale de Sarnia.

Les flux de trésorerie du secteur Gaz au Canada ont diminué de 36 millions de dollars au premier trimestre de 2019 par rapport à ceux de la période correspondante de 2018, en raison de la baisse du BAIIA aux fins de comparaison et du calendrier des dépenses d'investissement.

Gaz en Australie

	Trois mois clos les 31 mars	
	2019	2018
Disponibilité (%)	81,3	91,7
Production visée par des contrats (GWh)	466	440
Capacité installée brute (MW)	450	450
Produits des activités ordinaires	41	41
Combustible et achats d'électricité	1	1
Marge brute aux fins de comparaison	40	40
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	10	9
BAIIA aux fins de comparaison	30	31
Flux de trésorerie du secteur Gaz en Australie	30	31

La disponibilité pour la période de trois mois close le 31 mars 2019 a diminué en regard de celle de la période correspondante de 2018, essentiellement en raison d'une interruption non planifiée à la centrale de South Hedland.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2019, la production a augmenté de 26 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2018, en raison surtout d'une hausse de la demande de la clientèle. Nos contrats en Australie sont des contrats de capacité, et l'augmentation de la production d'électricité n'a pas d'incidence directe sur nos résultats.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 31 mars 2019 correspondait, comme prévu, à celui réalisé au trimestre correspondant de 2018, en raison de la nature de nos contrats.

Énergie éolienne et énergie solaire

	Trois mois clos les 31 mars	
	2019	2018
Disponibilité (%)	95,0	94,5
Production visée par des contrats (GWh)	757	749
Production marchande (GWh)	214	279
Total de la production (GWh)	971	1 028
Capacité installée brute (MW)	1 382	1 363
Produits des activités ordinaires ¹	87	89
Combustible et achats d'électricité	4	6
Marge brute aux fins de comparaison	83	83
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	12	13
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	2
BAIIA aux fins de comparaison¹	69	68
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien :		
Entretien d'envergure planifié	2	3
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	2	3
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	1	—
Flux de trésorerie du secteur Énergie éolienne et énergie solaire	66	65

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

La disponibilité s'est légèrement améliorée par rapport à 2018. La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2019 a diminué de 57 GWh par rapport à la période correspondante de 2018, en raison surtout d'une baisse des ressources d'énergie éolienne dans l'ouest du Canada et aux États-Unis, en partie compensée par une hausse des ressources d'énergie éolienne dans l'est du Canada.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 31 mars 2019 était comparable à celui de la période correspondante de 2018, la baisse de la production globale ayant été contrebalancée par des prix favorables en Alberta et des réductions des coûts d'exploitation et de production.

Les flux de trésorerie du secteur Énergie éolienne et énergie solaire étaient comparables à ceux de la période correspondante de 2018, en raison de la stabilité du BAIIA aux fins de comparaison et des dépenses d'investissement.

Hydroélectricité

	Trois mois clos les 31 mars	
	2019	2018
Production		
Énergie visée par des contrats		
Actifs au titre des CAÉ – hydro en Alberta (GWh) ¹	318	282
Autres centrales hydroélectriques (GWh) ¹	27	36
Énergie marchande		
Autres centrales hydroélectriques (GWh)	3	5
Total de la production d'énergie (GWh)	348	323
Volumes des services accessoires (GWh) ²	781	946
Capacité installée brute (MW)	926	926
Produits des activités ordinaires		
Actifs au titre des CAÉ – hydro en Alberta – Énergie	29	10
Actifs au titre des CAÉ – hydro en Alberta – Services accessoires	29	15
Paiements de capacité reçus en vertu des CAÉ – hydro en Alberta ³	14	14
Autres produits des activités ordinaires ⁴	5	6
Total des produits des activités ordinaires bruts	77	45
Paiement lié aux CAÉ – hydro en Alberta, montant net	(40)	(18)
Produits des activités ordinaires	37	27
Combustible et achats d'électricité	1	1
Marge brute aux fins de comparaison	36	26
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	8	8
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1
BAIIA aux fins de comparaison⁵	27	17
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien :		
Dépenses d'investissement courantes	1	–
Entretien d'envergure planifié	2	1
Total des dépenses d'investissement de maintien	3	1
Flux de trésorerie du secteur Hydroélectricité	24	16

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

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

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

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

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

La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2019 a augmenté de 25 GWh par rapport à la période correspondante de 2018, en raison surtout des prix du marché favorables en Alberta, en partie compensés par une baisse des ressources hydrauliques en Colombie-Britannique.

Pour le premier trimestre de 2019, le total des produits des activités ordinaires bruts a augmenté de 32 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2018, en raison des prix favorables de l'énergie et des services accessoires. Déduction faite du montant net des paiements liés aux CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta, le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 31 mars 2019 a augmenté de 10 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2018.

Les flux de trésorerie du secteur Hydroélectricité se sont améliorés de 8 millions de dollars pour le premier trimestre de 2019 par rapport à ceux de la période correspondante de 2018, en raison surtout de la hausse du BAIIA aux fins de comparaison qui a été en partie compensée par les dépenses d'investissement.

Commercialisation de l'énergie

	Trois mois clos les 31 mars	
	2019	2018
Produits des activités ordinaires et marge brute ¹	28	(2)
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	9	8
BAIIA aux fins de comparaison¹	19	(10)
Déduire :		
Provisions et autres	(5)	8
Flux de trésorerie du secteur Commercialisation de l'énergie	24	(18)

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

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2019, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 29 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2018 en raison des résultats solides des marchés de l'ouest des États-Unis.

Les flux de trésorerie du secteur Commercialisation de l'énergie se sont améliorés de 42 millions de dollars pour le premier trimestre de 2019 par rapport à ceux de la période correspondante de 2018, en raison surtout de la hausse du BAIIA aux fins de comparaison.

En outre, le secteur Commercialisation de l'énergie a généré des profits latents liés à la réévaluation à la valeur du marché de 18 millions de dollars pour la période de trois mois close le 31 mars 2019 (profits de 19 millions de dollars en 2018), qui n'ont pas été inclus dans le BAIIA aux fins de comparaison ni les flux de trésorerie présentés ci-dessus. Les flux de trésorerie provenant de ces profits liés à la réévaluation à la valeur du marché devraient être réalisés au cours des prochaines périodes.

Siège social

	Trois mois clos les 31 mars	
	2019	2018
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	(7)	(20)
BAIIA aux fins de comparaison	(7)	(20)
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien :		
Dépenses d'investissement courantes	3	3
Total des dépenses d'investissement de maintien	3	3
Dépenses d'investissement liées à la productivité	—	2
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	3	5
Paiements au titre des obligations locatives ¹	1	—
Flux de trésorerie du secteur Siège social	(11)	(25)

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

Au cours de la période, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont diminué de 13 millions de dollars, essentiellement en raison du profit réalisé en concluant un swap sur rendement total dans le cadre de nos régimes de paiements fondés sur des actions. Une partie du montant du règlement de nos régimes de paiements fondés sur des actions est fixé en concluant des swaps sur rendement total, qui sont réglés au comptant tous les trimestres. Compte non tenu de l'incidence du gain réalisé sur le swap sur rendement total, les coûts pour le secteur Siège social ont diminué de 1 million de dollars par rapport à ceux

du premier trimestre de 2018, en raison surtout de la réduction des dépenses d'investissement liées à la productivité, partiellement contrebalancée par la hausse des charges liées à l'attribution des paiements fondés sur des actions et un ajustement du crédit d'un exercice précédent.

Principaux ratios financiers

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

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

Douze mois clos les	31 mars 2019	31 déc. 2018
Fonds provenant des activités d'exploitation	778	927
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 obligations locatives, déduction faite du produit d'intérêts et des intérêts incorporés au coût de l'actif	162	174
Fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts	940	944
Intérêts sur la dette et obligations locatives, déduction faite du produit d'intérêts	165	176
Ajouter : 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées ¹	20	20
Intérêts ajustés	185	196
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés (multiple)	5,1	4,8

1) Les dividendes versés sur les actions privilégiées pour la période de trois mois close le 31 mars 2019 ont été ajustés pour inclure le paiement du 1^{er} avril 2019, puisque ce dernier est lié aux dividendes à verser au premier trimestre de 2019.

Bien que les deux périodes se situent à l'intérieur de notre fourchette cible, le ratio s'est amélioré au 31 mars 2019 par rapport à celui au 31 décembre 2018, 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.

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

Aux	31 mars 2019	31 déc. 2018
Fonds provenant des activités d'exploitation ¹	778	927
Déduire : indemnité reçue pour la résiliation anticipée des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance ¹	–	(157)
Déduire : 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées ^{1,2}	(20)	(20)
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés	758	750
Dette à long terme à la fin de la période ³	3 308	3 267
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(109)	(89)
Déduire : capital des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	–	(27)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471
Juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette ⁴	(8)	(10)
Dette nette ajustée	3 662	3 612
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée (%)	20,7	20,8

1) Douze derniers mois

2) Les dividendes versés sur les actions privilégiées pour la période de trois mois close le 31 mars 2019 ont été ajustés pour inclure le paiement du 1^{er} avril 2019, puisque ce dernier est lié aux dividendes à verser au premier trimestre de 2019.

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

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

Notre ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée est demeuré stable par rapport à 2018. Notre fourchette cible pour le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée est de 20 % à 25 %.

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

Aux	31 mars 2019	31 déc. 2018
Dette à long terme à la fin de la période ¹	3 308	3 267
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(109)	(89)
Déduire : capital des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	—	(27)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471
Juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette ²	(8)	(10)
Dette nette ajustée	3 662	3 612
BAIIA aux fins de comparaison ^{3,4}	980	1 152
Déduire : indemnité reçue pour la résiliation anticipée des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance	—	(157)
BAIIA aux fins de comparaison ajusté³	980	995
Dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison (multiple)³	3,7	3,6

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

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

3) Douze derniers mois

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

Le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison est demeuré stable par rapport à 2018. 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

Conversion du charbon au gaz

Nous planifions la conversion au gaz de quelques-unes ou de la totalité des unités de la centrale de Sundance et de la centrale de Keephills à partir de 2020 jusqu'en 2022. Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons émis un ordre d'exécution limité pour la conversion du charbon au gaz de l'unité 6 de la centrale de Sundance et nous prévoyons émettre un ordre d'exécution complet pour cette unité au cours du deuxième semestre de 2019. Nous visons à terminer la conversion de l'unité 6 de la centrale de Sundance d'ici le deuxième semestre de 2020. D'ici la fin de 2019, nous comptons émettre des ordres d'exécution limités et des ordres d'exécution complets pour un bon nombre des autres unités des centrales de Sundance et Keephills et prévoyons terminer la conversion de ces unités en 2021 et 2022. Le coût de conversion devrait être d'environ 30 à 35 millions de dollars par unité. En 2019, nous prévoyons engager des dépenses d'environ 35 millions de dollars pour accroître notre capacité de cogénération de gaz et poursuivre notre stratégie de conversion de centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz.

De plus, nous continuons d'évaluer la possibilité de rééquiper une ou plusieurs des turbines à vapeur à la centrale de Sundance en installant une ou plusieurs turbines à combustion et des générateurs de vapeur à récupération de chaleur, créant ainsi des unités à cycle combiné très efficaces. Nous prévoyons prendre la décision de procéder à cet investissement avant la fin de 2019. Le rééquipement devrait coûter 40 % moins cher qu'une nouvelle installation à cycle combiné, tout en produisant un rendement thermique similaire.

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 aux États-Unis. La construction des projets est en cours. Ces projets comprennent : i) un projet de 90 MW situé en Pennsylvanie faisant l'objet d'un CAÉ de 15 ans avec Microsoft Corp. («Big Level»); et ii) un projet de 29 MW situé au New Hampshire faisant l'objet de deux CAÉ de 20 ans («Antrim») (collectivement les «projets de parc éolien aux États-Unis»), avec des contreparties détenant des notes de crédit de Standard & Poor's d'au moins A+.

Le 28 mars 2019, les conditions de clôture relatives à l'acquisition d'Antrim ont été finalisées et la Société a acquis le projet de parc éolien. Les estimations des coûts pour les projets de parc éolien aux États-Unis ont été réévaluées à 250 millions de dollars, principalement en raison de retards liés aux conditions météorologiques. 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 financera ces coûts d'acquisition et de construction au moyen de liquidités existantes et d'avantages fiscaux. Les travaux de fondation sont terminés et l'érection de la tour est prévue pour le deuxième trimestre 2019. Big Level et Antrim devraient tous deux être entièrement fonctionnels durant le deuxième semestre de 2019. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Partenariat pour le gazoduc Pioneer

Le 17 décembre 2018, la Société a exercé son option d'acquérir une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer. Tidewater construit et exploitera le gazoduc de 120 km qui aura un débit initial de 130 millions de pieds cubes de gaz par jour («Mpi³/j») et un potentiel d'expansion à environ 440 Mpi³/j. Le gazoduc Pioneer permettra à TransAlta d'augmenter la quantité de gaz naturel qu'elle produit à ses unités alimentées au charbon des centrales de Sundance et Keephills, ce qui réduira les émissions de carbone et les coûts. De plus, le gazoduc Pioneer devrait fournir une quantité importante du gaz nécessaire à la conversion complète au gaz naturel des unités alimentées au charbon. L'investissement pour TransAlta, y compris l'infrastructure associée, est estimé à environ 100 millions de dollars. La construction du gazoduc Pioneer a commencé en novembre 2018, les travaux progressent comme prévu et le gazoduc devrait être pleinement exploitable d'ici le deuxième trimestre de 2019.

Projet éolien Windrise

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

Projet WindCharger

Au cours du premier trimestre de 2019, TransAlta a approuvé le projet WindCharger Battery Storage («WindCharger»), un projet novateur de stockage d'énergie d'une capacité de 10 MW à 20 MW. WindCharger est situé dans le sud de l'Alberta dans le district municipal de Pincher Creek, à côté du poste se rapportant au parc éolien Summerview de TransAlta. WindCharger stockera l'énergie produite par le parc éolien de Summerview II à proximité et la déchargera dans le réseau électrique de l'Alberte en période de pointe de la demande. Ce projet devrait être la toute première installation de stockage à batteries à grande échelle en Alberta et bénéficiera du cofinancement de l'organisme Emissions Reduction Alberta. Une entente de vente et d'achat de même qu'une entente de services ont été conclues avec Tesla qui fournira la technologie de batterie au lithium-ion à rendement élevé de conception nouvelle. Les demandes d'approbation réglementaire, dont une visant les installations, ont été déposées auprès de l'Alberta Utilities Commission, et les autorisations devraient être reçues au cours du troisième trimestre de 2019. Les travaux de construction devraient débuter en mars 2020 et la mise en service commerciale est prévue pour juin 2020. Le coût total prévu du projet pour TransAlta est de 8 millions de dollars américains.

Projet Greenlight

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

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

Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture

Investissement stratégique de Brookfield

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

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

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

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

TransAlta s'est également engagée à rembourser jusqu'à 250 millions de dollars en capital aux actionnaires au moyen de rachats d'actions au cours des trois prochaines années.

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

Centrale éolienne de Skookumchuck

Le 12 avril 2019, TransAlta a signé une entente portant sur l'acquisition d'une participation de 49 % dans la centrale éolienne de Skookumchuck, centrale prête à construire de 136,8 MW située dans les comtés de Lewis et Thurston, à proximité de Centralia, dans l'État de Washington. Le projet dispose d'un CAÉ de 20 ans avec une contrepartie de première qualité. TransAlta prendra sa décision d'investissement lorsque la centrale entrera en exploitation, ce qui est prévu pour décembre 2019. La contrepartie totale de l'investissement représentera 49 % du total des coûts de construction, moins les apports de capital des investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux.

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

Le 8 mars 2019, la Société a annoncé que l'AESO avait accordé une prolongation de la mise à l'arrêt des unités suivantes de la centrale de Sundance :

- La mise à l'arrêt temporaire de l'unité 3 de la centrale de Sundance, initialement prévue jusqu'au 1^{er} avril 2020, est désormais prolongée jusqu'au 1^{er} novembre 2021.
- La mise à l'arrêt temporaire de l'unité 5 de la centrale de Sundance, initialement prévue jusqu'au 1^{er} avril 2020, est désormais prolongée jusqu'au 1^{er} novembre 2021.

Ces prolongations ont été demandées par TransAlta en se fondant sur son évaluation des prix du marché et des conditions du marché. TransAlta a la possibilité de remettre l'une ou l'autre de ces unités en service en donnant un préavis de trois mois à l'AESO.

Acquisition de deux projets de parc éolien aux États-Unis

Le 2 janvier 2019, TransAlta Renewables a financé des coûts de construction de 45 millions de dollars (33 millions de dollars américains) pour les deux projets de parc éolien aux États-Unis.

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

Se reporter à la rubrique «Croissance stratégique et transformation de l'entreprise» du présent rapport de gestion pour des mises à jour sur les projets en cours. Se reporter à la note 4 des états financiers consolidés annuels audités de notre rapport annuel de 2018 et à la note 3 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 31 mars 2019 pour une description des événements importants qui ont eu une incidence sur les résultats de l'exercice précédent.

Nouveautés en matière de réglementation

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

Gouvernement fédéral du Canada

Tarifification du carbone par le gouvernement fédéral

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

Le 1^{er} janvier 2019, le mécanisme de «filet de sécurité» de la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* est entré en vigueur pour les grands émetteurs dans les provinces et territoires qui n'ont pas mis en œuvre de programme indépendant de tarification du carbone ou dont le programme existant n'était pas jugé équivalent au système fédéral – Ontario, Manitoba, Nouveau-Brunswick, Saskatchewan, Île-du-Prince-Édouard, Yukon et Nunavut. Ce mécanisme comporte deux volets : une taxe carbone pour les petits émetteurs et une réglementation pour les grands émetteurs appelée le système de tarification fondé sur le rendement («STFR»). La taxe carbone fixe un prix du carbone par tonne d'émissions de GES liées aux carburants de transport, aux combustibles de chauffage et aux autres petites sources d'émissions. Le STFR est une norme basée sur l'intensité selon laquelle les grands émetteurs doivent respecter une norme de rendement d'intensité des émissions par unité de production propre à un secteur. Si l'intensité des émissions de la centrale est inférieure ou supérieure à la norme de rendement, la centrale générera des crédits de carbone ou des obligations en matière de carbone correspondant à la différence entre la norme de rendement de l'industrie et l'intensité des émissions de la centrale réglementée.

Norme sur les combustibles propres

En 2016, le gouvernement du Canada a annoncé son intention de consulter pour l'élaboration d'une Norme sur les combustibles propres afin de réduire les émissions de GES en accroissant l'utilisation de combustibles, de sources d'énergie et de technologies à plus faible teneur en carbone au Canada. L'objectif de la Norme est de réaliser des réductions annuelles de 30 mégatonnes des émissions de GES d'ici 2030. La Norme sur les combustibles propres établirait séparément les exigences relatives à l'intensité du cycle de vie du carbone pour les combustibles liquides, gazeux et solides qui servent à alimenter les transports de même que dans l'industrie et les bâtiments. En vertu de la politique proposée, le charbon brûlé dans des installations visées par la réglementation sur la production d'électricité à partir de charbon sera exempté de l'application du règlement. Le gaz naturel utilisé pour la production d'électricité devrait actuellement être inclus dans les combustibles gazeux. Les consultations sur les combustibles gazeux ont commencé en 2019 et se poursuivront jusqu'en 2020. Le projet de règlement sur les combustibles gazeux sera publié à la fin de 2020 et le règlement définitif devrait être publié en 2021. On s'attend actuellement à ce que le règlement sur les combustibles gazeux entre en vigueur d'ici 2023. TransAlta continue de participer au processus de consultation.

Alberta

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

Le 16 avril 2019, le parti conservateur uni («UCP») a remporté les élections provinciales tenues en Alberta pour former un gouvernement majoritaire. L'UCP s'est engagé à délaisser le règlement CCIR pour adopter un nouveau programme d'innovation technologique et de réduction des émissions de gaz à effet de serre, qui devrait entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2020.

Dans le cadre du programme, les grands émetteurs qui émettent plus de 100 000 tonnes d'éq. CO² par an seront couverts. Comme le règlement CCIR, le programme correspond à une norme de carbone fondée sur l'intensité dans le cadre de laquelle les obligations en matière d'émissions sont évaluées en fonction des tonnes de carbone par unité de production émises au-dessus de la norme d'intensité établie. Les entités couvertes du secteur de l'électricité devront respecter une norme d'intensité comparable à la meilleure norme pour le gaz, qui devrait être semblable à celle du règlement CCIR, à 370 tonnes d'éq. CO²/MWh. Tous les autres grands émetteurs devront réduire leurs émissions de 10 % par rapport à leur facteur moyen d'émission par installation de 2016 à 2018. Les installations dont les émissions dépassent les exigences de réduction établies devront se conformer au programme de l'une des façons suivantes : 1) en versant au fonds sur le carbone le prix de 20 \$ par tonne d'éq. CO²; 2) en réalisant des réductions des émissions à leur installation; 3) en versant les crédits de rendement en matière d'émissions de leurs autres installations; ou 4) en versant les crédits compensatoires d'émissions. Les paiements versés au fonds sur le carbone seront utilisés pour financer les technologies de réduction des émissions en Alberta.

En outre, l'UCP s'est engagé à entreprendre un examen de 90 jours pour déterminer lequel, entre un marché de capacité ou le marché actuel fondé sur l'énergie seulement, serait le meilleur pour les consommateurs. Le processus de consultation n'a pas encore été précisé, mais un rapport est attendu au cours du troisième trimestre de 2019.

La Société surveille ces faits nouveaux et d'autres changements éventuels à la politique de l'UCP susceptibles d'avoir une incidence sur le secteur de l'électricité.

Structure du capital et situation de trésorerie

Notre structure du capital comprend les composantes qui suivent :

Aux	31 mars 2019		31 déc. 2018	
	\$	%	\$	%
TransAlta Corporation				
Dette avec recours – débiteures en dollars canadiens	647	9	647	9
Dette avec recours – billets de premier rang en dollars américains	930	13	943	13
Facilités de crédit	227	3	174	2
Financement de la masse fiscale aux États-Unis	26	1	28	—
Divers	11	—	11	—
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(59)	(1)	(16)	—
Déduire : capital des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	—	—	(27)	—
Déduire : juste valeur positive des instruments de couverture économique sur la dette	(8)	—	(10)	—
Dette avec recours	1 774	25	1 750	24
Dette sans recours	442	6	469	6
Obligations locatives	62	1	63	1
Total de la dette nette consolidée – TransAlta Corporation	2 278	32	2 282	31
TransAlta Renewables				
Facilité de crédit	183	3	165	2
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(50)	(1)	(73)	(1)
Dette avec recours	133	2	92	1
Dette sans recours	764	11	767	11
Obligations locatives	16	—	—	—
Total de la dette nette – TransAlta Renewables	913	13	859	12
Total de la dette nette consolidée	3 191	45	3 141	43
Participations ne donnant pas le contrôle	1 140	16	1 137	16
Capitaux propres attribuables aux actionnaires				
Actions ordinaires	3 059	42	3 059	42
Actions privilégiées	942	13	942	13
Surplus d'apport, déficit et cumul des autres éléments du résultat global	(1 124)	(16)	(1 004)	(14)
Total du capital	7 208	100	7 275	100

Dans l'ensemble, notre dette nette consolidée totale a augmenté de 50 millions de dollars au cours des trois premiers mois de 2019 principalement du fait de la hausse des emprunts sur les facilités de crédit et de la comptabilisation d'obligations locatives additionnelles requise en raison des modifications comptables (voir la rubrique « Modifications comptables » du présent rapport de gestion), le tout en partie contrebalancé par les remboursements prévus du capital de la dette sans recours. Entre 2019 et 2021, des titres d'emprunt totalisant environ 645 millions de dollars viendront à échéance.

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 2018) de facilités de crédit consenties, qui comprennent notre facilité bancaire consortiale consentie de 1,25 milliard de dollars (1,25 milliard de dollars au 31 décembre 2018), la facilité bancaire consortiale consentie de TransAlta Renewables de 0,5 milliard de dollars (0,5 milliard de dollars au 31 décembre 2018) et nos facilités de crédit bilatérales de 0,2 milliard de dollars (0,2 milliard de dollars au 31 décembre 2018). Ces facilités ont été renouvelées au cours du deuxième trimestre de 2018 et viennent à échéance respectivement en 2022, 2022 et 2020. Les facilités bancaires consortiales consenties totalisant

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

Au total, un montant de 0,9 milliard de dollars (0,9 milliard de dollars au 31 décembre 2018) n'a pas été prélevé. Au 31 mars 2019, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 1,1 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars au 31 décembre 2018) et était constitué d'emprunts réels de 410 millions de dollars (339 millions de dollars au 31 décembre 2018) et de lettres de crédit de 697 millions de dollars (720 millions de dollars au 31 décembre 2018). La Société respecte les modalités des facilités de crédit, et toute tranche non utilisée est entièrement disponible. Outre le montant de 0,9 milliard de dollars disponible aux termes des facilités de crédit, la Société dispose de 109 millions de dollars en trésorerie et équivalents de trésorerie.

Les filiales de la Société ont émis des obligations sans recours totalisant 1 205 millions de dollars (1 235 millions de dollars au 31 décembre 2018) qui sont assujetties aux conditions financières et aux clauses restrictives habituelles qui pourraient limiter notre capacité d'accéder aux fonds générés par les activités des centrales. Si certains tests de distribution (effectués généralement une fois par trimestre) sont réussis, les fonds peuvent être distribués par les filiales à leur société mère respective. Ces conditions comprennent l'atteinte d'un ratio de couverture du service de la dette avant la distribution, lequel a été atteint par ces entités au premier trimestre. Toutefois, les fonds de ces entités qui se sont accumulés depuis le test du premier trimestre ne seront pas distribués jusqu'à ce que le prochain ratio de couverture du service de la dette soit calculé au deuxième trimestre de 2019. Au 31 mars 2019, un montant de 70 millions de dollars (33 millions de dollars au 31 décembre 2018) en trésorerie était assujetti à ces restrictions financières.

Nous détenons un montant de 31 millions de dollars (31 millions de dollars au 31 décembre 2018) de liquidités soumises à restrictions liées au financement du projet de parc éolien Kent Hills détenu dans un compte de réserve pour la construction, lequel sera libéré sous réserve du respect de certaines modalités qui devraient être finalisées au deuxième trimestre de 2019. En outre, certaines obligations sans droit de recours requièrent l'établissement et le financement de certains comptes de réserve au moyen de trésorerie en dépôt et de lettres de crédit. Nous avons choisi d'utiliser les lettres de crédit au 31 mars 2019.

La dépréciation du dollar américain a réduit nos soldes de dette à long terme de 15 millions de dollars en 2019. La quasi-totalité de notre dette libellée en dollars américains est couverte par des contrats financiers ou des investissements nets dans nos établissements aux États-Unis. Au cours de la période, les variations de notre dette libellée en dollars américains ont été contrebalancées comme suit :

	31 mars 2019
Incidence du change sur la valeur comptable des activités aux É.-U. (couverture de l'investissement net)	(8)
Couvertures économiques de flux de trésorerie en monnaies étrangères sur la dette	(2)
Couvertures économiques sur les activités américaines	(4)
Non couvert	(1)
Total	(15)

Capital social

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

Aux	13 mai 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018
	Nombre d'actions (en millions)		
Actions ordinaires émises et en circulation, à la fin de la période	284,6	284,6	287,5
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 31 mars 2019, nous détenons une participation de 60,8 % (64,0 % au 31 mars 2018) dans TransAlta Renewables. Notre pourcentage de participation a diminué en raison de l'émission par TransAlta Renewables d'actions ordinaires dans le cadre de son régime de réinvestissement des dividendes. Nous ne participons pas à ce régime.

Nous détenons également 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 pour le premier trimestre de 2019 a augmenté, passant de 28 millions de dollars au premier trimestre de 2018 à 35 millions de dollars. En 2019, le résultat a augmenté à TransAlta Renewables en raison d'une modification favorable de la juste valeur des actifs financiers associés à son investissement dans les activités en Australie, en partie contrebalancée par une baisse du produit d'intérêts et une hausse des pertes de change. Les résultats réalisés par TA Cogen au deuxième trimestre demeurent comparables à ceux de la période correspondante de 2018.

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 31 mars	
	2019	2018
Intérêt sur la dette	41	53
Produit d'intérêts	(2)	(3)
Intérêts incorporés au coût de l'actif	(1)	—
Perte au rachat anticipé des billets de premier rang en dollars américains et des débentures	—	5
Intérêts sur les obligations locatives	1	1
Frais liés à la facilité de crédit et frais bancaires	3	3
Autres intérêts	2	3
Désactualisation des provisions	6	6
Charge d'intérêts nette	50	68

La charge d'intérêts a diminué au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2019 en raison de la baisse de la dette et de la prime au remboursement anticipé de 5 millions de dollars liée au rachat anticipé des billets de premier rang de 500 millions de dollars américains au cours du premier trimestre de 2018.

Dividendes aux actionnaires

Le tableau suivant présente les dividendes sur actions ordinaires et sur actions privilégiées déclarés jusqu'au 13 mai 2019 :

Date de déclaration	Date de paiement		Dividendes sur actions ordinaires	Dividendes sur actions privilégiées				
	Actions ordinaires	Actions privilégiées		A	B	C	E	G
15 avril 2019	1 ^{er} juillet 2019	30 juin 2019	0,04	0,16931	0,23136	0,25169	0,32463	0,33125

Situation financière

Le tableau qui suit présente les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés résumés du 31 décembre 2018 au 31 mars 2019 :

Actifs	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie	20	Calendrier des encaissements et des décaissements
Créances clients et autres débiteurs	(25)	Calendrier des encaissements des montants dus par les clients et caractère saisonnier des produits
Charges payées d'avance	12	Paiements annuels d'impôts fonciers et d'assurance (11 millions de dollars)
Stocks	(16)	Baisse des stocks de charbon dans le secteur Charbon au Canada
Liquidités soumises à restrictions	(35)	Liquidités soumises à restrictions liées aux obligations de TransAlta OCP utilisées pour le remboursement de la dette
Immobilisations corporelles, montant net	(135)	Amortissement pour la période (152 millions de dollars), ajustements découlant de la mise en œuvre de l'IFRS 16 (62 millions de dollars), variations défavorables des taux de change (15 millions de dollars), le tout en partie contrebalancé par des acquisitions (34 millions de dollars), l'acquisition liée à Antrim (49 millions de dollars) et des révisions des frais de démantèlement et de remise en état (14 millions de dollars)
Actifs au titre du droit d'utilisation	81	Transferts des immobilisations corporelles, immobilisations incorporelles et autres actifs (38 millions de dollars) et nouveaux actifs au titre du droit d'utilisation comptabilisés selon l'IFRS 16 (47 millions de dollars) (voir la rubrique «Modifications comptables» pour plus de renseignements)
Actifs de gestion du risque (courants et non courants)	(38)	Changements du marché, règlements de contrats et variations défavorables des taux de change, le tout en partie contrebalancé par de nouveaux contrats conclus au cours de la période
Autres actifs	49	Billet à recevoir pour les frais de mise en valeur de projets associés au gazoduc Pioneer et les frais de structuration à Brookfield (7,5 millions de dollars)
Autres	(13)	
Total de la diminution des actifs	(100)	
Passif et capitaux propres	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Dettes fournisseurs et charges à payer	(39)	Calendriers des paiements et des charges à payer
Dividendes à verser	(11)	Calendrier des dividendes déclarés sur les actions ordinaires
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives (y compris la tranche courante)	41	Emprunts sur la facilité de crédit (71 millions de dollars) et augmentation nette des obligations locatives à l'adoption de l'IFRS 16 (15 millions de dollars), en partie contrebalancés par les variations favorables des taux de change (15 millions de dollars) et les remboursements de la dette à long terme (29 millions de dollars)
Passifs sur contrat	17	Les passifs sur contrat ont été retirés des obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants, car ils ne sont plus considérés comme des contrats de location depuis l'adoption de l'IFRS 16 (voir la rubrique «Modifications comptables» pour plus de renseignements)
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	8	Pertes actuarielles (27 millions de dollars), en partie contrebalancées par le déplacement des passifs dans les passifs sur contrat (15 millions de dollars)
Passifs d'impôt différé	(11)	Diminution des différences temporaires imposables
Passifs de gestion du risque (courants et non courants)	11	Changements du marché, règlements de contrats et variations défavorables des taux de change, le tout en partie contrebalancé par de nouveaux contrats conclus au cours de la période
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	(120)	Perte nette (65 millions de dollars) et autres éléments du résultat global (60 millions de dollars)
Participations ne donnant pas le contrôle	3	Résultat net (35 millions de dollars) et variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables depuis la mise en place du régime de réinvestissement des dividendes (6 millions de dollars), contrebalancés en partie par les distributions versées et à verser (39 millions de dollars)
Autres	1	
Total de la diminution des passifs et des capitaux propres	(100)	

Flux de trésorerie

Le tableau suivant présente les variations importantes dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés pour la période de trois mois close le 31 mars 2019 comparativement à la période de trois mois close le 31 mars 2018 :

Trois mois clos les 31 mars	2019	2018	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	89	314	(225)	
Flux de trésorerie liés aux :				
Activités d'exploitation	82	425	(343)	Baisse des flux de trésorerie générés par les secteurs d'activité avant les variations du fonds de roulement (140 millions de dollars) essentiellement du fait de la réception en 2018 d'une indemnité unique de 157 millions de dollars pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance. Il y a également eu une variation défavorable du fonds de roulement hors trésorerie (203 millions de dollars).
Activités d'investissement	(53)	(53)	—	Billet à recevoir plus élevé relativement aux frais de mise en valeur du projet de gazoduc Pioneer (50 millions de dollars), hausse des acquisitions d'immobilisations corporelles (11 millions de dollars) et baisse des encaissements au titre des contrats de location-financement (9 millions de dollars), contrebalancés par la diminution des liquidités soumises à restrictions liées aux émissions de dette dans le cadre de l'OPRA (35 millions de dollars) et des variations favorables des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement (34 millions de dollars)
Activités de financement	(9)	(357)	348	Diminution des remboursements sur la dette à long terme (631 millions de dollars), baisse des dividendes versés sur les actions privilégiées (10 millions de dollars) et baisse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (9 millions de dollars), en partie contrebalancés par la diminution des emprunts sur les facilités de crédit (255 millions de dollars) et la baisse du profit réalisé sur les instruments financiers (50 millions de dollars)
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	—	—	—	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	109	329	(220)	

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 31 mars 2019, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 697 millions de dollars (720 millions de dollars au 31 décembre 2018) et des garanties au comptant de 182 millions de dollars (105 millions de dollars au 31 décembre 2018). Ces lettres de crédit et garanties au comptant garantissent certains montants compris dans nos états de la situation financière consolidés résumés aux postes Passifs de gestion du risque et Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions.

Éventualités

I. Procédure de règlement des pertes sur les lignes

La Société a été partie à une procédure de règlement des pertes sur les lignes devant l'Alberta Utilities Commission («AUC»). L'AUC a déterminé qu'elle avait la capacité d'ajuster rétroactivement à partir de 2006 les charges liées aux pertes sur les lignes. L'AUC a donc demandé à l'AESO, entre autres choses, de réaliser les calculs rétroactifs nécessaires. 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'estimation actuelle de l'exposition selon les données connues étant de 15 millions de dollars, la Société a comptabilisé une provision de 15 millions de dollars au 31 mars 2019 et au 31 décembre 2018.

II. Litiges avec FMG

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

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

III. 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.

IV. Mangrove

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

Instruments financiers

Se reporter à la note 14 des états financiers consolidés annuels audités de notre rapport annuel de 2018 et à la note 9 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 31 mars 2019 et pour la période de trois 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 2018 et à la note 10 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités pour plus de précisions sur nos risques et sur la manière dont nous les gérons. Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2018.

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

Au 31 mars 2019, la valeur comptable de l'actif net au titre des instruments financiers de niveau III était de 656 millions de dollars (valeur comptable de l'actif net de 695 millions de dollars au 31 décembre 2018). La diminution au cours de la période découle principalement du règlement de contrats, des variations défavorables des taux de change 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 les nouveaux contrats conclus au cours de la période.

Perspectives financières pour 2019

Le tableau suivant présente nos prévisions à l'égard des principaux objectifs financiers pour 2019 :

Mesure	Cible
BAIIA aux fins de comparaison	De 875 millions de dollars à 975 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles	De 270 millions de dollars à 330 millions de dollars
Dividende	0,16 \$ par action par année, distribution de 14 % à 17 % des flux de trésorerie disponibles

Fourchette des principales hypothèses

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

Autres hypothèses relatives aux perspectives financières pour 2019

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

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

Activités d'exploitation

Disponibilité

La disponibilité de notre portefeuille de centrales du secteur Charbon au Canada devrait se situer dans une fourchette de 87 % à 89 % en 2019. La disponibilité de nos autres centrales (gaz, énergies renouvelables) devrait être de l'ordre de 90 % à 96 % en 2019. Nous accélérerons la transition de notre production à partir du gaz et des énergies renouvelables et poursuivrons notre stratégie de conversion du charbon au gaz comme il est décrit à la rubrique « Croissance stratégique et transformation de l'entreprise » du présent rapport de gestion.

Prix du marché et stratégie de couverture

En 2019, les prix de l'électricité en Alberta devraient être légèrement plus élevés qu'en 2018 en raison de l'amélioration de l'équilibre entre l'offre et la demande pendant toute l'année et de la solidité des prix établis au premier trimestre de 2019 par suite des températures très basses enregistrées en février. En 2019, les prix de l'électricité dans le nord-ouest du Pacifique devraient être moins élevés qu'en 2018. Malgré la solidité des prix au premier trimestre de 2019 attribuable aux prix du gaz naturel et aux températures très basses, nous ne prévoyons pas que les problèmes d'approvisionnement en gaz naturel qui ont eu une incidence sur les prix de l'électricité dans la région en novembre et en décembre seront récurrents. Les prix de l'électricité en Ontario devraient demeurer comparables aux prix de 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 nous attendons à ce que les coûts du combustible au comptant par tonne demeurent comparables à ceux de 2018, même si nous prévoyons extraire environ deux ou trois millions de tonnes de moins en 2019. Les coûts totaux du combustible en dollars par MWh devraient demeurer comparables à ceux de 2018, tandis qu'il est prévu que les coûts totaux du combustible diminueront légèrement du fait de la cogénération accrue avec le gaz naturel dans les unités marchandes.

Dans le nord-ouest du Pacifique, notre mine du secteur Charbon aux États-Unis, adjacente à notre centrale, fait actuellement l'objet d'une remise en état. Le combustible dans le secteur Charbon aux États-Unis a été acheté principalement auprès de fournisseurs externes dans le bassin de Powder River et livré par chemin de fer. Le coût du combustible livré pour le reste de 2019 devrait augmenter d'environ 3 % par rapport aux coûts de 2018, en raison essentiellement de la hausse des prix du gaz.

La majeure partie de notre production à partir du gaz est vendue aux termes de contrats prévoyant des dispositions de transfert au titre du combustible. Pour la production à partir du gaz à l'égard de laquelle aucune disposition de transfert n'est prévue, nous achetons du gaz naturel auprès de sociétés externes parallèlement à la production, atténuant ainsi notre risque lié à la variation des prix.

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

Commercialisation de l'énergie

Le BAIIA aux fins de comparaison de notre secteur Commercialisation de l'énergie est touché par les prix et la volatilité du marché, les stratégies globales adoptées, et les modifications apportées aux règlements et aux lois. Nous surveillons constamment le marché et notre exposition afin de maximiser les résultats, tout en maintenant un profil de risque acceptable. En 2019, nous visons à ce que la contribution du secteur Commercialisation de l'énergie dégage une marge brute se situant entre 75 millions de dollars et 85 millions de dollars pour l'exercice.

Exposition aux fluctuations des taux de change

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

Charge d'intérêts nette

La charge d'intérêts nette pour 2019 devrait être moins élevée que celle de 2018, surtout en raison de la baisse des taux d'intérêt, même en tenant compte de la nouvelle dette envers Brookfield. 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. De plus, la charge d'intérêts augmentera par suite de la mise en œuvre de l'IFRS 16. Voir la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Trésorerie et sources de capital

Nous prévoyons maintenir des liquidités disponibles adéquates sur nos facilités de crédit consenties. Nous avons actuellement accès à environ 0,9 milliard de dollars sur nos facilités de crédit consenties et à 109 millions de dollars de trésorerie et d'équivalents de trésorerie. Nous continuerons de mettre l'accent sur le repositionnement de notre structure du capital et nous prévoyons être bien placés pour rembourser la dette venant à échéance en 2020 et en 2022 au moyen des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, du produit des investissements de Brookfield et de nos facilités de crédit existantes.

Croissance et dépenses liées à la conversion du charbon

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

Projet	Total du projet		Dépenses résiduelles estimées pour 2019	Date d'achèvement prévue	Détails
	Dépenses estimées	Engagées à ce jour ¹			
Projet de parc éolien Big Level ²	227	116	111	T3 2019	Projet de parc éolien de 90 MW assorti d'un CAÉ de 15 ans
Projet de parc éolien Antrim ³	97	66	31	T3 2019	Projet de parc éolien de 29 MW assorti de deux CAÉ de 20 ans
Partenariat pour le gazoduc Pioneer	100	65	35	T2 2019	Participation de 50 % dans le gazoduc de 120 kilomètres visant à alimenter en gaz les unités de production des centrales de Sundance et de Keephills
Projet de parc éolien de Windrise	270	4	46	T2 2021	Projet de parc éolien de 207 MW dans le cadre d'un accord de soutien pour l'électricité renouvelable d'une durée de 20 ans avec l'AESO
Conversions du charbon au gaz ⁴	200	—	35	2020 à 2022	Conversions du charbon au gaz dans le secteur Charbon au Canada
Total	894	251	258		

1) Représentent les montants engagés au 31 mars 2019.

2) 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. Le montant estimé du total des dépenses s'élève à 175 millions de dollars américains, les dépenses engagées à ce jour, à 87 millions de dollars américains et l'estimation du total de dépenses pour 2019, à 88 millions de dollars américains. TransAlta Renewables financera les coûts de construction au moyen de liquidités existantes et d'avantages fiscaux.

3) Les montants figurant ci-dessus sont en dollars canadiens, mais les dépenses réelles en liquidités de ce projet sont en 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 50 millions de dollars américains, et l'estimation du total des dépenses pour 2019, à 25 millions de dollars américains. TransAlta Renewables financera les coûts d'acquisition et de construction au moyen de liquidités existantes et d'avantages fiscaux.

4) Ne comprend pas les possibilités de reprise de la production.

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

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

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

Catégorie	Description	Engagées à ce jour date ¹	Dépenses prévues en 2019
Dépenses d'investissement courantes	Investissement requis afin de maintenir notre capacité de production existante	12	50 – 60
Entretien d'envergure planifié	Travaux d'entretien d'envergure planifiés	8	70 – 80
Dépenses d'investissement liées aux mines	Investissement lié au matériel minier et à l'achat de terrains	5	20 – 25
Total des dépenses d'investissement de maintien²		25	140 – 165
Dépenses d'investissement liées à la productivité	Projets visant à accroître l'efficacité de la production d'électricité et initiatives d'amélioration du siège social	2	10 – 15
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité		27	150 – 180

1) Au 31 mars 2019

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

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

- Deux interruptions planifiées aux fins des travaux d'entretien d'envergure à l'unité 1 de la centrale Keephills et à l'unité 4 de la centrale Sundance de notre secteur Charbon au Canada. Les travaux ont commencé au premier trimestre de 2019 et ont été achevés au deuxième trimestre de 2019.
- Une interruption importante à notre installation de Sarnia, dans le secteur Gaz au Canada au cours du deuxième trimestre de 2019.
- Les dépenses d'entretien planifiées réparties à l'échelle de notre portefeuille de centrales hydroélectriques.
- Les dépenses réparties à l'échelle de notre portefeuille de parcs éoliens, notamment pour les remplacements de composantes planifiés.

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

	Charbon au Canada	Gaz et énergies renouvelables	Total	Perdus à ce jour ¹
GWh perdus	500 - 550	400 - 450	900 - 1 000	39

1) Au 31 mars 2019

Financement des dépenses d'investissement

Le financement de ces dépenses d'investissement prévues devrait provenir des flux de trésorerie découlant des activités d'exploitation, du produit provenant des investissements de Brookfield et des liquidités existantes. Nous avons accès à environ 1,0 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 l'exercice considéré

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

Société a modifié sa méthode comptable relative à la comptabilisation des contrats de location, laquelle est présentée à la note 2 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités de la Société.

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

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

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

Incidence sur les états financiers

Preneur

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

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

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

Bailleur

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

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

Principales informations trimestrielles

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

	T2 2018	T3 2018	T4 2018	T1 2019
Produits des activités ordinaires	446	593	622	648
BAIIA aux fins de comparaison ¹	248	250	261	221
Fonds provenant des activités d'exploitation	188	204	217	169
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(105)	(86)	(122)	(65)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ²	(0,36)	(0,30)	(0,43)	(0,23)

	T2 2017	T3 2017	T4 2017	T1 2018
Produits des activités ordinaires	503	588	638	588
BAIIA aux fins de comparaison ¹	243	233	275	393
Fonds provenant des activités d'exploitation	187	196	219	318
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(18)	(27)	(145)	65
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ²	(0,06)	(0,09)	(0,50)	0,23

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

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

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

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

- Répercussions de l'imputation pour dépréciation au cours des deuxième, troisième et quatrième trimestres de 2018 et du deuxième trimestre de 2017.
- 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 et réduction de valeur au premier trimestre de 2019.
- Variation des taux d'imposition aux États-Unis au quatrième trimestre de 2017.
- Répercussions des changements dans la durée d'utilité de certains actifs du secteur Charbon au Canada au cours des deuxième et troisième trimestres de 2017.
- Répercussions d'une dépréciation de 137 millions de dollars au quatrième trimestre de 2017 sur les instruments financiers intersociétés qui est attribuable uniquement aux participations ne donnant pas le contrôle.

Contrôles et procédures de communication de l'information

La direction est responsable de l'établissement et du maintien d'un processus de contrôle interne à l'égard de l'information financière («CIIF») pertinent et de contrôles et procédures de communication de l'information («CPCI»). Le CIIF et les CPCI au cours des trois mois clos le 31 mars 2019 n'ont fait l'objet d'aucun changement important ayant eu une incidence importante ou pouvant raisonnablement avoir une incidence importante sur notre CIIF et nos CPCI.

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

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

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

La direction a évalué, avec la participation de notre chef de la direction et de notre chef de la direction des finances, l'efficacité de notre CIIF et de nos CPCI à la fin de la période visée par le présent rapport. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances ont conclu que, en date du 31 mars 2019, fin de la période visée par le présent rapport, notre CIIF et nos CPCI étaient efficaces.

Comptes de résultat consolidés résumés

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

<i>(non audité)</i>	Trois mois clos les 31 mars	
	2019	2018
Produits des activités ordinaires <i>(note 4)</i>	648	588
Combustible, coûts du carbone et achats d'électricité	366	277
Marge brute	282	311
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	104	133
Amortissement	145	130
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	8
Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance <i>(note 5)</i>	–	(157)
Autres résultats d'exploitation nets	(10)	(11)
Résultats d'exploitation	36	208
Produits tirés des contrats de location-financement	2	2
Charge d'intérêts nette <i>(note 6)</i>	(50)	(68)
Perte de change	(1)	(2)
Résultat avant impôts sur le résultat	(13)	140
Charge d'impôt sur le résultat <i>(note 7)</i>	17	37
Résultat net	(30)	103
Résultat net attribuable aux :		
Actionnaires de TransAlta	(65)	75
Participations ne donnant pas le contrôle <i>(note 8)</i>	35	28
	(30)	103
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	(65)	75
Dividendes sur actions privilégiées <i>(note 15)</i>	–	10
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(65)	65
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période <i>(en millions)</i>	285	288
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué <i>(note 14)</i>	(0,23)	0,23

Voir les notes jointes.

États du résultat global consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)	Trois mois clos les 31 mars	
	2019	2018
Résultat net	(30)	103
Autres éléments du résultat global		
Profits actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts ¹	(19)	3
Profits sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ²	3	1
Total des éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net	(16)	4
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts	(21)	33
Profits (pertes) sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts ³	8	(12)
Profits (pertes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ⁴	(51)	6
Reclassement en résultat net des (profits) pertes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ⁵	21	(23)
Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net	(43)	4
Autres éléments du résultat global	(59)	8
Total du résultat global	(89)	111
Total du résultat global attribuable aux :		
Actionnaires de TransAlta	(125)	82
Participations ne donnant pas le contrôle (note 8)	36	29
	(89)	111

1) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 7 millions de dollars pour la période de trois mois close le 31 mars 2019 (charge de 1 million de dollars en 2018).

2) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de néant pour la période de trois mois close le 31 mars 2019 (néant en 2018).

3) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de néant pour la période de trois mois close le 31 mars 2019 (recouvrement de 1 million de dollars en 2018).

4) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 14 millions de dollars pour la période de trois mois close le 31 mars 2019 (charge de 1 million de dollars en 2018).

5) Déduction faite du reclassement du recouvrement d'impôts sur le résultat de 6 millions de dollars pour la période de trois mois close le 31 mars 2019 (charge de 7 millions de dollars en 2018).

Voir les notes jointes.

États de la situation financière consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

<i>(non audité)</i>	Au 31 mars 2019	Au 31 déc. 2018
Trésorerie et équivalents de trésorerie	109	89
Liquidités soumises à restrictions (note 13)	31	66
Créances clients et autres débiteurs	731	756
Charges payées d'avance	25	13
Actifs de gestion du risque (notes 9 et 10)	139	146
Stocks	226	242
	1 261	1 312
Partie non courante des obligations locatives liées au contrat de location-financement à recevoir	187	191
Actifs de gestion du risque (notes 9 et 10)	631	662
Immobilisations corporelles (note 11)		
Coût	13 106	13 202
Amortissement cumulé	(7 077)	(7 038)
	6 029	6 164
Actif au titre du droit d'utilisation (note 12)	81	—
Immobilisations incorporelles	372	373
Goodwill	464	464
Actifs d'impôt différé	20	28
Autres actifs (note 3)	283	234
	9 328	9 428
Total de l'actif	9 328	9 428
Dettes fournisseurs et charges à payer	458	497
Partie courante des provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	56	70
Passifs de gestion du risque (notes 9 et 10)	100	90
Impôts sur le résultat à payer	8	10
Dividendes à verser (note 14)	47	58
Partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives (note 13)	105	148
	774	873
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives (note 13)	3 203	3 119
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	403	386
Passifs d'impôt différé	490	501
Passifs de gestion du risque (notes 9 et 10)	42	41
Passifs sur contrat	104	87
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	295	287
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 14)	3 059	3 059
Actions privilégiées (note 15)	942	942
Surplus d'apport	12	11
Déficit	(1 558)	(1 496)
Cumul des autres éléments du résultat global	422	481
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	2 877	2 997
Participations ne donnant pas le contrôle (note 8)	1 140	1 137
Total des capitaux propres	4 017	4 134
Total du passif et des capitaux propres	9 328	9 428

Engagements et éventualités (note 16)

Événements postérieurs à la date de clôture (note 3)

Voir les notes jointes.

États des variations des capitaux propres consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

<i>(non audité)</i>								
	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Attribuable aux actionnaires	Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
<i>Trois mois clos le 31 mars 2019</i>								
Solde au 31 décembre 2018	3 059	942	11	(1 496)	481	2 997	1 137	4 134
Incidence des modifications apportées à la méthode comptable (note 2)	—	—	—	3	—	3	—	3
Solde ajusté au 1 ^{er} janvier 2019	3 059	942	11	(1 493)	481	3 000	1 137	4 137
Résultat net	—	—	—	(65)	—	(65)	35	(30)
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	—	—	—	—	(13)	(13)	—	(13)
Pertes nettes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(27)	(27)	—	(27)
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(19)	(19)	—	(19)
Juste valeur intersociétés par le biais des autres éléments du résultat global	—	—	—	—	(1)	(1)	1	—
Total du résultat global	—	—	—	(65)	(60)	(125)	36	(89)
Variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables (note 8)	—	—	—	—	1	1	6	7
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)	—	—	—	—	—	—	(39)	(39)
Solde au 31 mars 2019	3 059	942	12	(1 558)	422	2 877	1 140	4 017
<i>Trois mois clos le 31 mars 2018</i>								
Solde au 31 décembre 2017	3 094	942	10	(1 209)	489	3 326	1 059	4 385
Incidence des modifications apportées à la méthode comptable	—	—	—	(14)	—	(14)	1	(13)
Solde ajusté au 1 ^{er} janvier 2018	3 094	942	10	(1 223)	489	3 312	1 060	4 372
Résultat net	—	—	—	75	—	75	28	103
Autres éléments du résultat global :								
Profits nets (pertes nettes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts	—	—	—	—	21	21	—	21
Pertes nettes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(16)	(16)	—	(16)
Profits actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	3	3	—	3
Juste valeur intersociétés par le biais des autres éléments du résultat global	—	—	—	—	(1)	(1)	1	—
Total du résultat global	—	—	—	75	7	82	29	111
Dividendes sur actions ordinaires	—	—	—	(11)	—	(11)	—	(11)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	(10)	—	(10)	—	(10)
Actions rachetées dans le cadre de l'OPRA (note 14)	(4)	—	—	1	—	(3)	—	(3)
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)	—	—	—	—	—	—	(41)	(41)
Solde au 31 mars 2018	3 090	942	11	(1 168)	496	3 371	1 048	4 419

Voir les notes jointes.

Tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

<i>(non audité)</i>	Trois mois clos les 31 mars	
	2019	2018
Activités d'exploitation		
Résultat net	(30)	103
Amortissement (note 17)	174	161
Désactualisation des provisions (note 6)	6	6
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(7)	(7)
Charge (recouvrement) d'impôt différé (note 7)	10	28
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion du risque	2	(21)
(Profits latents) pertes latentes de change	(1)	10
Provisions	2	5
Autres éléments sans effet de trésorerie	6	17
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	162	302
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(80)	123
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	82	425
Activités d'investissement		
Acquisitions d'immobilisations corporelles (note 11)	(34)	(23)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(3)	(5)
Liquidités soumises à restrictions (note 13)	35	—
Acquisitions de projets de mise en valeur d'énergies renouvelables (note 3)	(32)	(30)
Billet à recevoir pour financer les frais de mise en valeur de projets (note 3)	(50)	—
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	1	1
Pertes réalisées sur instruments financiers	3	—
Diminution des obligations locatives liées à des contrats de location-financement à recevoir	6	15
Divers	(1)	1
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	22	(12)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(53)	(53)
Activités de financement		
Augmentation nette (remboursement) des emprunts sur les facilités de crédit (note 13)	71	326
Remboursement de la dette à long terme (note 13)	(29)	(660)
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 14)	(11)	(12)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 15)	—	(10)
Rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (note 14)	—	(1)
Profits réalisés (pertes réalisées) sur instruments financiers	—	50
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 8)	(32)	(41)
Diminution des obligations locatives (note 13)	(5)	(4)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités de financement	(3)	—
Divers	—	(5)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(9)	(357)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement	20	15
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	89	314
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	109	329
Impôts sur le résultat au comptant payés	8	12
Intérêts au comptant payés	32	37

Voir les notes jointes.

Notes des états financiers consolidés résumés

(non audité)

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

1. Méthodes comptables

A. Base d'établissement

Les présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités ont été dressés conformément à la Norme comptable internationale («IAS») 34, *Information financière intermédiaire*, en utilisant les mêmes méthodes comptables que celles utilisées dans les plus récents états financiers consolidés annuels de TransAlta Corporation («TransAlta» ou la «Société»), exception faite de ce qui est décrit à la note 2 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 13 mai 2019.

B. Utilisation d'estimations et de jugements importants

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

2. Principales méthodes comptables

A. Modifications comptables de l'exercice considéré

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

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

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

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

Incidence sur les états financiers

Preneur

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

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

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

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

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

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

Bailleur

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

Incidence de la nouvelle définition d'un contrat de location

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

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

Incidence sur la comptabilisation par le preneur

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

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

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

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

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

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

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

Incidence sur la comptabilité des bailleurs

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

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

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

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

B. Chiffres comparatifs

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

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

A. Investissement stratégique de Brookfield

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

Le 1^{er} mai 2019, Brookfield a investi une première tranche de 350 millions de dollars en échange de débetures subordonnées non garanties portant intérêt à 7 % échéant le 1^{er} mai 2039. La seconde tranche de 400 millions de dollars sera investie en octobre 2020 en échange d'une nouvelle série d'actions privilégiées de premier rang rachetables, sous réserve de la satisfaction de certaines conditions préalables. Cet investissement procure la souplesse financière qui permettra à TransAlta de poursuivre sa transition afin que, d'ici 2025, la totalité de sa production provienne d'énergie propre, reconnaît la valeur anticipée future des actifs hydroélectriques que TransAlta détient en Alberta, et accélère la réalisation du plan de la Société de distribuer des capitaux à ses actionnaires. En outre, sous réserve des exceptions indiquées dans la convention d'investissement, Brookfield s'est engagée à acheter des actions ordinaires de TransAlta sur le marché libre de manière à porter sa participation dans la Société à au moins 9 % à la clôture de la période prescrite d'achat d'actions, Brookfield n'étant cependant pas tenue d'acheter des actions ordinaires à un prix supérieur à 10 \$ l'action.

TransAlta s'est également engagée à rembourser jusqu'à 250 millions de dollars en capital aux actionnaires au moyen de rachats d'actions au cours des trois prochaines années.

Au moment de la conclusion de la convention d'investissement et conformément aux modalités de la convention, la Société a versé à Brookfield des frais de structuration de 7,5 millions de dollars. Une commission d'engagement de 15 millions de dollars a été versée à la réception du premier déboursement. Les frais de structuration ont été comptabilisés comme coût de transaction prépayé.

B. Centrale éolienne Skookumchuck

Le 12 avril 2019, TransAlta a signé une entente portant sur l'acquisition d'une participation de 49 % dans la centrale éolienne Skookumchuck, centrale prête à construire de 136,8 MW située dans les comtés de Lewis et Thurston, à proximité de Centralia, dans l'État de Washington. Le projet dispose d'un CAÉ de 20 ans avec une contrepartie de première qualité. TransAlta prendra sa décision d'investissement lorsque la centrale entrera en exploitation, ce qui est prévu pour décembre 2019. La contrepartie totale de l'investissement représentera 49 % du total des coûts de construction, moins les apports de capital des investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux.

C. Gazoduc Pioneer

Le 17 décembre 2018, la Société a exercé son option d'acquérir une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer. Tidewater Midstream and Infrastructure Ltd. («Tidewater») construit et exploitera le gazoduc de 120 km qui aura un débit initial de 130 millions de pieds cubes de gaz par jour («Mpi³/j») et un potentiel d'expansion à environ 440 Mpi³/j. Le gazoduc Pioneer permettra à TransAlta d'augmenter la quantité de gaz naturel qu'elle produit à ses unités alimentées au charbon des centrales de Sundance et Keephills, ce qui réduira les émissions de carbone et les coûts. De plus, le gazoduc fournira une quantité importante du gaz nécessaire à la conversion complète au gaz naturel des unités alimentées au charbon. L'investissement pour TransAlta s'élèvera à environ 100 millions de dollars. La construction du gazoduc Pioneer a commencé en novembre 2018 et il devrait être pleinement exploitable d'ici le deuxième trimestre de 2019.

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2019, TransAlta a investi 50 millions de dollars en frais de mise en valeur de projets pour le gazoduc Pioneer au moyen d'un billet à ordre, comptabilisé dans les autres actifs.

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

Le 8 mars 2019, la Société a annoncé que l'Alberta Electric System Operator («AESO») avait accordé une prolongation de la mise à l'arrêt des unités suivantes de la centrale de Sundance :

- La mise à l'arrêt temporaire de l'unité 3 de la centrale de Sundance, initialement prévue jusqu'au 1^{er} avril 2020, est désormais prolongée jusqu'au 1^{er} novembre 2021.
- La mise à l'arrêt temporaire de l'unité 5 de la centrale de Sundance, initialement prévue jusqu'au 1^{er} avril 2020, est désormais prolongée jusqu'au 1^{er} novembre 2021.

Ces prolongations ont été demandées par TransAlta en se fondant sur son évaluation des prix du marché et des conditions du marché. TransAlta a la possibilité de remettre l'une ou l'autre de ces unités en service en donnant un préavis de trois mois à l'AESO.

E. 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. Ces projets comprennent : i) un projet de 90 MW situé en Pennsylvanie faisant l'objet d'un contrat d'achat d'électricité (CAÉ) de 15 ans avec Microsoft Corp. («Big Level»); et ii) un projet de 29 MW situé au New Hampshire faisant l'objet de deux CAÉ de 20 ans («Antrim») (collectivement les «projets de parc éolien aux États-Unis»), avec des contreparties détenant des notes attribuées par Standard & Poor's d'au moins A+. La mise en service de ces deux projets est prévue pour le deuxième semestre de 2019. Une filiale de TransAlta a acquis Big Level le 20 février 2018.

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

Le 2 janvier 2019, TransAlta Renewables a financé des coûts de construction de 45 millions de dollars (33 millions de dollars américains).

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

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 son avis 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. 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 sont annulées.

La période au cours de laquelle TransAlta était autorisée à effectuer des rachats dans le cadre de l'OPRA a commencé le 14 mars 2018 et s'est terminée le 13 mars 2019.

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2019, la Société n'a racheté et n'a annulé aucune action ordinaire (374 900 en 2018) au prix moyen de néant par action ordinaire (6,97 \$ en 2018). Se reporter à la note 14 pour de plus amples renseignements.

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.

H. Remise par le Balancing Pool d'un avis de résiliation des CAÉ liés à la centrale de Sundance en Alberta

Le 18 septembre 2017, la Société a reçu un avis officiel du Balancing Pool de son intention de résilier les CAÉ liés aux unités B et C de la centrale de Sundance le 31 mars 2018.

Cette annonce était attendue et la Société a pris des mesures pour reprendre le contrôle de la répartition des unités à compter du 31 mars 2018. Aux termes d'une entente écrite, le Balancing Pool a versé à la Société environ 157 millions de dollars le 29 mars 2018. La Société 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.

4. Produits

Ventilation des produits

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

Trois mois clos le 31 mars 2019	Charbon - Canada	Charbon - É.-U.	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	107	2	59	22	75	35	—	—	300
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location	16	—	—	17	—	—	—	—	33
Produits des activités ordinaires tirés des instruments dérivés	(33)	(38)	5	—	2	—	46	—	(18)
Incitatifs gouvernementaux	—	—	—	—	2	—	—	—	2
Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources ¹	135	182	1	2	10	2	—	(1)	331
Total des produits des activités ordinaires	225	146	65	41	89	37	46	(1)	648

Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires

À un moment précis	8	2	—	—	6	—	—	—	16
Au fil du temps	99	—	59	22	69	35	—	—	284
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	107	2	59	22	75	35	—	—	300

¹) Comprennent les produits tirés des activités de détail et de diverses autres sources.

Trois mois clos le 31 mars 2018	Charbon - Canada	Charbon - É.-U.	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	204	2	56	23	65	24	—	—	374
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location	17	—	—	17	8	1	—	—	43
Produits des activités ordinaires tirés des instruments dérivés	11	64	6	—	(3)	—	17	—	95
Incitatifs gouvernementaux	—	—	—	—	5	—	—	—	5
Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources ¹	37	21	—	1	11	2	—	(1)	71
Total des produits des activités ordinaires	269	87	62	41	86	27	17	(1)	588

Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires

À un moment précis	10	2	—	—	4	—	—	—	16
Au fil du temps	194	—	56	23	61	24	—	—	358
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	204	2	56	23	65	24	—	—	374

¹⁾ Comprennent les produits tirés des activités de détail et de diverses autres sources.

5. 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 31 mars	
	2019	2018
Intérêt sur la dette	41	53
Produit d'intérêts	(2)	(3)
Intérêts incorporés au coût de l'actif	(1)	—
Perte sur le rachat anticipé de billets de premier rang en dollars américains	—	5
Intérêts sur les obligations locatives	1	1
Frais liés à la facilité de crédit et frais bancaires	3	3
Autres intérêts et frais	2	3
Désactualisation des provisions	6	6
Charge d'intérêts nette	50	68

7. Impôts sur le résultat

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

	Trois mois clos les 31 mars	
	2019	2018
Charge d'impôt exigible	7	9
Charge (recouvrement) d'impôt différé lié à la naissance et à la reprise des différences temporaires	(9)	24
Charge d'impôt différé découlant de la réduction de valeur des actifs d'impôt différé ¹	19	4
Charge d'impôts sur le résultat	17	37

	Trois mois clos les 31 mars	
	2019	2018
Charge d'impôt exigible	7	9
Charge d'impôt différé	10	28
Charge d'impôts sur le résultat	17	37

1) Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2019, la Société a comptabilisé une réduction de valeur d'actifs d'impôt différé de 19 millions de dollars (réduction de 4 millions de dollars au 31 mars 2018). Les actifs d'impôt différé ont trait principalement aux avantages fiscaux liés à des pertes subies dans le cadre des activités de la Société aux États-Unis détenues directement. La Société évalue à la fin de chaque période s'il est probable que ses activités aux États-Unis détenues directement puissent générer un résultat imposable futur suffisant pour lui permettre d'utiliser les pertes fiscales sous-jacentes. La Société a sorti ces actifs du bilan, puisqu'il n'est plus considéré comme probable que ses activités aux États-Unis détenues directement pourront générer un résultat imposable futur suffisant pour lui permettre d'utiliser les pertes fiscales sous-jacentes.

8. Participations ne donnant pas le contrôle

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

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

Période	Pourcentage de la propriété et des droits de vote	Pourcentage de la participation en capitaux propres
Du 1 ^{er} août 2017 au 21 juin 2018	64,0	64,0
Du 22 juin 2018 au 30 juillet 2018 ¹	61,1	61,1
Du 31 juillet 2018 au 29 novembre 2018 ²	61,0	61,0
Du 30 novembre 2018 au 31 décembre 2018 ²	60,9	60,9
Du 1 ^{er} janvier 2019 au 31 mars 2019 ²	60,8	60,8

1) Réduction attribuable à l'émission d'actions ordinaires de TransAlta Renewables au cours du deuxième trimestre de 2018. La Société n'a pas participé à cette émission d'actions ordinaires.

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

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

	Trois mois clos les 31 mars	
	2019	2018
Résultat net		
TransAlta Cogeneration L.P.	4	3
TransAlta Renewables	31	25
	35	28
Total du résultat global		
TransAlta Cogeneration L.P.	4	3
TransAlta Renewables	32	26
	36	29
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		
TransAlta Cogeneration L.P.	15	20
TransAlta Renewables	17	21
	32	41
Aux	31 mars 2019	31 déc. 2018
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle		
TransAlta Cogeneration L.P.	164	176
TransAlta Renewables	976	961
	1 140	1 137
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)		
TransAlta Cogeneration L.P.	49,99	49,99
TransAlta Renewables	39,2	39,1

9. Instruments financiers

A. Actifs financiers et passifs financiers – évaluation

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

B. Juste valeur des instruments financiers

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

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

a. Niveau I

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

b. Niveau II

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

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

Les instruments financiers au titre des activités de gestion du risque lié aux produits de base classés dans le niveau II de la Société comprennent les instruments dérivés négociés hors Bourse dont les valeurs sont fondées sur les courbes observables des contrats à terme normalisés sur produits de base ainsi que les instruments dérivés dont les données d'entrée sont validées par les cours des courtiers ou par d'autres fournisseurs de données de marché accessibles au public. Les justes valeurs de niveau II sont également déterminées en utilisant des techniques d'évaluation, comme les modèles d'évaluation des options 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 de gestion du risque, la Société utilise des données d'entrée observables autres que les cours du marché non ajustés qui sont observables pour l'actif ou le passif, comme les courbes de rendement du taux d'intérêt et les taux de change. Pour certains instruments financiers au titre desquels le volume des transactions est insuffisant ou les transactions ne sont pas récentes, la Société se fie aux données d'entrée sur les taux d'intérêt et les taux de change similaires et à d'autres informations de tiers comme les écarts de crédit.

c. Niveau III

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

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

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

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

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

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

Aux	31 mars 2019		31 décembre 2018	
	Juste valeur de base	Sensibilité	Juste valeur de base	Sensibilité
Ventes d'électricité à long terme – États-Unis	734	+110 -184	801	+116 -116
Achats d'électricité conditionnels – unités	25	+3 -4	18	+4 -4
Produits structurés – est des États-Unis	8	+3 -3	6	+5 -5
Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis	(37)	+19 -19	(39)	+21 -21
Autres	11	+4 -4	9	+3 -3

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 deux ans, les prix du marché de l'électricité à terme ne sont pas facilement observables. Pour ces périodes, des prévisions fondamentales et des indications du marché ont été utilisées comme indicateurs dans les hypothèses sur les prix de base, les prix les plus élevés et les prix les plus bas de l'électricité. La prévision sur les prix de base a été établie en utilisant une prévision des données fondamentales (le fournisseur est indépendant et est reconnu comme un expert du secteur pour les prévisions et hypothèses). Avant le deuxième trimestre de 2018, la prévision sur les prix de base était établie au moyen de prévisions indépendantes supplémentaires 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 31 mars 2019 se situe entre 20 \$ US et 35 \$ US (20 \$ US et 35 \$ US au 31 décembre 2018). L'analyse de sensibilité a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société selon laquelle une hausse ou une baisse de 6 \$ US à 10 \$ US (6 \$ US au 31 décembre 2018) est une variation raisonnablement possible du prix de l'électricité à terme.

Le contrat est libellé en dollars américains. Comme le dollar américain s'est déprécié par rapport au dollar canadien entre le 31 décembre 2018 et le 31 mars 2019, la juste valeur de base et la valeur de sensibilité ont diminué respectivement d'environ 11 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 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 31 mars 2019 sont respectivement de néant (néant au 31 décembre 2018) et de 2,2 % à 16,9 % (2,2 % à 16,9 % au 31 décembre 2018). L'analyse de sensibilité a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société d'une variation raisonnablement possible des fourchettes de taux d'actualisation des prix d'environ 1,1 % à 1,9 % (1,1 % à 1,9 % au 31 décembre 2018) et d'une variation des taux d'escompte de volume d'environ 8,5 % à 27,3 % (8,6 % à 27,3 % au 31 décembre 2018), ce qui se rapproche de l'écart type pour chaque donnée.

iii. Produits structurés – est des États-Unis

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

Les principales données d'entrée non observables utilisées pour l'évaluation des contrats d'électricité à prix fixe sont les écarts de prix à terme du marché et les facteurs non standards. Une analyse de régression historique a été exécutée pour modéliser les écarts entre les marchés liquides et non liquides. Les facteurs non standards ont été établis en utilisant des données historiques. La relation de base et les facteurs non standards utilisés pour l'évaluation des justes valeurs de base de niveau III au 31 mars 2019 sont de respectivement 88 % à 103 % et 64 % à 104 % (75 % à 109 % et 63 % à 104 % au 31 décembre 2018). L'analyse de sensibilité a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société d'une variation raisonnablement possible des écarts de prix à terme du marché d'environ 2,9 % à 5,1 % (4 % à 7 % au 31 décembre 2018) et d'une variation des facteurs non standards d'environ 4,1 % à 8,6 % (4 % à 9 % au 31 décembre 2018), ce qui se rapproche de l'écart type pour chaque donnée.

Les principales données d'entrée non observables utilisées pour l'évaluation des contrats sur la consommation spécifique de chaleur sont les volatilités implicites et les corrélations. Les volatilités implicites et les corrélations utilisées pour l'évaluation des justes valeurs de base de niveau III au 31 mars 2019 sont de respectivement 20 % à 31 % et 70 % (25 % à 84 % et 70 % au 31 décembre 2018). L'analyse de sensibilité a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société d'une variation raisonnablement possible de la fourchette des volatilités implicites et des corrélations d'environ respectivement 12 % à 24 % et 30 % (37 % à 49 % et 30 % au 31 décembre 2018).

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

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

Les principales données non observables utilisées pour l'évaluation du contrat sont les volumes de production approximative prévus ainsi que les prix à terme de l'électricité et les crédits d'énergie renouvelable après 2024 et 2022, respectivement. Le prix à terme de l'électricité et les crédits d'énergie renouvelable par MWh utilisés pour déterminer la juste valeur de base du niveau III au 31 mars 2019 sont respectivement de 45 \$ US à 68 \$ US et 7 \$ US (42 \$ US à 68 \$ US et 7 \$ US à 8 \$ US au 31 décembre 2018). L'analyse de sensibilité a été réalisée sur la base de l'évaluation de la Société selon laquelle une variation des volumes de production approximative prévus de 10 %, une variation des prix de l'énergie de 6 \$ US et une variation des prix de crédits d'énergie renouvelable de 1 \$ US constituent des variations raisonnablement possibles.

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

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

Les actifs et les passifs de gestion du risque lié aux produits de base sont classés selon leur niveau de juste valeur au 31 mars 2019 : niveau I – actif net de 1 million de dollars (actif net de 1 million de dollars au 31 décembre 2018), niveau II – passif net de 32 millions de dollars (passif net de 19 millions de dollars au 31 décembre 2018), niveau III – actif net de 656 millions de dollars (actif net de 695 millions de dollars au 31 décembre 2018).

Les variations importantes des actifs (passifs) nets de gestion du risque lié aux produits de base au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2019 découlent essentiellement de changements défavorables sur le marché, de règlements de contrats et de variations défavorables des taux de change, en partie contrebalancés par la conclusion de nouveaux contrats durant la période.

Les tableaux suivants résumant 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 trois mois closes respectivement les 31 mars 2019 et 2018 :

	Trois mois clos le 31 mars 2019			Trois mois clos le 31 mars 2018		
	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total
Solde d'ouverture	689	6	695	719	52	771
Variations attribuables aux :						
Variations des prix du marché pour les contrats existants	(21)	3	(18)	4	(19)	(15)
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	—	5	5	—	1	1
Contrats réglés	(17)	3	(14)	(22)	(25)	(47)
Variation des taux de change	(12)	—	(12)	18	1	19
Transferts vers le (hors du) niveau III	—	—	—	—	(4)	(4)
Actifs nets de gestion du risque à la fin de l'exercice	639	17	656	719	6	725
Informations supplémentaires sur le niveau III :						
Profits (pertes) comptabilisés dans les autres éléments du résultat global	(33)	—	(33)	22	—	22
Total des profits (pertes) compris dans le résultat avant impôts sur le résultat	(17)	8	(9)	22	(17)	5
Profits (pertes) latents compris dans le résultat avant impôts sur le résultat lié aux actifs nets détenus à la fin de la période	—	11	11	—	(42)	(42)

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 3 millions de dollars au 31 mars 2019 (passif net de 2 millions de dollars au 31 décembre 2018), sont classés au niveau II de la hiérarchie de la juste valeur. Les variations importantes dans les autres actifs nets de gestion du risque au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2019 sont principalement attribuables à de nouveaux contrats et aux fluctuations du marché.

IV. Autres actifs et passifs financiers

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

	Juste valeur ¹				Valeur comptable totale
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
Dette à long terme au 31 mars 2019	—	3 322	—	3 322	3 230
Dette à long terme au 31 déc. 2018	—	3 181	—	3 181	3 204

1) Comprend la partie courante.

Les justes valeurs des débetures 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, garanties versées, dettes fournisseurs et charges à payer, garanties reçues et dividendes à verser) se rapproche de leur juste valeur compte tenu de la nature liquide de l'actif ou du passif. La juste valeur du prêt à recevoir, des obligations locatives liées aux contrats de location-financement à recevoir et des obligations locatives de la Société se rapproche de leur valeur comptable.

C. Profits et pertes initiaux

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

	Trois mois clos les 31 mars	
	2019	2018
Profit net non amorti au début de la période	49	105
Nouveaux profits (pertes) initiaux	—	(16)
Variation des taux de change	—	3
Amortissement comptabilisé dans le résultat net au cours de l'exercice	(8)	(8)
Profit net non amorti à la fin de la période	41	84

10. Activités de gestion du risque

A. Stratégie de gestion du risque

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

B. Actifs et passifs nets de gestion du risque

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

Au 31 mars 2019			
	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base			
Courants	45	(4)	41
Non courants	591	(7)	584
Actifs (passifs) nets de gestion du risque lié aux produits de base	636	(11)	625
Divers			
Courants	1	(3)	(2)
Non courants	3	2	5
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque	4	(1)	3
Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque	640	(12)	628

Au 31 décembre 2018			
	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base			
Courants	59	—	59
Non courants	628	(8)	620
Actifs (passifs) nets de gestion du risque lié aux produits de base	687	(8)	679
Divers			
Courants	—	(3)	(3)
Non courants	—	1	1
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque	—	(2)	(2)
Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque	687	(10)	677

C. Nature et étendue des risques découlant des instruments financiers

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

I. Risque de marché

a. Risque lié au prix des produits de base

La Société est exposée aux fluctuations de certains prix des produits de base dans le cadre de ses activités de production d'électricité et de négociation pour compte propre, y compris le prix du marché de l'électricité et des combustibles utilisés pour produire de l'électricité. La plupart des contrats de production d'électricité et d'approvisionnement en combustible connexe de la Société sont considérés comme des contrats pour la livraison ou la réception d'un élément non financier selon les exigences de la Société en matière d'utilisation à ses propres fins et non comme des instruments financiers. Ainsi, l'analyse du risque lié au prix des produits de base est limitée aux activités de négociation pour compte propre de la

Société et aux instruments dérivés sur les produits de base utilisés dans les relations de couverture associées aux activités de production d'électricité de la Société.

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

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

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

Les fluctuations des prix du marché associés aux activités de négociation pour compte propre influent sur le résultat net de la période au cours de laquelle elles se produisent. La VaR au 31 mars 2019 liée aux activités de négociation pour compte propre de la Société était de 3 millions de dollars (2 millions de dollars au 31 décembre 2018).

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

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

TransAlta a conclu divers contrats avec d'autres parties en vertu desquels les autres parties ont convenu de payer à TransAlta un prix fixe pour l'électricité. Même si les contrats ne créent pas tous une obligation de livraison d'électricité aux autres parties, la Société estime qu'elle dispose d'une production d'électricité suffisante pour remplir ces contrats et, lorsque c'était possible, a désigné ces contrats comme couvertures de flux de trésorerie à des fins comptables. Par conséquent, les fluctuations des prix du marché associées à ces couvertures de flux de trésorerie n'ont pas d'incidence sur le résultat net au cours de la période pendant laquelle elles surviennent. Au contraire, les variations de la juste valeur sont différées 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 31 mars 2019, la VaR liée aux instruments dérivés sur les produits de base de la Société utilisés dans les activités de couverture de la production s'établissait à 16 millions de dollars (18 millions de dollars au 31 décembre 2018). En ce qui concerne les positions et couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture ou les transactions d'optimisation à court terme comme les rachats conclus afin de compenser les positions

de couverture existantes, ces transactions sont évaluées à la valeur du marché, les variations des prix du marché liées à celles-ci ayant une incidence sur le résultat net de la période pendant laquelle elles surviennent. Au 31 mars 2019, la VaR liée à ces transactions s'établissait à 11 millions de dollars (13 millions de dollars au 31 décembre 2018).

b. Risque de change

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

II. Risque de crédit

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

La Société utilise des notes de solvabilité externes, ainsi que des notes de solvabilité internes lorsque des notes de solvabilité externes ne sont pas disponibles, pour établir les limites de crédit des contreparties et des clients. Le tableau suivant décrit l'exposition maximale au risque de crédit de la Société, compte non tenu des garanties détenues, y compris l'attribution des notes de solvabilité, au 31 mars 2019 :

	Notation de première qualité (en pourcentage)	Notation de qualité inférieure (en pourcentage)	Total (en pourcentage)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs ¹	89	11	100	731
Obligations locatives liées aux contrats de location-financement à recevoir	100	—	100	187
Actifs de gestion du risque ¹	99	1	100	770
Prêts et effets à recevoir ²	—	100	100	102
Total				1 790

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) Comprennent le prêt à recevoir de 37 millions de dollars consenti par le partenaire de la Société dans le projet de parc éolien de Kent Hills et le billet à recevoir de 65 millions de dollars relativement au gazoduc Pioneer (voir la note 3). Les contreparties n'ont aucune note de solvabilité externe.

L'exposition maximale au risque de crédit à l'égard d'un seul client sur le plan des activités et des couvertures liées aux produits de base compte tenu de la juste valeur des positions de négociation ouvertes, déduction faite des garanties détenues, était de 17 millions de dollars au 31 mars 2019 (13 millions de dollars au 31 décembre 2018).

III. Risque de liquidité

Le risque de liquidité est lié à la capacité de la Société d'avoir accès au capital requis pour ses activités de négociation pour compte propre, ses transactions de couverture du prix des produits de base, ses projets en immobilisations, le refinancement de sa dette et les activités générales du siège social. Au 31 mars 2019, 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 :

	2019	2020	2021	2022	2023	2024 et par la suite	Total
Dettes fournisseurs et charges à payer	458	—	—	—	—	—	458
Dettes à long terme ¹	69	486	90	1 040	142	1 432	3 259
Passifs de gestion du risque lié aux produits	29	65	125	126	115	165	625
Autres (actifs) passifs de gestion du risque	(1)	1	(2)	5	—	—	3
Obligations locatives	15	17	11	6	3	26	78
Intérêt sur la dette à long terme et obligations locatives ²	121	156	133	126	85	711	1 332
Dividendes à verser	47	—	—	—	—	—	47
Total	738	725	357	1 303	345	2 334	5 802

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 31 mars 2019, la Société avait fourni une garantie de 105 millions de dollars (120 millions de dollars au 31 décembre 2018) sous la forme de lettres de crédit sur des instruments dérivés dans une position de passif net. Certains contrats de dérivés contiennent des clauses conditionnelles liées au risque de crédit qui, si elles étaient appliquées, obligerait la Société à fournir une garantie additionnelle de 91 millions de dollars à ses contreparties (120 millions de dollars au 31 décembre 2018).

11. Immobilisations corporelles

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

	Terrains	Production de charbon	Production de gaz	Production d'énergie renouvelable	Biens et matériel miniers	Actifs en construction	Pièces de rechange amortissables et autres ¹	Total
Au 31 décembre 2018	94	2 172	836	2 125	508	200	229	6 164
Ajustements découlant de l'application de l'IFRS 16 (note 2) ²	—	—	—	(4)	(58)	—	—	(62)
Ajouts	—	—	—	—	—	29	5	34
Acquisitions (note 3)	—	—	—	—	—	50	—	50
Amortissement	—	(76)	(19)	(30)	(23)	—	(4)	(152)
Révision et augmentation des frais de démantèlement et de remise en état	—	8	1	2	3	—	—	14
Mise hors service d'actifs et (cessions)	(1)	1	—	(2)	(1)	—	(1)	(4)
Variation des taux de change	—	(4)	(4)	(4)	(1)	(2)	(1)	(16)
Transferts	—	17	3	1	24	(53)	9	1
Au 31 mars 2019	93	2 118	817	2 088	452	224	237	6 029

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

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

12. Actifs au titre du droit d'utilisation

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

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

	Terrains	Bâtiments	Véhicules	Équipement	Total
Nouveaux contrats de location comptabilisés au 1 ^{er} janvier 2019	29	22	1	—	52
Ajustements à la comptabilisation ¹	(1)	(4)	—	—	(5)
Transferts des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles et des autres actifs	—	—	3	35	38
Au 1 ^{er} janvier 2019	28	18	4	35	85
Amortissement	—	(1)	—	(3)	(4)
Au 31 mars 2019	28	17	4	32	81

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

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2019, TransAlta a payé un montant de 6 millions de dollars relativement aux contrats de location indiqués ci-dessus, dont 1 million de dollars en intérêts et 5 millions de dollars en remboursements du capital.

Certains des contrats de location de terrains de la Société ne respectant pas la définition d'un contrat de location n'ont pas été comptabilisés étant donné qu'ils prévoient le paiement de montants variables en fonction de la production ou des produits des activités ordinaires. Pour la période de trois mois close le 31 mars 2019, la Société a passé en charges des paiements de loyer variables de 1 million de dollars au titre de ces contrats de location de terrains.

Veuillez vous reporter aux notes 4, 6, 10 et 13 pour en savoir plus sur les contrats de location.

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

A. Sommes impayées

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux	31 mars 2019			31 décembre 2018		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹
Facilités de crédit ²	410	410	3,6 %	339	339	3,8 %
Déventures	647	651	5,8 %	647	651	5,8 %
Billets de premier rang ³	930	940	5,4 %	943	955	5,4 %
Dette sans recours ⁴	1 206	1 221	4,4 %	1 236	1 250	4,4 %
Divers ⁵	37	37	9,2 %	39	39	9,2 %
	3 230	3 259		3 204	3 234	
Obligations locatives	78			63		
	3 308			3 267		
Moins : tranche courante de la dette à long terme	(85)			(130)		
Moins : partie courante des obligations locatives	(20)			(18)		
Total de la partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives	(105)			(148)		
Total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives	3 203			3 119		

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

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

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

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

5) Inclut 20 millions de dollars américains au 31 mars 2019 (21 millions de dollars américains au 31 décembre 2018) au titre du financement donnant droit à des avantages fiscaux.

La Société dispose de facilités de crédit consenties totalisant 2,0 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars au 31 décembre 2018), y compris la facilité de crédit bancaire consortiale consentie de 1,25 milliard de dollars (1,25 milliard de dollars au 31 décembre 2018) de la Société, la facilité de crédit consortiale consentie de 0,5 milliard de dollars de TransAlta Renewables (0,5 milliard de dollars au 31 décembre 2018), et les facilités de crédit bilatérales consenties de 0,2 milliard de dollars de la Société (0,2 milliard de dollars au 31 décembre 2018). Ces facilités viennent à échéance respectivement en 2022, 2022 et 2020. Les facilités bancaires consortiales consenties totalisant 1,75 milliard de dollars (1,75 milliard de dollars au 31 décembre 2018) constituent la principale source de liquidités à court terme après les flux de trésorerie provenant des activités de la Société.

Au total, un montant de 0,9 milliard de dollars (0,9 milliard de dollars au 31 décembre 2018) n'a pas été prélevé. Au 31 mars 2019, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 1,1 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars au 31 décembre 2018) et était constitué d'emprunts réels de 410 millions de dollars (339 millions de dollars au 31 décembre 2018) et de lettres de crédit de 697 millions de dollars (720 millions de dollars au 31 décembre 2018). La Société respecte les modalités des facilités de crédit, et toute tranche non utilisée est entièrement disponible. Outre le montant de 0,9 milliard de dollars disponible aux termes des facilités de crédit, la Société dispose de 109 millions de dollars en trésorerie et équivalents de trésorerie.

Les lettres de crédit en cours de la Société au 31 mars 2019 totalisaient 697 millions de dollars (720 millions de dollars au 31 décembre 2018), y compris les lettres de crédit en cours de TransAlta Renewables de 75 millions de dollars (77 millions de dollars au 31 décembre 2018), et aucun montant (néant au 31 décembre 2018) n'avait été exercé par des tiers en vertu

de ces arrangements. La Société 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 31 mars 2019, la Société se conformait à toutes les clauses restrictives de la dette.

B. Restrictions relatives à la dette sans recours

Les filiales de la Société ont émis des obligations sans recours totalisant 1 205 millions de dollars (1 235 millions de dollars au 31 décembre 2018) assujetties à des conditions financières et aux clauses restrictives habituelles qui pourraient limiter la capacité de la Société d'accéder aux fonds générés par les activités des centrales. Si certains tests de distribution (effectués généralement une fois par trimestre) sont réussis, les fonds peuvent être distribués par les filiales à leur société mère respective. Ces conditions comprennent l'atteinte d'un ratio de couverture du service de la dette avant la distribution, lequel a été atteint par ces entités au premier trimestre. Toutefois, les fonds de ces entités qui se sont accumulés depuis le test du premier trimestre ne seront pas distribués jusqu'à ce que le prochain ratio de couverture du service de la dette soit calculé au deuxième trimestre de 2019. Au 31 mars 2019, un montant de 70 millions de dollars (33 millions de dollars au 31 décembre 2018) en trésorerie était assujetti à ces restrictions financières.

En outre, certaines obligations sans droit de recours requièrent l'établissement et le financement de certains comptes de réserve au moyen de trésorerie en dépôt et de lettres de crédit. Au 31 mars 2019, la Société a choisi d'utiliser les lettres de crédit.

C. Garantie

Des dettes sans recours totalisant 764 millions de dollars (766 millions de dollars au 31 décembre 2018) sont garanties chacune par une charge de premier rang sur les actifs respectifs de chacune des filiales de la Société qui ont émis les obligations, y compris certaines installations de production d'énergies renouvelables dont la valeur comptable totale s'élève à 1 006 millions de dollars au 31 mars 2019 (1 021 millions de dollars au 31 décembre 2018). Au 31 mars 2019, une obligation sans recours d'environ 127 millions de dollars (127 millions de dollars au 31 décembre 2018) était garantie par une charge de premier rang sur les capitaux propres de l'émetteur qui a émis l'obligation sans recours.

Les obligations de TransAlta OCP d'une valeur comptable de 314 millions de dollars au 31 mars 2019 (342 millions de dollars au 31 décembre 2018) sont garanties par les actifs de TransAlta OCP, y compris par le droit à des apports annuels de capital et par les paiements effectués par le gouvernement de l'Alberta en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon. Conformément à l'entente sur l'élimination du charbon, la Société reçoit des paiements de transition annuels au comptant d'environ 40 millions de dollars (environ 37 millions de dollars, montant net revenant à la Société) au plus tard le 31 juillet, à compter du 1^{er} janvier 2017 jusqu'à la fin de 2030.

D. Liquidités soumises à restrictions

La Société détient un montant de 31 millions de dollars (31 millions de dollars au 31 décembre 2018) 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 si certaines modalités sont respectées, lesquelles devraient être finalisées au deuxième trimestre de 2019.

La Société détient également une tranche de zéro dollar (35 millions de dollars au 31 décembre 2018) de liquidités soumises à restrictions liées aux obligations de TransAlta OCP.

14. 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 31 mars			
	2019		2018	
	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant
Émises et en circulation au début de la période	284,6	3 059	287,9	3 094
Rachetées et annulées dans le cadre de l'OPRA ¹	–	–	(0,4)	(4)
Émises et en circulation à la fin de la période	284,6	3 059	287,5	3 090

1) 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. Durant la période de trois mois close le 31 mars 2018, 374 900 actions ordinaires ont été rachetées pour un coût total de 3 millions de dollars.

B. Résultat par action

	Trois mois clos les 31 mars	
	2019	2018
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(65)	65
Nombre moyen pondéré de base et dilué d'actions ordinaires en circulation (en millions)	285	288
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,23)	0,23

C. Dividendes

Le 14 décembre 2018, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,04 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} avril 2019.

Le 15 avril 2019, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,04 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} juillet 2019.

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.

D. 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 trois mois closes les 31 mars 2019 et 2018 :

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

15. 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 31 mars 2019 et au 31 décembre 2018, la Société avait 10,2 millions d'actions de série A, 1,8 million d'actions de série B, 11,0 millions d'actions de série C, 9,0 millions d'actions de série E, 6,6 millions d'actions de série G émises et en circulation.

B. Dividendes

Le tableau suivant résume les dividendes déclarés sur les actions privilégiées pour les périodes de trois mois closes les 31 mars :

Série	Montants trimestriels par action	Trois mois clos les 31 mars	
		2019 ¹	2018
A	0,16931	—	2
B	0,23073 ²	—	—
C	0,25169	—	3
E	0,32463	—	3
G	0,33125	—	2
Total pour la période		—	10

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

2) Les actions privilégiées de série B versent des dividendes à taux variable sur une base trimestrielle déterminés selon le total du taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours majoré de 2,03 %. Pour la période de trois mois close le 31 mars 2019, des dividendes d'environ zéro dollar ont été déclarés.

Le 15 avril 2019, la Société a déclaré un dividende trimestriel, payable le 30 juin 2019, de 0,16931 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, de 0,23136 \$ 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.

16. 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'auront pas une incidence négative importante sur TransAlta. Les organismes de réglementation pourraient aussi poser des questions dans le cours normal des affaires, auxquelles la Société répond à mesure qu'elles surviennent.

I. Procédure de règlement sur les pertes en ligne

La Société est partie à une procédure de règlement sur les pertes en ligne 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'estimation actuelle de l'exposition selon les données connues étant de 15 millions de dollars, la Société a comptabilisé une provision de 15 millions de dollars au 31 mars 2019 et au 31 décembre 2018.

II. Litiges avec FMG

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

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

III. 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 un montant additionnel de 56 millions de dollars. Le litige est en cours de résolution par voie d'arbitrage.

IV. Mangrove

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

17. Informations sectorielles

A. Résultat sectoriel présenté

Trois mois clos le 31 mars 2019	Charbon - Canada	Charbon - États-Unis	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	225	146	65	41	89	37	46	(1)	648
Combustible, carbone et achats d'électricité	175	154	31	2	4	1	—	(1)	366
Marge brute ¹	50	(8)	34	39	85	36	46	—	282
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	33	14	11	10	12	8	9	7	104
Amortissement	61	18	10	11	29	8	1	7	145
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	(37)	(41)	13	18	42	19	36	(14)	36
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	2	—	—	—	—	—	2
Charge d'intérêts nette	—	—	—	—	—	—	—	—	(50)
Perte de change	—	—	—	—	—	—	—	—	(1)
Résultat avant impôts sur le résultat	—	—	—	—	—	—	—	—	(13)

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 31 mars 2018	Charbon - Canada	Charbon - États-Unis	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	269	87	62	41	86	27	17	(1)	588
Combustible, carbone et achats d'électricité	196	44	29	2	6	1	—	(1)	277
Marge brute ¹	73	43	33	39	80	26	17	—	311
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	47	15	13	9	13	8	8	20	133
Amortissement	50	16	11	12	27	8	—	6	130
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	1	1	—	2	1	—	—	8
Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance	(157)	—	—	—	—	—	—	—	(157)
Autres résultats d'exploitation, montant net	(11)	—	—	—	—	—	—	—	(11)
Résultats d'exploitation	141	11	8	18	38	9	9	(26)	208
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	2	—	—	—	—	—	2
Charge d'intérêts nette	—	—	—	—	—	—	—	—	(68)
Profit de change	—	—	—	—	—	—	—	—	(2)
Résultat avant impôts sur le résultat	—	—	—	—	—	—	—	—	140

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.

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 le 31 mars	
	2019	2018
Dotation aux amortissements selon les comptes de résultat consolidés résumés	145	130
Amortissement compris dans le poste Combustible et achats d'électricité	29	31
Dotation aux amortissements selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés	174	161

Annexe 1

(non audité)

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

Aux états financiers de TransAlta Corporation

RATIO DE COUVERTURE PAR LE RÉSULTAT

Le ratio financier suivant est calculé pour la période close le 31 mars 2019 :

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

(0,71) 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

31 mars 2019 31 décembre 2018

Cours de clôture (TSX) (\$)		9,82	5,59
Fourchette de cours pour les 12 derniers mois (TSX) (\$)	Haut	10,04	7,90
	Bas	5,44	5,44
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés ² (multiple)		5,1	4,8
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée ² (%)		20,7	20,8
Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ^{1,2} (multiple)		3,7	3,7
Dette nette ajustée sur le capital investi ¹ (%)		50,8	49,7
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires ² (%)		(25,0)	(15,8)
Rendement du capital investi ² (%)		(1,9)	0,7
Couverture par le résultat ² (multiple)		(0,7)	0,2
Ratio de distribution fondé sur les fonds provenant des activités d'exploitation ^{1,2} (%)		6,1	7,6
Couverture des dividendes ² (multiple)		10,9	18,3
Rendement des actions ² (%)		1,6	2,9

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

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

Formules des ratios

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

Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée = fonds provenant des activités d'exploitation - 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées / dette à long terme à la fin de la période et obligations locatives, 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 locatives, 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 locatives, 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 net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle / capital investi, exclusion faite du cumul des autres éléments du résultat global

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

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

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

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

Glossaire des termes clés

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

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

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

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