



TransAlta Corporation

Rapport du troisième trimestre de 2017

Rapport de gestion

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

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités de TransAlta Corporation pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre 2017 et 2016, ainsi qu'avec les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion annuels contenus dans notre rapport intégré annuel de 2016. Dans le présent rapport de gestion, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», la «Société» et «TransAlta» désignent TransAlta Corporation et ses filiales. Nos états financiers consolidés résumés ont été préparés selon la norme comptable internationale IAS 34, *Information financière intermédiaire*, des Normes internationales d'information financière («IFRS») pour les entreprises ayant une obligation d'information du public au Canada, comme elle a été publiée par l'International Accounting Standards Board («IASB») et en vigueur le 30 septembre 2017. 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 31 octobre 2017. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta Corporation, y compris la notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com, sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov et sur notre site Web à l'adresse www.transalta.com. L'information que contient directement ou par hyperlien le site Internet de la Société n'est pas intégrée par renvoi dans le présent rapport de gestion.

Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles

Une mesure conforme aux IFRS additionnelle est un poste, une rubrique ou un total partiel qui facilite la compréhension des états financiers, mais qui ne constitue pas une exigence minimale selon les IFRS, ou une mesure financière qui facilite la compréhension des états financiers, mais qui n'est pas autrement présentée dans ces derniers. Nous avons ajouté les postes intitulés Marge brute et Résultats d'exploitation à nos comptes de résultat consolidés résumés pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre 2017 et 2016. 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 intérêt, impôts et amortissement («BAIIA»), et le BAIIA aux fins de comparaison, les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles sont des mesures non conformes aux IFRS. Voir les rubriques «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS» et «Analyse des résultats sectoriels aux fins de comparaison» du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements.

Énoncés prospectifs

Le présent rapport de gestion, les documents intégrés par renvoi ainsi que d'autres rapports et documents déposés auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières comprennent des énoncés prospectifs ou de l'information prospective (collectivement désignés aux présentes par les «énoncés prospectifs») au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables. Les énoncés prospectifs sont présentés à des fins d'information générale seulement et non comme un conseil de placement spécifique. Tous les énoncés prospectifs reposent sur nos convictions ainsi que sur des hypothèses fondées sur l'information disponible au moment où elles sont formulées et sur l'expérience de la direction et la perception des tendances passées, de la conjoncture et des faits nouveaux prévus ainsi que sur d'autres facteurs jugés appropriés dans les circonstances. Ces énoncés prospectifs ne présentent pas des faits, mais seulement des prédictions et peuvent généralement être reconnus par l'emploi d'énoncés comprenant des termes tels que «pouvoir», «pourrait», «croire», «s'attendre à», «prévoir», «avoir l'intention de», «planifier», «projeter», «éventuel», «permettre», «continuer de» ou d'autres termes comparables. Ces énoncés ne sont pas des garanties de notre rendement futur et sont assujettis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui peuvent faire en sorte que nos résultats réels diffèrent de manière importante des résultats envisagés.

En particulier, le présent rapport de gestion renferme des énoncés prospectifs relatifs aux aspects suivants : nos activités et notre rendement financier futur attendu; la mise en œuvre réussie de nos projets de croissance; le calendrier des travaux de construction et la mise en service de projets en cours, y compris le projet de centrale à réserve pompée sur la rivière Brazeau, le projet de l'unité 3 du parc éolien de Kent Hills, le projet de parc éolien Antelope Coulee, le projet de parc éolien Garden Plain, le projet solaire Tono et la conversion de centrales alimentées au charbon en centrales au gaz des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance et des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills, et leurs coûts connexes et sources de financement; la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Sundance et l'arrêt des activités de l'unité 2 de la centrale de Sundance; les changements apportés à la capacité et aux émissions par suite de la conversion en centrales au gaz des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance et des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills; la rémunération attendue du Balancing Pool en rapport avec la résiliation des contrats d'achat d'électricité en Alberta; les dépenses engagées dans la croissance et dans des projets d'investissement de maintien et de productivité; les attentes en matière de coûts d'exploitation, de dépenses d'investissement et de coûts d'entretien, et la variabilité de ces coûts; les coûts de démantèlement prévus; l'acquisition par Fortescue Metals Group Ltd. («FMG») (définie ci-après) de la centrale de Solomon, y compris le calendrier et le prix d'acquisition connexe; la section intitulée «Perspectives financières pour 2017»; la capacité de l'unité 2 de la centrale de Sundance de se qualifier en vue de l'enchère de capacité de 2019; les contraintes liées à l'approvisionnement en charbon pour nos installations en Alberta et leur incidence sur nos coûts d'extraction minière et la production d'électricité aux unités 1 à 6 de la centrale de Sundance alimentée au charbon et aux unités 1 à 3 de la centrale de Keephills; l'incidence de certaines couvertures sur le résultat et les flux de trésorerie présentés futurs, y compris les reprises futures de profits ou pertes latents; le ratio de distribution; les attentes relatives au résultat et aux flux de trésorerie futurs liés aux activités d'exploitation et aux activités contractuelles (y compris les estimations du BAIIA, des fonds provenant des activités d'exploitation, des flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison pour l'exercice complet de 2017 et des dépenses d'investissement de maintien); les attentes à l'égard des ratios financiers et des cibles financières et du calendrier associé à l'atteinte de ces cibles (y compris le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés, le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée et le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison); la disponibilité de notre portefeuille de centrales au charbon au Canada; l'incidence financière anticipée à obtenir de l'exploitation commerciale du projet de la centrale South Hedland; les plans et stratégies de la Société relativement au repositionnement de sa structure de capital et au renforcement de son bilan et les réductions de la dette prévues au cours de 2017 et au-delà; la réglementation et la législation gouvernementales prévues, y compris le virage prévu du gouvernement de l'Alberta vers un marché de capacité, des enchères portant sur les énergies renouvelables et son intention de soutenir les conversions du charbon au gaz, le Plan de leadership sur le climat, l'incidence prévue sur nous et le calendrier de mise en œuvre d'une telle réglementation, ainsi que le coût lié au respect des règlements et lois qui en découleront; les résultats attendus de l'entente d'élimination du charbon signée avec le gouvernement de l'Alberta ainsi que son incidence sur nos activités et notre rendement financier; les estimations des conditions de l'offre et de la demande de combustible et les coûts d'approvisionnement en combustible; l'incidence de la croissance de la charge, de la capacité accrue et des coûts du gaz naturel sur les prix de l'électricité; les attentes à l'égard de la disponibilité, de la capacité et de la production; les prix de l'électricité en Alberta, en Ontario et dans la région du nord-est du Pacifique pour le reste de 2017; le financement prévu de nos dépenses d'investissement; l'incidence financière prévue de la hausse des coûts au titre du carbone (y compris au titre du règlement sur les émetteurs de gaz spécifiques) en Alberta; les attentes à l'égard des initiatives environnementales; nos stratégies commerciales et le risque qu'elles comportent; les estimations des taux d'imposition futurs et de la charge d'impôts futurs et le caractère adéquat des provisions pour impôts; les estimations comptables; les taux de

croissance prévus sur nos marchés; nos attentes relativement à l'issue des réclamations contractuelles ou réclamations juridiques existantes ou éventuelles, des enquêtes réglementaires et des litiges; les attentes relatives au renouvellement des conventions collectives; les attentes quant à la capacité d'accès aux marchés financiers selon des modalités raisonnables; l'incidence estimée des fluctuations de taux d'intérêt et de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain, au dollar australien et à d'autres monnaies étrangères dans lesquelles nous exerçons nos activités; notre exposition au risque de liquidité; les attentes quant à la conjoncture économique mondiale et à une surveillance accrue par les investisseurs de notre performance en matière de développement durable; nos pratiques de crédit; les économies prévues et les délais de récupération suivant la mise en œuvre de nos initiatives d'amélioration de l'efficacité et de la productivité, y compris le projet Greenlight; l'apport estimé du secteur Commercialisation de l'énergie à la marge brute; les attentes relatives au rendement des actifs de TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables»); les attentes concernant la détention continue d'actions ordinaires de TransAlta Renewables; le refinancement de nos titres arrivant bientôt à échéance au cours des deux prochains exercices; les attentes quant à notre stratégie de désendettement; les attentes quant à nos initiatives liées à nos collectivités; les incidences de futures normes IFRS et le calendrier de mise en œuvre de ces normes; et les modifications apportées aux nouvelles normes par les normalisateurs ou leur interprétation de ces normes avant leur première application.

Parmi les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur nos énoncés prospectifs, on compte les risques concernant : les fluctuations des cours; notre capacité à conclure des contrats visant la vente de notre production à des prix qui garantiront les rendements prévus; les cadres politiques et réglementaires dans les territoires où nous exerçons nos activités; les exigences de plus en plus strictes en matière d'environnement et les changements apportés à ces exigences ou les responsabilités en découlant; l'évolution de la conjoncture économique, y compris les fluctuations des taux d'intérêt; les risques d'exploitation liés à nos centrales, y compris les interruptions non planifiées à ces centrales; les interruptions du transport et de la distribution de l'électricité; les incidences climatiques; les interruptions de l'approvisionnement en combustible, en eau, en énergie solaire ou éolienne nécessaire pour exploiter nos installations; les catastrophes naturelles ou d'origine humaine; la menace posée par le terrorisme et les cyberattaques et notre capacité à gérer ces attaques; les pannes de matériel et notre capacité à effectuer ou à faire effectuer les réparations de façon économique ou en temps opportun; la gestion du risque lié aux produits de base; les risques et la concurrence dans le secteur; les fluctuations de la valeur des monnaies étrangères et les risques politiques à l'étranger; le besoin de financement supplémentaire et la capacité d'avoir accès à du financement à un coût raisonnable et selon des modalités raisonnables; notre capacité de financer nos projets de croissance; notre capacité de maintenir nos notes de crédit de première qualité; la subordination structurelle des titres; le risque de crédit lié aux contreparties; notre capacité de recouvrer nos pertes au moyen de notre garantie d'assurance; notre provision pour impôts sur le résultat; l'issue des instances judiciaires, réglementaires et contractuelles impliquant la Société; l'issue des enquêtes et des litiges; la dépendance à l'égard du personnel clé; les questions de relations de travail; les projets de mise en valeur et les acquisitions, y compris les retards ou les variations des coûts de construction et de mise en service du projet de l'unité 3 du parc éolien de Kent Hills; et la mise à jour ou l'adoption de cadres réglementaires et la réception des approbations réglementaires applicables à l'égard des activités et des initiatives de croissance existantes et proposées, y compris en ce qui a trait à la conversion des centrales au charbon en centrales au gaz.

Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion et à la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle de 2017 pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Les lecteurs sont priés d'examiner ces facteurs attentivement dans leur évaluation des énoncés prospectifs et sont avisés de ne pas se fier outre mesure à ceux-ci. Les énoncés prospectifs compris dans le présent rapport de gestion ne sont formulés qu'à la date de celui-ci. Sauf dans la mesure où les lois applicables l'exigent, nous déclinons toute obligation de les mettre à jour publiquement à la lumière de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou autrement. Compte tenu de ces risques, de ces incertitudes et de ces hypothèses, les événements projetés pourraient avoir une portée différente ou survenir à un autre moment que celui que nous avons indiqué, ou pourraient ne pas se produire. Rien ne garantit que les résultats et événements projetés se matérialiseront.

Faits saillants

Faits saillants financiers consolidés

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2017	2016	2017	2016
Produits des activités ordinaires	588	620	1 669	1 680
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(27)	(12)	(45)	56
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	201	228	545	622
BAlIA aux fins de comparaison ¹	245	244	787	771
Fonds provenant des activités d'exploitation ¹	196	163	585	535
Flux de trésorerie disponibles ¹	99	55	224	200
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,09)	(0,04)	(0,16)	0,19
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ¹	0,68	0,57	2,03	1,86
Flux de trésorerie disponibles par action ¹	0,34	0,19	0,78	0,69
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	0,04	0,04	0,08	0,12

Aux	30 sept. 2017	31 déc. 2016
Total de l'actif	10 361	10 996
Dette nette ²	3 667	3 893
Total des passifs non courants	4 324	5 116

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2017, le BAlIA aux fins de comparaison s'est accru de 1 million de dollars, comparativement à celui de la période correspondante de 2016. Au cours du trimestre, nous avons tiré parti d'une baisse des coûts de transport du charbon et d'une hausse des produits tirés de la production marchande et visés par des contrats dans le secteur Charbon aux États-Unis, et nous avons mis en service la centrale électrique de South Hedland en Australie. La baisse des ressources d'énergie éolienne a fait chuter les produits tirés de nos installations d'énergie éolienne et solaire au cours du trimestre, tandis que dans le secteur Commercialisation de l'énergie, les marges sont revenues à la normale par rapport à celles de la période correspondante de 2016. Dans le secteur Charbon au Canada, la hausse des coûts du combustible causée par un coefficient de recouvrement plus élevé que prévu, un taux de disponibilité de l'équipement moins élevé et une baisse de la productivité à notre mine, et la baisse des prix imputable à la réduction de certaines couvertures ont eu une incidence défavorable sur nos résultats, le tout contrebalancé en partie par le paiement versé par le gouvernement de l'Alberta aux termes de l'entente d'élimination du charbon et par la hausse des prix sur notre production non visée par des contrats en Alberta.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, le BAlIA aux fins de comparaison a augmenté de 16 millions de dollars, par rapport à celui de la période correspondante de 2016, en raison du règlement du litige visant la clause d'indexation du contrat avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario («SFIEO») relativement aux centrales d'Ottawa et de Windsor, totalisant 34 millions de dollars au deuxième trimestre, et de l'incidence positive de la fermeture anticipée de notre centrale alimentée au gaz de Mississauga, en Ontario. Nous avons également mis en service la centrale de South Hedland au cours du troisième trimestre. Dans le secteur Charbon aux États-Unis, la baisse des coûts de transport du charbon, la réévaluation favorable à la valeur de marché des couvertures économiques qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture et la hausse des produits tirés de la production marchande et visés par des contrats ont contribué à l'augmentation du BAlIA aux fins de comparaison. Le secteur Commercialisation de l'énergie a été touché par des conditions climatiques inhabituelles dans les régions du nord-est et du nord-ouest du Pacifique et a affiché un rendement inférieur aux prévisions pour le premier trimestre de 2017. Les résultats du secteur Charbon au Canada ont subi

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 à des mesures établies selon les IFRS.

2) La dette nette comprend la tranche courante de la dette, les montants dus aux termes des facilités de crédit, la dette à long terme, le financement donnant droit de des avantages fiscaux, les obligations au titre des contrats de location-financement, déduction faite de la trésorerie, 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.

l'incidence d'une augmentation des charges au titre du combustible et des achats d'électricité attribuable à une augmentation des coûts du charbon causée par une hausse du coefficient de recouvrement, une baisse de la disponibilité de l'équipement à notre mine et une hausse des coûts de conformité environnementale en 2017. La baisse des prix attribuable au roulement de certaines couvertures a aussi eu une incidence négative sur nos résultats, contrebalancée en partie par les paiements effectués en vertu de l'entente d'élimination du charbon et la hausse des prix sur notre production non visée par des contrats.

Les fonds provenant des activités d'exploitation pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017 ont augmenté de respectivement 33 millions de dollars et 50 millions de dollars, comparativement à ceux des périodes correspondantes de 2016, en raison de la hausse du BAIIA aux fins de comparaison. Le calendrier des dépenses d'investissement de maintien, ainsi qu'une hausse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales ont nui à nos flux de trésorerie disponibles au cours du deuxième trimestre de 2017.

La perte nette présentée attribuable aux porteurs d'actions ordinaires au troisième trimestre de 2017 a été de 27 millions de dollars (perte de 0,09 \$ par action), contre une perte nette de 12 millions de dollars (perte de 0,04 \$ par action) au cours de la période correspondante de 2016. Depuis le début de l'exercice, le résultat net présenté a reculé de 101 millions de dollars (perte de 0,35 \$ par action) en raison d'une baisse du BAIIA, d'une imputation pour dépréciation de 20 millions de dollars comptabilisée au cours du deuxième trimestre par suite de notre décision de mettre hors service de façon anticipée l'unité 1 de la centrale de Sundance à la fin de 2017, et d'une hausse de la charge d'amortissement de 57 millions de dollars attribuable au raccourcissement de la durée d'utilité de l'unité 3 de la centrale de Keephills, de l'unité 3 de la centrale de Genesee et, dans une moindre mesure, de l'unité 1 de la centrale de Sundance. Les paiements au montant de 30 millions de dollars aux termes de l'entente d'élimination du charbon comptabilisés depuis le début de l'exercice ont contrebalancé en partie ces incidences.

Résultats sectoriels du BAIIA aux fins de comparaison

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2017	2016	2017	2016
BAIIA aux fins de comparaison				
Charbon au Canada	82	99	258	295
Charbon aux États-Unis	24	13	68	27
Gaz au Canada	56	53	201	174
Gaz en Australie	45	32	108	96
Énergie éolienne et énergie solaire	26	32	136	129
Hydroélectricité	19	19	61	62
Commercialisation de l'énergie	12	10	20	39
Siège social	(19)	(14)	(65)	(51)
Total du BAIIA aux fins de comparaison	245	244	787	771

Événements importants

Au cours de l'exercice, nous avons continué de travailler à renforcer notre bilan, à améliorer le rendement de l'exploitation et à poursuivre notre transition vers la production d'énergie non polluante dans le cadre des projets suivants :

- Le 28 juillet 2017, nous avons commencé l'exploitation commerciale de notre projet de la centrale de South Hedland. La centrale devrait générer un BAIIA aux fins de comparaison annuel d'environ 80 millions de dollars. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements. Le 1^{er} août 2017, TransAlta Renewables a converti les actions de catégorie B que nous détenions en actions ordinaires, en plus d'augmenter son dividende mensuel d'environ 7 %.
- Le 18 septembre 2017, nous avons reçu un avis officiel du Balancing Pool concernant la résiliation le 31 mars 2018 des contrats d'achat d'électricité des unités B et C de la centrale de Sundance. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.
- Au cours du deuxième trimestre, nous avons conclu un contrat à long terme portant sur le projet d'agrandissement de l'unité 3 du parc éolien de Kent Hills de 17,25 mégawatts («MW») situé au Nouveau-Brunswick, dont l'exploitation commerciale devrait commencer à l'automne 2018. Le 2 octobre 2017, la filiale en propriété majoritaire indirecte de TransAlta Renewables, Kent Hills Wind LP, a conclu le financement d'un projet de 260 millions de dollars. Les obligations émises dans le cadre de ce financement sont amortissables et portent intérêt à un taux annuel de 4,454 %,

payables tous les trimestres et venant à échéance le 30 novembre 2033. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

- Le 24 juillet 2017, TransAlta Renewables a conclu un contrat de crédit syndiqué lui donnant accès à des emprunts directs de 500 millions de dollars, et nous avons réduit notre facilité de crédit consortiale du même montant. Notre liquidité consolidée demeure inchangée. Les deux facilités arrivent à échéance en 2021.
- En mars 2017, nous avons conclu la vente de notre participation de 51 % dans l'installation éolienne marchande de Wintering Hills pour environ 61 millions de dollars. La vente a réduit notre exposition au risque commercial en Alberta et le produit a servi à régler la dette.
- En avril 2017, nous avons annoncé notre intention d'accélérer notre transition vers la production à partir du gaz et de sources d'énergie renouvelable avec la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Sundance et l'arrêt des activités de l'unité 2 de la centrale de Sundance à la fin de 2017, et la conversion en centrales au gaz des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance et des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills entre 2021 et 2023. La mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Sundance et l'arrêt des activités de l'unité 2 de la centrale de Sundance ne devraient pas avoir une incidence importante sur les flux de trésorerie prévus pour 2018 et 2019. Nous avons reçu l'approbation visant la prolongation de la durée d'utilité de l'unité 2 de la centrale de Sundance alimentée au charbon jusqu'à la fin de 2021. Cette unité pourra être admissible à la mise aux enchères de capacité en 2019.
- Au cours du deuxième trimestre, nous avons réglé le litige visant la clause d'indexation du contrat avec la SFIEO. Le règlement comprenait le versement, par la SFIEO, d'un montant de 34 millions de dollars à TransAlta.

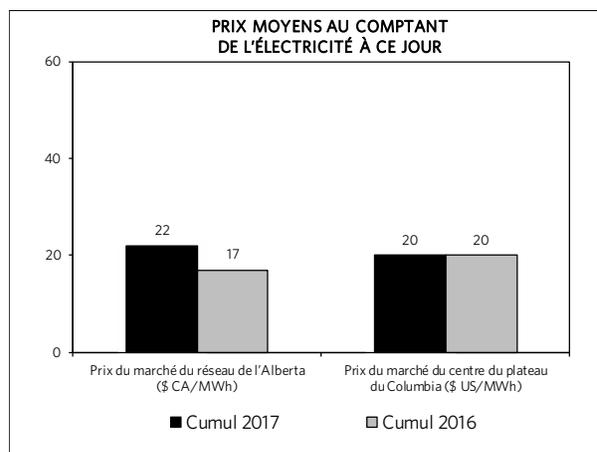
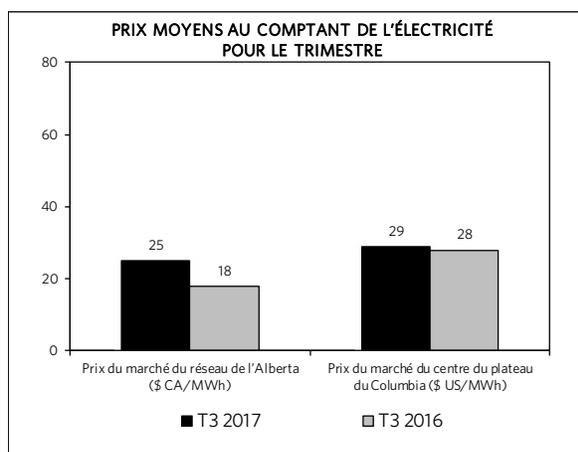
Disponibilité ajustée et production

La disponibilité ajustée pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017 s'est établie à respectivement 86,5 % et 86,3 %, comparativement à 89 % et 89,3 % pour les périodes correspondantes de 2016. Durant le trimestre et depuis le début de l'exercice, ces baisses s'expliquent essentiellement par l'augmentation des interruptions et les réductions de capacité nominale dans les secteurs Charbon au Canada, et par des travaux d'entretien planifiés à la centrale de Sarnia. Le projet de conversion par cycles de la centrale de Windsor a également eu une incidence sur la disponibilité enregistrée depuis le début de l'exercice. La baisse de la disponibilité a eu très peu d'incidence sur nos résultats en raison du contexte de bas prix actuel en Alberta, dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario.

La production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017 s'est élevée à respectivement 9 767 gigawattheures («GWh») et 26 526 GWh, contre 10 769 GWh et 27 533 GWh pour les périodes correspondantes de 2016. La cessation des activités de notre centrale alimentée au gaz de Mississauga à compter du 1^{er} janvier 2017, la hausse du nombre d'interruptions et de réductions de capacité nominale dans le secteur Charbon au Canada et la baisse des ressources d'énergie éolienne ont été les facteurs déterminants de la diminution de la production au troisième trimestre de 2017, le tout en partie contrebalancé par la hausse de la production du secteur Australie attribuable à la mise en service de la centrale de South Hedland et une forte demande de la clientèle. Depuis le début de l'exercice, le secteur Charbon aux États-Unis a eu une production supérieure à celle de la période correspondante de 2016 en raison d'une répartition économique plus faible au premier trimestre de 2017 attribuable à une légère hausse des prix. La hausse des ressources hydrauliques dans le secteur Hydroélectricité a aussi contribué à l'augmentation de la production en 2017. La baisse de la production dans le secteur Charbon au Canada est imputable à une augmentation du nombre d'interruptions et de réductions de capacité nominale. Aux termes du nouveau contrat de la centrale de Mississauga conclu avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité («SIERE») de l'Ontario, nous continuerons de recevoir des paiements de capacité mensuels de la SIERE jusqu'au 31 décembre 2018.

Prix de l'électricité

En Alberta, les prix moyens au comptant de l'électricité pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017 ont augmenté comparativement à ceux des périodes correspondantes de 2016, les coûts de conformité liés à l'environnement ayant fait augmenter les coûts marginaux des producteurs. Des températures estivales plus élevées et une baisse de la disponibilité thermique ont également eu une incidence sur les prix. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, un été exceptionnellement chaud et sec a fait grimper les prix au troisième trimestre de 2017 par rapport à ceux de 2016, ce qui a contrebalancé la baisse des prix au deuxième trimestre de 2017 causée par des ressources hydrauliques abondantes.



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 provenant de nos activités, avant les variations du fonds de roulement, 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, des fonds provenant des activités d'exploitation et des flux de trésorerie disponibles.

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2017	2016	2017	2016
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	201	228	545	622
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(21)	(80)	(7)	(134)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	180	148	538	488
Ajustements :				
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	14	13	44	42
Coûts de restructuration	-	1	-	1
Divers	2	1	3	4
Fonds provenant des activités d'exploitation	196	163	585	535
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien	(40)	(62)	(173)	(187)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(6)	(2)	(15)	(6)
Recouvrements d'assurance au titre des dépenses d'investissement de maintien	-	1	-	1
Dividendes versés sur actions privilégiées	(10)	(10)	(30)	(32)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(38)	(35)	(136)	(111)
Divers	(3)	-	(7)	-
Flux de trésorerie disponibles	99	55	224	200
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	288	288	288	288
Fonds provenant des activités d'exploitation par action	0,68	0,57	2,03	1,86
Flux de trésorerie disponibles par action	0,34	0,19	0,78	0,69

BAIIA aux fins de comparaison

Le BAIIA est une mesure d'évaluation adoptée par un grand nombre d'entreprises et une mesure importante, pour la direction, qui correspond à la rentabilité de nos principales activités. Les intérêts, les impôts et l'amortissement ne font pas partie de cette mesure, puisque les écarts dans le traitement comptable pourraient fausser les résultats de nos principales activités. De plus, nous reclassons certaines transactions pour faciliter l'analyse du rendement de nos activités : i) certains de nos actifs canadiens et australiens sont entièrement visés par des contrats et sont comptabilisés à titre de contrats de location-financement selon les IFRS. À notre avis, il convient mieux de comptabiliser les paiements que nous recevons aux termes des contrats comme un paiement de capacité dans nos produits des activités ordinaires plutôt que comme produits tirés des contrats de location-financement et une diminution des créances au titre des contrats de location-financement. Nous amortissons ces actifs au cours de 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 SIERE visant notre centrale de cogénération de Mississauga en Ontario et conclu un nouveau contrat d'acheminement de production autonome à compter du 1^{er} janvier 2017. Aux termes de ce nouveau contrat, nous recevons des paiements mensuels fixes jusqu'au 31 décembre 2018, sans obligation de livraison. En raison du contrat de production autonome, nous avons comptabilisé dans nos résultats présentés de 2016 un montant à recevoir de 207 millions de dollars (actualisé), un profit avant impôts d'environ 191 millions de dollars, déduction faite des coûts liés à l'arrêt des activités des unités, et un amortissement accéléré de 46 millions de dollars, conformément aux IFRS. En 2017 et 2018, aux fins de comparaison, nous comptabilisons les paiements reçus en guise de produits dans les résultats d'exploitation, et nous continuons d'amortir la centrale jusqu'au 31 décembre 2018; et iv) lors de la mise en service de la centrale de South Hedland, nous avons payé d'avance certains coûts de transport et de distribution de l'électricité. Les intérêts s'accumulent sur les fonds 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.

Un rapprochement du résultat d'exploitation et du BAIIA et du BAIIA aux fins de comparaison se présente comme suit pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre 2017 et 2016 :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2017	2016	2017	2016
Résultats d'exploitation	20	47	106	195
Amortissement	158	145	455	414
BAIIA	178	192	561	609
<i>Reclassements aux fins de comparaison</i>				
Produits tirés des contrats de location-financement	15	16	47	49
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	14	13	44	42
Amortissement minier	19	16	55	46
Produit d'intérêts australien	1	-	1	-
<i>Ajustements des résultats aux fins de rapprochement avec les résultats aux fins de comparaison :</i>				
Incidence sur les produits liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et à certaines couvertures économiques	-	6	2	24
Incidence liée à la reconduction du contrat de la centrale de Mississauga ¹	18	-	57	-
Imputations pour dépréciation d'actifs	-	-	20	-
Frais de restructuration	-	1	-	1
BAIIA aux fins de comparaison	245	244	787	771

1) Les incidences liées à la reconduction du contrat de la centrale de Mississauga pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 sont comme suit : Produits des activités ordinaires (72 millions de dollars); Couvertures liées au combustible et aux achats d'électricité dont la désignation a été annulée (12 millions de dollars); et Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration (3 millions de dollars).

Analyse des résultats financiers consolidés

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité selon diverses mesures. Les chiffres aux fins de comparaison ne sont pas définis selon les IFRS. Voir la rubrique «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements.

Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2017	2016	2017	2016
BAlIA aux fins de comparaison	245	244	787	771
Provisions	3	1	6	(6)
Charge d'intérêts	(58)	(57)	(171)	(172)
(Profits latents) pertes latentes sur les activités de gestion du risque	(5)	(7)	(19)	(6)
Recouvrement d'impôt exigible	(5)	(6)	(17)	(17)
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(5)	(7)	(12)	(15)
Profit (perte) de change réalisé(e)	7	3	13	2
Recouvrements d'assurance sur le capital	-	(1)	-	(1)
Divers	14	(7)	(2)	(21)
Fonds provenant des activités d'exploitation	196	163	585	535
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien	(40)	(62)	(173)	(187)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(6)	(2)	(15)	(6)
Recouvrements d'assurance au titre des dépenses d'investissement de maintien	-	1	-	1
Dividendes versés sur actions privilégiées	(10)	(10)	(30)	(32)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(38)	(35)	(136)	(111)
Divers	(3)	-	(7)	-
Flux de trésorerie disponibles	99	55	224	200
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	288	288	288	288
Fonds provenant des activités d'exploitation par action	0,68	0,57	2,03	1,86
Flux de trésorerie disponibles par action	0,34	0,19	0,78	0,69

Les flux de trésorerie disponibles pour le troisième trimestre et depuis le début de l'exercice ont augmenté de respectivement 44 millions de dollars et 23 millions de dollars, en regard de ceux des périodes correspondantes de 2016, principalement en raison de la hausse du BAlIA aux fins de comparaison et du calendrier des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité, contrebalancés en partie par une hausse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales en raison du règlement du litige visant la clause d'indexation avec la SFIEO et par l'augmentation des profits latents liés à la réévaluation à la valeur de marché.

Résultats sectoriels aux fins de comparaison

Chaque secteur d'activité est responsable de ses propres résultats d'exploitation, mesurés selon le BAlIA aux fins de comparaison. Les résultats d'exploitation et la marge brute sont également des mesures utiles puisqu'elles fournissent à la direction et aux investisseurs une mesure du rendement d'exploitation qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

Charbon au Canada

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2017	2016	2017	2016
Disponibilité (%)	78,6	85,1	82,2	85,8
Production assujettie à des contrats (GWh)	4 665	5 160	14 065	14 414
Production marchande (GWh)	918	1 000	2 841	2 895
Total de la production (GWh)	5 583	6 160	16 906	17 309
Capacité installée brute (MW)	3 791	3 791	3 791	3 791
Produits des activités ordinaires	252	253	750	716
Combustible et achats d'électricité	135	105	379	278
Marge brute aux fins de comparaison	117	148	371	438
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	42	45	133	133
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	4	10	10
Autres résultats d'exploitation, montant net	(10)	-	(30)	-
BAIIA aux fins de comparaison	82	99	258	295
Amortissement	98	75	281	230
Résultat d'exploitation aux fins de comparaison	(16)	24	(23)	65
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	5	5	15	18
Dépenses d'investissement liées aux mines	3	8	9	15
Contrats de location-financement	4	4	10	10
Entretien d'envergure planifié	8	21	43	71
Total des dépenses d'investissement de maintien	20	38	77	114
Dépenses d'investissement liées à la productivité	2	1	7	2
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	22	39	84	116

Au troisième trimestre de 2017, la disponibilité a subi l'incidence des réductions de la capacité nominale attribuables aux interruptions de l'approvisionnement en charbon à notre mine.

La production pour la période de trois mois close le 30 septembre 2017 a diminué de 577 GWh comparativement à celle de la période correspondante de 2016, du fait principalement d'une baisse de la disponibilité. La production pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 a diminué de 403 GWh, par rapport à celle de la période correspondante de 2016, la baisse de la disponibilité découlant d'une hausse du nombre d'interruptions planifiées et non planifiées et de réductions de la capacité nominale ayant été contrebalancée par une baisse des réductions rémunérées touchant nos actifs visés par des contrats et par la diminution de la répartition économique de notre production non visée par des contrats du fait d'une hausse des prix.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017 a diminué de respectivement 17 millions de dollars et 37 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2016. Bien que la production ait diminué, le transfert de la hausse des coûts de conformité environnementale à l'acheteur en vertu du CAÉ (respectivement 17 millions de dollars et 69 millions de dollars) a eu une incidence positive sur les produits des activités ordinaires. La majeure partie de la hausse des coûts de conformité environnementale est transférée à l'acheteur en vertu du CAÉ. Sur douze mois, les prix moins élevés attribuables aux contrats financiers à long terme visant à couvrir économiquement notre production future ont plus que compensé l'augmentation des produits attribuables à la hausse des prix réalisés sur nos volumes non visés par des contrats.

Comme on pouvait s'y attendre, le combustible et les achats d'électricité ont été touchés par la hausse des coûts du charbon relativement au coefficient de recouvrement plus élevé que prévu, la baisse de la production à notre mine et la hausse des coûts de conformité environnementale en 2017. De plus, nous avons engagé des frais additionnels au troisième trimestre afin d'atténuer l'incidence d'une baisse de la productivité à notre mine. Ces coûts devraient accroître les coûts du combustible de 2 \$ par mégawattheure («MWh») pour le reste de 2017. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017, le BAIIA aux fins de comparaison comprenait aussi des montants de respectivement 10 millions de dollars et 30 millions de dollars se rapportant aux paiements à recevoir aux termes de l'entente d'élimination du charbon compris dans les autres résultats d'exploitation, montant net. Nous avons reçu notre paiement aux termes de cette entente au troisième trimestre.

La dotation aux amortissements pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017 a augmenté de respectivement 23 millions de dollars et 51 millions de dollars, par rapport à celle des périodes correspondantes de 2016, surtout en raison du raccourcissement des durées d'utilité de l'unité 3 de la centrale de Keephills, de l'unité 3 de la centrale de Genesee 3 et de l'unité 1 de la centrale de Sundance et de certain matériel minier à la mine de Highvale. Voir la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017, les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses liées à la productivité ont été moins élevées de respectivement 17 millions de dollars et 32 millions de dollars, en regard de celles des périodes correspondantes de 2016, en raison du calendrier des interruptions importantes en 2017 et des interruptions d'activités à la carrière exécutées en 2016 aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance.

Charbon aux États-Unis

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2017	2016	2017	2016
Disponibilité (%)	95,7	91,5	56,6	86,8
Disponibilité ajustée (%) ¹	95,7	91,5	83,2	87,9
Volume des ventes contractuelles (GWh)	894	925	2 714	2 756
Volume des ventes marchandes (GWh)	2 013	2 385	2 973	2 972
Achats d'électricité (GWh)	(672)	(1 093)	(2 639)	(2 961)
Total de la production (GWh)	2 235	2 217	3 048	2 767
Capacité installée brute (MW)	1 340	1 340	1 340	1 340
Produits des activités ordinaires	147	149	296	264
Combustible et achats d'électricité	109	121	188	196
Marge brute aux fins de comparaison	38	28	108	68
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	13	14	37	38
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	3	3
BAIIA aux fins de comparaison	24	13	68	27
Amortissement	19	25	50	49
Résultat d'exploitation aux fins de comparaison	5	(12)	18	(22)
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	-	-	2	2
Contrats de location-financement	1	-	3	2
Entretien d'envergure planifié	1	-	28	11
Total des dépenses d'investissement de maintien	2	-	33	15
Dépenses d'investissement liées à la productivité	-	-	3	-
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	2	-	36	15

La disponibilité pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017 a augmenté par rapport à celle des périodes correspondantes de 2016 en raison de la hausse du nombre d'interruptions non planifiées en 2016. Depuis le début de l'exercice, la disponibilité a diminué en regard de celle de la période correspondante du dernier exercice du fait de l'interruption fortuite de l'unité 1 en janvier. Les unités 1 et 2 ont été mises hors service en février en raison d'une baisse saisonnière des prix dans la région du nord-ouest du Pacifique. Nous avons effectué des travaux d'entretien d'envergure sur les deux unités pendant ce temps. La baisse de la disponibilité a eu une incidence négligeable sur nos résultats, nos obligations contractuelles ayant été satisfaites en achetant de l'électricité à moindre prix sur le marché durant la première moitié de l'exercice.

1) Ajustée en fonction de la répartition économique.

La production au cours du troisième trimestre de 2017 s'est maintenue au même niveau qu'à la période correspondante de 2016, la hausse de la disponibilité ayant été contrebalancée en partie par une augmentation de la répartition économique. Depuis le début de l'exercice, la production a augmenté de 281 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2016, en raison d'une baisse de la répartition économique en 2017, contrebalancée en partie par une hausse des travaux d'entretien non planifiés et planifiés.

Le BAIIA aux fins de comparaison s'est amélioré de respectivement 11 millions de dollars et 41 millions de dollars au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017 en regard de celui des périodes correspondantes de 2016, en raison principalement de la hausse des produits tirés de la production marchande et visés par des contrats et de la baisse des coûts de transport du charbon. Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017, la réévaluation à la valeur de marché sur certains contrats financiers à terme de gré à gré qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture a donné lieu à un profit de 1 million de dollars (profit de 7 millions de dollars en 2016) et à un profit de 6 millions de dollars (perte de 4 millions de dollars en 2016).

La dotation aux amortissements pour le troisième trimestre de 2017 a été moins élevée de 6 millions de dollars, par rapport à celle de la période correspondante de 2016, en raison d'une augmentation du solde de l'obligation liée au démantèlement de la mine de Centralia en 2016. Les variations des taux d'actualisation de fin de période ont une incidence sur le solde de l'obligation liée au démantèlement. Puisque la mine fait l'objet d'une remise en état, les ajustements à l'obligation liée au démantèlement sont comptabilisés dans la charge d'amortissement. Depuis le début de l'exercice, la dotation aux amortissements est demeurée stable.

Au troisième trimestre, les dépenses d'investissement de maintien sont demeurées faibles à 2 millions de dollars. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, les dépenses d'investissement de maintien et liées à la productivité ont augmenté de 21 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2016, et ont totalisé 36 millions de dollars en raison des interruptions planifiées réalisées au cours du deuxième trimestre de 2017. Les dépenses d'investissement liées à la productivité se rapportent à l'installation d'équipement d'inspection visant à optimiser la consommation spécifique de chaleur liée au charbon et à améliorer les systèmes de distribution d'air. Voir la rubrique «Croissance stratégique et transformation de l'entreprise» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Gaz au Canada

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2017	2016	2017	2016
Disponibilité (%)	87,3	89,9	90,2	95,0
Production assujettie à des contrats (GWh)	357	700	1 128	2 154
Production marchande (GWh)	98	187	148	253
Total de la production (GWh)	455	887	1 276	2 407
Capacité installée brute (MW) ¹	953	1 057	953	1 057
Produits des activités ordinaires	94	115	331	342
Combustible et achats d'électricité	28	49	90	126
Marge brute aux fins de comparaison	66	66	241	216
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	10	13	39	41
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	-	-	1	1
BAIIA aux fins de comparaison	56	53	201	174
Amortissement	30	25	88	80
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	26	28	113	94
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	-	1	4	3
Entretien d'envergure planifié	3	1	22	3
Total des dépenses d'investissement de maintien	3	2	26	6

La disponibilité pour la période de trois mois close le 30 septembre 2017 a diminué d'environ 3 % par rapport à celle de la période correspondante de 2016, en raison surtout de travaux d'entretien planifiés et non planifiés à notre centrale de Sarnia. La disponibilité pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 a diminué d'environ 5 % en regard de celle de la période correspondante de 2016, en raison surtout d'une inspection d'envergure planifiée à la centrale de Sarnia, du projet de conversion par cycles à la centrale de Windsor et de l'interruption non planifiée de la turbine à vapeur à la centrale de Windsor.

La production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017 a diminué de respectivement 432 GWh et 1 131 GWh, comparativement à celle des périodes correspondantes de 2016, en raison surtout des marchés moins vigoureux en Ontario en 2017 et des modifications apportées aux contrats des centrales de Mississauga et Windsor à la fin de 2016. La centrale alimentée au gaz de Mississauga a été fermée temporairement le 1^{er} janvier 2017, car le nouveau contrat ne comporte aucune obligation de livraison. En vertu du contrat de Mississauga, nous continuerons de recevoir des paiements de capacité mensuels jusqu'à la fin de 2018.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 30 septembre 2017 s'est accru de 3 millions de dollars, en regard de celui de la période correspondante de 2016, en raison principalement de l'incidence positive de la fermeture temporaire de notre centrale au gaz de Mississauga. Le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 a augmenté de 27 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2016, ce qui reflète essentiellement le règlement avec la SFIEO concernant l'ajustement rétroactif des indices de prix des centrales d'Ottawa et de Windsor et l'incidence positive de la fermeture temporaire de notre centrale au gaz de Mississauga, en partie contrebalancés par des variations non favorables liées à la réévaluation à la valeur de marché latente de nos positions sur des contrats de gaz qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, et la réduction des produits visés par des contrats

1) Comprend la capacité de production de la centrale de Fort Saskatchewan, qui a été comptabilisée à titre de contrat de location-financement, et la quote-part de la centrale de Poplar Creek que nous détenons et exclut la centrale de cogénération de Mississauga, dont les activités ont cessé temporairement en raison de la reconduction du contrat au quatrième trimestre de 2016.

tirés de notre centrale de Windsor. Les centrales de Mississauga, d'Ottawa, de Windsor et de Fort Saskatchewan sont détenues grâce à la participation de 50,01 % que nous détenons dans TA Cogeneration L.P. («TA Cogen»).

La dotation aux amortissements pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017 a affiché une hausse de respectivement 5 millions de dollars et 8 millions de dollars, comparativement à celle des périodes correspondantes de 2016. Nous comptabilisons la diminution d'une créance au titre des contrats de location-financement comme étant une augmentation comparable de l'amortissement, puisque ce montant ainsi que les produits tirés des contrats de location-financement font partie des produits aux fins de comparaison en guise de produits fondés sur la capacité obtenus de ce secteur.

Les dépenses d'investissement de maintien pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 ont augmenté de 20 millions de dollars, par rapport à celles de la période correspondante de 2016, en raison surtout des travaux d'entretien prévus à la centrale de Sarnia et du projet de conversion par cycles de la centrale de Windsor visant à accroître sa souplesse pour réagir aux prix du marché.

Gaz en Australie

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2017	2016	2017	2016
Disponibilité (%)	96,2	96,6	93,6	93,7
Production assujettie à des contrats (GWh)	476	389	1 346	1 132
Capacité installée brute (MW) ¹	575	425	575	425
Produits des activités ordinaires	56	43	138	130
Combustible et achats d'électricité	2	5	8	16
Marge brute aux fins de comparaison	54	38	130	114
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	9	6	22	18
BAIIA aux fins de comparaison	45	32	108	96
Amortissement	10	5	26	13
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	35	27	82	83

Dépenses d'investissement de maintien :

Dépenses d'investissement courantes	5	-	7	1
Entretien d'envergure planifié	-	6	1	11
Total des dépenses d'investissement de maintien	5	6	8	12

La production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017 a augmenté de respectivement 87 GWh et 214 GWh, comparativement à celle des périodes correspondantes de 2016, grâce à la mise en service de notre centrale de South Hedland le 28 juillet 2017 et à une hausse de la charge requise pour servir les clients. Compte tenu de la nature de nos contrats, la hausse de la charge requise pour servir les clients n'a pas eu d'incidence importante sur nos résultats, nos contrats prévoyant des paiements de capacité et le transfert des coûts au titre du combustible.

Le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017, en regard de celui des périodes correspondantes de 2016, en raison de la mise en service de notre centrale de South Hedland en juillet 2017.

1) Comprend la capacité de production de la centrale de Solomon, qui a été comptabilisée à titre de contrat de location-financement.

La dotation aux amortissements pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017 s'est accrue de respectivement 5 millions de dollars et 13 millions de dollars, par rapport à celle des périodes correspondantes de 2016, en raison de la mise en service complète de la centrale de South Hedland en juillet 2017. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Énergie éolienne et énergie solaire

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2017	2016	2017	2016
Disponibilité (%)	94,6	94,1	95,9	95,3
Production assujettie à des contrats (GWh)	334	425	1 598	1 622
Production marchande (GWh)	163	206	730	871
Total de la production (GWh)	497	631	2 328	2 493
Capacité installée brute (MW)	1 363	1 408	1 363	1 408
Produits des activités ordinaires	42	49	188	188
Combustible et achats d'électricité	2	3	10	15
Marge brute aux fins de comparaison	40	46	178	173
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	12	13	36	39
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	2	6	6
Autres résultats d'exploitation, montant net	-	(1)	-	(1)
BAIIA aux fins de comparaison	26	32	136	129
Amortissement	27	29	82	88
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	(1)	3	54	41
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	1	1	1	2
Entretien d'envergure planifié	3	2	8	8
Total des dépenses d'investissement de maintien	4	3	9	10
Recouvrements d'assurance au titre des dépenses d'investissement de maintien	-	(1)	-	(1)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	1	-	1	3
Montant net	5	2	10	12

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2017, la production a diminué de 134 GWh, comparativement à celle de la période correspondante de 2016, en raison surtout d'une baisse des ressources d'énergie éolienne et de la vente de l'installation éolienne de Wintering Hills au premier trimestre de 2017. Depuis le début de l'exercice, la production a diminué de 165 GWh, l'augmentation des ressources d'énergie éolienne au deuxième trimestre n'ayant pas entièrement compensé l'incidence de la baisse des ressources d'énergie éolienne et la vente de l'installation éolienne de Wintering Hills au premier trimestre de 2017.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 30 septembre 2017 a diminué de 6 millions de dollars, en regard de celui de la période correspondante de 2016, en raison surtout d'une baisse des volumes à nos centrales faisant l'objet de contrats. Le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 a augmenté de 7 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2016, grâce à une hausse des ventes de certificats d'énergie renouvelable en 2017 et à une baisse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration après la renégociation des ententes de service à long terme avec les fournisseurs de services, neutralisées en partie par une baisse des volumes.

La dotation aux amortissements pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017 a diminué respectivement de 2 millions de dollars et 6 millions de dollars, par rapport à celle des périodes correspondantes de 2016, du fait surtout de la cession de la participation dans l'installation éolienne marchande de Wintering Hills qui a fermé le 1^{er} mars 2017, de la mise hors service de la centrale de Cowley Ridge en 2016 et de l'amortissement dégressif de nos installations solaires.

Hydroélectricité

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2017	2016	2017	2016
Production assujettie à des contrats (GWh)	482	450	1 544	1 349
Production marchande (GWh)	39	35	78	76
Total de la production (GWh)	521	485	1 622	1 425
Capacité installée brute (MW)	926	926	926	926
Produits des activités ordinaires	31	30	95	96
Combustible et achats d'électricité	2	2	5	6
Marge brute aux fins de comparaison	29	28	90	90
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	10	8	27	25
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	-	1	2	3
BAIIA aux fins de comparaison	19	19	61	62
Amortissement	7	7	24	20
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	12	12	37	42
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes, à l'exclusion de la prolongation de la durée des centrales hydroélectriques				
	3	2	6	4
Prolongation de la durée des centrales hydroélectriques	-	3	-	9
Entretien d'envergure planifié	1	3	3	5
Total	4	8	9	18
Dépenses d'investissement liées à la productivité	1	-	1	-
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	5	8	10	18

La production pour la période de trois mois close le 30 septembre 2017 s'est accrue de 36 GWh, par rapport à celle de la période correspondante de 2016, grâce aux ressources hydrauliques en Alberta et en Ontario qui demeurent solides. La production pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 a augmenté de 197 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2016, ce qui reflète surtout la hausse des ressources hydrauliques tirées de la crue des eaux du printemps en Alberta.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017 est demeuré stable en regard de celui des périodes correspondantes de 2016, la hausse des volumes ayant été contrebalancée par une augmentation des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration attribuable surtout aux dépenses engagées dans des initiatives d'amélioration menées dans le cadre du projet Greenlight. Voir la rubrique «Croissance stratégique et transformation de l'entreprise» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements. L'an dernier, nous avons comptabilisé un ajustement positif de 3 millions de dollars au premier trimestre relativement à un problème de compteurs survenu à l'exercice précédent à l'une de nos centrales.

La dotation aux amortissements pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 a augmenté de 4 millions de dollars, en regard de celle de la période correspondante de 2016, sous l'effet surtout d'une augmentation des actifs.

Les dépenses d'investissement de maintien pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017 ont diminué de respectivement 4 millions de dollars et 9 millions de dollars, comparativement à celles des périodes correspondantes de l'exercice 2016, en raison des projets de prolongation de la durée des centrales à Bighorn et à Brazeau en 2016.

Commercialisation de l'énergie

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2017	2016	2017	2016
Produits des activités ordinaires et marge brute aux fins de comparaison	17	16	36	59
Charge au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	5	6	16	20
BAIIA aux fins de comparaison	12	10	20	39
Dotation aux amortissements	-	1	1	2
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	12	9	19	37

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2017, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 2 millions de dollars par rapport à celui de la même période de 2016, en raison d'un retour à la normale de la marge brute. Depuis le début de l'exercice, les résultats ont été inférieurs comparativement à ceux de la période correspondante de 2016, en raison de résultats décevants au premier trimestre de 2017 découlant des températures plus chaudes enregistrées pendant l'hiver dans la région du nord-est, des fortes précipitations qu'a reçues la région du nord-ouest du Pacifique et de la compression des marges découlant de nos activités clients.

Siège social

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017, les coûts indirects du secteur Siège social ont augmenté de respectivement 5 millions de dollars et 14 millions de dollars par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2016. Les coûts du secteur Siège social pour 2017 comprennent certains coûts liés à la transformation de notre entreprise qui, selon nous, se traduira par d'importantes économies à long terme. Voir la rubrique «Croissance stratégique et transformation de l'entreprise» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements. Les résultats du premier trimestre de 2017 comprennent également le reclassement d'incitatifs de 2016 entre les secteurs d'activités et le secteur Siège social.

Principaux ratios financiers

Les méthodes et les ratios utilisés par les agences de notation pour évaluer nos notes de solvabilité ne sont pas publiés. Nous avons élaboré notre propre définition des ratios et des objectifs pour nous aider à évaluer la solidité de notre situation financière. Ces mesures et ces ratios ne sont pas définis selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à ceux utilisés par d'autres entités ou par des agences de notation. Nous nous attachons à renforcer notre situation financière afin de bénéficier d'une meilleure souplesse à cet égard et visons à atteindre l'ensemble de nos fourchettes cibles d'ici 2018.

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

Aux	30 sept. 2017 ^{1,2}	31 déc. 2016
Fonds provenant des activités d'exploitation	813	763
Ajouter : intérêts sur la dette, déduction faite du produit d'intérêts et des intérêts incorporés au coût de l'actif	217	223
Fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts	1 030	986
Intérêts sur la dette, déduction faite du produit d'intérêts	232	239
Ajouter : 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées	20	21
Intérêts ajustés	252	260
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés (multiple)	4,1	3,8

Notre ratio cible au titre des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés est de quatre à cinq fois. Le ratio s'est quelque peu amélioré, comparativement à celui de la période correspondante de 2016, en raison de fonds provenant des activités d'exploitation plus solides et d'une baisse des intérêts sur la dette découlant de l'exécution de notre plan de désendettement.

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

Aux	30 sept. 2017	31 déc. 2016
Fonds provenant des activités d'exploitation ^{1,2}	813	763
Déduire : 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées ¹	(20)	(21)
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés¹	793	742
Dette à long terme à la fin de la période ³	3 780	4 361
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(87)	(305)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471
Juste valeur positive des instruments de couverture économique sur la dette ⁴	(26)	(163)
Dette nette ajustée	4 138	4 364
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée (%)	19,2	17,0

Notre ratio des fonds provenant des activités d'exploitation sur la dette nette ajustée s'est amélioré pour s'établir à 19,2 %, en raison de la réduction de la dette nette depuis le début de l'exercice et de l'amélioration des fonds provenant des activités d'exploitation. Nous nous attendons à ce que ce ratio tende vers notre fourchette cible de 20 % à 25 % en raison de l'augmentation prévue du BAIIA aux fins de comparaison découlant de nos activités à la centrale de South Hedland, qui est entrée en service en juillet 2017.

1) Douze derniers mois.

2) Notre fourchette cible au titre des fonds provenant des activités d'exploitation en 2017 est de 765 millions de dollars à 820 millions de dollars.

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

4) Comprise dans les actifs et passifs de gestion du risque des états financiers consolidés au 30 septembre 2017 et au 31 décembre 2016. Au cours du premier trimestre de 2017, nous avons cessé d'appliquer la comptabilisation de couverture pour certaines couvertures de dette libellée en dollars américains. Les dérivés de change demeurent en place comme couverture économique. Se reporter à la rubrique «Instruments financiers» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

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

Aux	30 sept. 2017	31 déc. 2016
Dette à long terme à la fin de la période ¹	3 780	4 361
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(87)	(305)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471
Juste valeur positive des instruments de couverture économique sur la dette ²	(26)	(163)
Dette nette ajustée	4 138	4 364
BAIIA aux fins de comparaison³	1 161	1 145
Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison (multiple)	3,6	3,8

Au 30 septembre 2017, le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison s'est amélioré par rapport à celui de la période correspondante de 2016, sous l'effet surtout d'une réduction importante de notre dette nette au cours de l'exercice. 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. Nous nous attendons à ce que ce ratio tende vers notre fourchette cible en raison de l'augmentation prévue du BAIIA aux fins de comparaison découlant de nos activités à la centrale de South Hedland, qui est entrée en service en juillet 2017.

Croissance stratégique et transformation de l'entreprise

Projet du parc éolien de Kent Hills

Au cours du deuxième trimestre de 2017, TransAlta Renewables a conclu un contrat à long terme avec Énergie NB en vue de la vente de toute l'énergie produite par une capacité de production supplémentaire de 17,25 MW qui sera installée dans le cadre du projet du parc éolien de Kent Hills.

Il s'agit d'un projet d'expansion de l'actuel parc éolien de Kent Hills qui occupera environ cinq à dix acres des terres de la Couronne, ce qui augmentera la capacité totale du parc éolien de Kent Hills à environ 167 MW. Dans le cadre du processus réglementaire, nous avons présenté une étude d'impact sur l'environnement à la province du Nouveau-Brunswick à la fin de septembre. Si nous obtenons les approbations environnementales, nous prévoyons commencer les travaux de construction au printemps 2018.

Projet de centrale à réserve pompée sur la rivière Brazeau

Le projet de centrale à réserve pompée sur la rivière Brazeau est une façon novatrice de produire de l'électricité propre. L'installation permettra de stocker de l'eau qui servira à produire de l'électricité au besoin ainsi que de l'électricité excédentaire en cas de baisse de la demande. Lorsque la production d'énergie deviendra excédentaire durant les périodes de faible demande, l'eau sera pompée du réservoir inférieur et stockée dans le réservoir supérieur en vue d'être utilisée ultérieurement. Lorsque la demande augmentera et que la production à partir d'autres sources d'énergie renouvelable ne suffira pas, l'eau s'écoulera par gravité à travers une turbine pour produire de l'électricité propre. Le projet de centrale à réserve pompée sur la rivière Brazeau est une priorité pour nous pour les raisons suivantes : l'infrastructure est déjà en place, ce qui réduit le coût du projet et son empreinte environnementale, il est situé à proximité d'une infrastructure de transport existante et il permet d'accroître le développement des énergies renouvelables en assurant une production équilibrée par intermittence à partir de l'énergie éolienne et solaire.

Nous nous affairons actuellement à trouver une voie qui nous permettra d'accélérer nos investissements dans le projet et de conclure un contrat à long terme. Le projet de centrale à réserve pompée sur la rivière Brazeau devrait offrir une nouvelle capacité variant entre 600 MW et 900 MW, ce qui portera la capacité totale de la centrale à 955-1 255 MW, à l'achèvement des travaux. Nous estimons que l'investissement se situera dans une fourchette de 1,8 milliard de dollars à 2,5 milliards de dollars et prévoyons que les travaux de construction commenceront dès la conclusion d'un contrat à long terme et la

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

2) Comprise dans les actifs et passifs de gestion du risque des états financiers consolidés au 30 septembre 2017 et au 31 décembre 2016. Au cours du premier trimestre de 2017, nous avons cessé d'appliquer la comptabilisation de couverture pour certaines couvertures de dette libellée en dollars américains. Les dérivés de change demeurent en place comme couverture économique. Se reporter à la rubrique « Instruments financiers » du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

3) Douze derniers mois.

réception des approbations réglementaires, soit entre 2020 et 2021, et que les activités débiteront en 2025. Cette année, nous investissons entre 5 millions de dollars et 10 millions de dollars pour faire avancer l'étude environnementale, travailler avec les parties prenantes et procéder à des travaux géotechniques en prévision des phases de conception et de construction.

Autres projets de croissance

De plus, nos plans visant la construction, la propriété et l'exploitation des projets suivants vont bon train :

- Le projet Antelope Coulee - un projet de parc éolien situé dans le sud-ouest de la Saskatchewan, constitué de 52 turbines, d'une capacité totale de 100 à 200 MW, selon la taille approuvée du projet. Si le projet aboutit, la construction pourrait commencer en 2019 et l'exploitation commerciale, au plus tard en avril 2021. S'il se réalise, le parc devrait produire annuellement 700 000 MWh d'électricité, soit suffisamment pour alimenter quelque 70 000 foyers.
- Le projet Garden Plain - un projet de parc éolien situé près de Drumheller, en Alberta, constitué de 36 turbines, d'une capacité totale d'environ 130 MW. Le projet proposé se déroulerait en deux étapes. Nous sommes sur le point de finaliser la conception du projet et nous nous préparons à soumettre une demande auprès de l'AUC pour l'approbation du permis de construction, qui est attendue en mars 2018. Si l'installation est construite, le projet devrait produire annuellement 455 000 MWh d'électricité, et alimenter en électricité quelque 50 000 foyers.
- Le projet Tono Solar - un projet d'énergie solaire faisant appel à des panneaux solaires de catégorie 1 aux capacités éprouvées, situé dans la zone remise en état de notre site minier de Centralia existant, adjacent à notre centrale alimentée au charbon de Centralia. Nous envisageons divers scénarios de capacité allant de 40 à 180 MW, et nous comptons présenter une offre dans le cadre de la demande de propositions de Puget Sound Energy pour la production d'énergie renouvelable en vertu d'un contrat de 25 ans.

Greenlight, projet de transformation de l'entreprise

Notre projet de transformation fait partie de nos grandes priorités. Ce projet, qui rallie tous les employés, vise à apporter d'importantes améliorations à tous les aspects de nos activités. Nous mettons donc sur pied diverses initiatives visant à accroître nos produits, améliorer la production, réduire les coûts d'exploitation et d'entretien, diminuer les coûts indirects et les coûts de financement, et optimiser nos dépenses d'investissement. Nous prévoyons que le projet Greenlight permettra de réaliser des économies durables avant impôts d'un montant variant entre 50 millions de dollars et 70 millions de dollars par année, à compter de 2018. Nous sommes en voie d'atteindre les objectifs d'économies annuels que nous nous étions fixés. Pour 2017, les coûts internes engagés dans le cadre de ces initiatives devraient se situer entre 25 millions de dollars et 35 millions de dollars. Nous prévoyons également en 2017 des dépenses d'investissement liées à la productivité de 20 millions de dollars à 25 millions de dollars.

Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture

Résiliation de CAÉ par le Balancing Pool

Le 18 septembre 2017, nous avons reçu un avis officiel du Balancing Pool concernant la résiliation des CAÉ de Sundance en date du 31 mars 2018. La résiliation des CAÉ par le Balancing Pool n'était pas une surprise et devrait avoir une incidence positive sur notre entreprise.

Parmi les répercussions attendues de la résiliation, mentionnons :

- environ 215 millions de dollars en rémunération pour la valeur comptable nette des actifs en regard de l'estimation d'environ 157 millions de dollars du Balancing Pool. Si l'estimation du Balancing Pool est différente, c'est parce qu'elle exclut certains actifs miniers qui, selon la Société, devraient être inclus dans le calcul de la valeur comptable nette. Le produit de la résiliation servira à rembourser la dette échéant en 2018;
- la souplesse opérationnelle accrue, y compris en ce qui concerne la répartition de la production provenant des unités touchées, les calendriers d'entretien et de révisions, et le calendrier des conversions du charbon au gaz.

Après la résiliation des CAÉ de Sundance, nous aurons environ 2 000 MW de capacité en vertu des CAÉ de l'Alberta, ce qui représente environ 12 % de la capacité de production en Alberta. La Société estime que les flux de trésorerie produits par son portefeuille d'actifs de production à partir du charbon, du gaz et d'énergies renouvelables en Alberta seront maintenus suivant la résiliation des CAÉ de Sundance. Comme le CAÉ de l'unité A de la centrale de Sundance arrive à échéance à la fin de 2017, il n'a pas été pris en compte dans les considérations relatives aux CAÉ du Balancing Pool.

Financement par TransAlta Renewables d'un projet de 260 millions de dollars visant des actifs éoliens au Nouveau-Brunswick et remboursement anticipé de débetures en circulation de CHD

Le 27 septembre 2017, TransAlta Renewables a annoncé que sa filiale en propriété majoritaire indirecte, Kent Hills Wind LP («KHWLP»), avait conclu le financement d'un placement obligataire d'environ 260 millions de dollars, par voie de placement privé, garanti notamment par une charge de premier rang sur tous les actifs de KHWLP. Le placement a été conclu le 2 octobre 2017. Les obligations sont amortissables et portent intérêt à un taux de 4,454 %, payables trimestriellement et venant à échéance le 30 novembre 2033. Le produit net servira à financer les coûts de construction prévus dans le cadre des travaux d'agrandissement du parc éolien Kent Hills de 17,25 MW (après la réussite de certains essais d'achèvement et le respect d'autres conditions établies) et servira aussi à consentir des avances à Canadian Hydro Developers Inc. («CHD») et à Natural Forces Technologies Inc., partenaire de KHWLP, qui détient environ 17 % de KHWLP.

Parallèlement, CHD, notre filiale, a envoyé un avis indiquant qu'elle rembourserait avant leur échéance toutes ses débetures non garanties à un taux d'intérêt moyen pondéré de 6,3 %. Les débetures devaient venir à échéance en juin 2018. Le 12 octobre 2017, elle a remboursé les débetures non garanties d'un montant total de 201 millions de dollars, composé d'un montant en capital de 191 millions de dollars, d'une prime de remboursement anticipé de 6 millions de dollars et des intérêts courus de 4 millions de dollars. La prime de remboursement anticipé de 6 millions de dollars a été comptabilisée dans la charge d'intérêts nette pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017.

Mise en service de la centrale de South Hedland et conversion des actions de catégorie B

Au cours du trimestre, les dernières étapes de la construction de notre centrale de South Hedland, y compris les tests de fiabilité, ont été achevées, et les activités commerciales ont commencé le 28 juillet 2017. Le 1^{er} août 2017, nous avons converti nos 26,1 millions d'actions de catégorie B dans TransAlta Renewables en 26,4 millions d'actions ordinaires de TransAlta Renewables. Le pourcentage de notre participation en capitaux propres attribuable aux actions ordinaires dans TransAlta Renewables a alors augmenté, passant de 59,8 % à 64 %. Les actions de catégorie B ont été converties à un ratio supérieur à 1:1 étant donné que les coûts de construction et de mise en service du projet étaient inférieurs au montant convenu avec TransAlta Renewables. TransAlta Renewables a également annoncé une hausse de son taux de dividende mensuel d'environ 7 %.

Le 1^{er} août 2017, FMG a publié un communiqué de presse indiquant qu'elle nous avait dit que, selon elle, la centrale électrique de South Hedland ne répondait pas encore aux critères de rendement requis en vertu du CAÉ de South Hedland conclu entre FMG et TransAlta. Selon nous, tous les critères établissant que les activités commerciales ont été réalisées aux termes du CAÉ conclu avec FMG ont été pleinement remplis. Horizon Power n'a pas contesté l'exploitation commerciale.

Résiliation du contrat d'achat d'électricité de Solomon

Le 1^{er} août 2017, nous avons reçu un avis selon lequel FMG compte racheter la centrale électrique de Solomon pour un montant d'environ 335 millions de dollars américains. On prévoit que FMG conclura l'acquisition de la centrale de Solomon en novembre 2017. Notre filiale TransAlta Renewables utilisera une partie du produit tiré de cette transaction pour rembourser la facilité de crédit utilisée pour financer les travaux résiduels de développement de la centrale de South Hedland et pour les besoins généraux de la Société.

Règlement du litige concernant les centrales d'Ottawa et de Windsor

Au premier semestre de l'exercice, nous avons réglé le litige visant la clause d'indexation du contrat avec la SFIEO relativement aux centrales d'Ottawa et de Windsor pour un produit total de 34 millions de dollars.

Résultats de la conversion des actions privilégiées des séries E et C et rajustement du taux de dividende

Le 17 septembre 2017, nous avons annoncé que les avis de choix minimum reçus ne répondaient pas aux exigences requises pour tenir compte de la conversion des actions privilégiées de série E en actions privilégiées de série F. Par conséquent, aucune des actions privilégiées de série E n'a été convertie en action privilégiée de série F le 30 septembre 2017, et leur taux de dividende demeurera fixe pour la période de cinq ans suivante.

Le 16 juin 2017, la Société a annoncé que les avis de choix minimum reçus ne répondaient pas aux exigences requises pour tenir compte de la conversion des actions privilégiées de série C en actions privilégiées de série D. Par conséquent, aucune des actions privilégiées de série C n'a été convertie en action privilégiée de série D le 30 juin 2017, et leur taux de dividende demeurera fixe pour la période de cinq ans suivante.

Facilité de crédit de TransAlta Renewables

Le 24 juillet 2017, TransAlta Renewables a conclu une entente de crédit consortiale lui donnant accès à une facilité de crédit consentie totalisant 500 millions de dollars. L'entente est entièrement confirmée pour quatre ans et vient à échéance en 2021. La facilité est assujettie à diverses clauses restrictives et restrictions courantes qui visent à maintenir l'accès aux engagements de financement. Dans le cadre de cette nouvelle entente de crédit, la facilité de crédit de 350 millions de dollars fournie par TransAlta à TransAlta Renewables a été annulée. En même temps, nous avons prolongé notre facilité de crédit consortiale jusqu'en 2021 et avons réduit la taille de la facilité de crédit de 500 millions de dollars pour la ramener à 1 milliard de dollars au total. Les facilités de crédit consortiales consolidées demeurent à 1,5 milliard de dollars.

Nomination d'une administratrice

Le 13 juillet 2017, le conseil d'administration (le «conseil») a nommé l'honorable Rona Ambrose au poste d'administratrice. M^{me} Ambrose a déjà été chef de l'opposition officielle du Canada à la Chambre des communes et chef du Parti conservateur du Canada. Elle a également exercé les fonctions de ministre dans neuf ministères du gouvernement canadien. Elle a, entre autres, occupé les postes de vice-présidente du Conseil du Trésor et de présidente du comité du Cabinet sur la sécurité publique, la justice et les questions autochtones.

Transition vers la production d'énergie non polluante en Alberta et imputation pour dépréciation d'actifs

Le 19 avril 2017, nous annonçons notre intention d'accélérer la transition vers la production à partir du gaz et des sources d'énergie renouvelable. Pour y parvenir, les mesures suivantes seront prises :

- La mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Sundance à compter du 1^{er} janvier 2018.
- L'arrêt des activités de l'unité 2 de la centrale de Sundance à compter du 1^{er} janvier 2018 pour une période de deux ans.
- La conversion des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance et des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills alimentées au charbon en centrales au gaz entre 2021 et 2023, prolongeant du coup la durée d'utilité de ces unités jusqu'au milieu des années 2030.

La mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Sundance et l'arrêt des activités de l'unité 2 de la centrale de Sundance témoignent de la viabilité économique limitée des unités à l'expiration de leur CAÉ en raison de l'actuel marché de l'énergie en Alberta qui est caractérisé par une offre excédentaire et un contexte de bas prix et ne devraient pas avoir d'incidence importante sur nos flux de trésorerie prévus pour 2018 et 2019.

Les avantages liés à la conversion des unités alimentées au charbon en unités alimentées au gaz comprennent :

- la réduction importante de l'intensité et des émissions de carbone ainsi que des coûts liés au carbone;
- la diminution importante des coûts d'exploitation et des dépenses d'investissement de maintien;
- l'amélioration de la souplesse d'exploitation;
- la prolongation de 5 ans à 10 ans de la durée de vie économique de chaque unité convertie.

Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance

La réglementation fédérale stipule que toutes les centrales alimentées au charbon construites avant 1975 doivent cesser leurs activités liées au charbon d'ici la fin de 2019, ce qui comprend les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. Étant donné que l'unité 1 de la centrale de Sundance sera fermée deux ans plus tôt, la ministre fédérale de l'Environnement a consenti de prolonger la durée d'utilité de l'unité 2 de la centrale de Sundance de 2019 à 2021. Nous jouirons ainsi de la souplesse nécessaire pour satisfaire aux exigences réglementaires liées à l'environnement visant la conversion du charbon au gaz et au nouveau marché de capacité en Alberta.

Les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance offrent une capacité combinée de 560 MW sur la capacité totale de 2 141 MW de l'ensemble des centrales de Sundance qui fournissent la charge de base au réseau électrique de l'Alberta. Le CAÉ lié aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance conclu avec le Balancing Pool vient à échéance le 31 décembre 2017.

Au deuxième trimestre de 2017, nous avons comptabilisé une perte de valeur d'un montant de 20 millions de dollars sur l'unité 1 de la centrale de Sundance en raison de notre décision de devancer la mise hors service de cette unité. Nous avions d'abord prévu que cette unité serait toujours en activité en 2018 et 2019. Le test de dépréciation était fondé sur la valeur d'utilité et comprenait les flux de trésorerie futurs estimatifs devant être générés par l'unité jusqu'à sa mise hors service le 1^{er} janvier 2018. L'actualisation n'a pas eu d'incidence importante.

Aucun test de dépréciation séparé autonome n'a été requis pour l'unité 2 de la centrale de Sundance, puisque son arrêt nous permet de prolonger l'exploitation de celle-ci dans le cadre de notre unité génératrice de trésorerie marchande de l'Alberta, soit jusqu'en 2021.

Conversion du charbon au gaz

En décembre 2016, Environnement et Changement climatique Canada a donné avis de son intention de modifier les règlements visant l'élimination progressive des centrales alimentées au charbon d'ici 2030 tout en permettant la conversion des centrales au charbon en centrales au gaz pendant une période d'au plus 15 ans ou jusqu'en 2045, selon la première de ces éventualités. Ces règlements, qui faciliteront notre projet de conversions du charbon au gaz, sont appelés à évoluer. Nous collaborons avec le gouvernement du Canada à l'établissement du cadre réglementaire requis.

Nous planifions la conversion au gaz des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance et des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills entre 2021 et 2023, prolongeant ainsi la durée d'utilité de ces unités jusqu'au milieu des années 2030. À notre avis, la capacité des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance et des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills ne changera pas par suite de la conversion, ce qui se traduira par une réduction d'environ 40 % des émissions de carbone provenant de ces unités tout en maintenant une capacité d'environ 2 400 MW pour le réseau électrique de l'Alberta.

Nous nous sommes engagés à investir environ 300 millions de dollars pour réaliser l'ensemble de notre programme de conversion du charbon au gaz, principalement entre 2021 et 2023. Nous prévoyons financer la conversion des centrales au moyen des flux de trésorerie alors disponibles. Ces unités devraient fournir une capacité à faible coût et être concurrentielles dans le cadre des futures enchères de capacité; la première enchère devrait se tenir en 2019 pour 2021 et des règlements fédéraux et provinciaux visant à favoriser la conversion de ces unités du charbon au gaz devraient être adoptés. Nous continuons de collaborer avec le gouvernement dans l'élaboration du cadre réglementaire nécessaire. Cette année, nous investirons entre 3 millions de dollars et 5 millions dans l'exécution de travaux d'ingénierie préliminaires en vue de la conversion.

Entente d'élimination du charbon en Alberta

Le 24 novembre 2016, nous avons annoncé la conclusion d'une entente d'élimination du charbon avec le gouvernement de l'Alberta sur les paiements de transition découlant de l'élimination, au plus tard le 31 décembre 2030, des émissions des centrales alimentées au charbon, notamment l'unité 3 de la centrale de Keephills, l'unité 3 de la centrale de Genesee et la centrale de Sheerness.

Aux termes de l'entente d'élimination du charbon en Alberta, nous recevons des paiements de transition annuels au comptant d'environ 39,7 millions de dollars (37,2 millions de dollars, montant net) au plus tard le 31 juillet, à compter du 1^{er} janvier 2017 jusqu'à la fin de 2030. Nous comptabilisons uniformément les paiements aux termes de l'entente d'élimination du charbon tout au long de l'exercice. Par conséquent, au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017, respectivement environ 10 millions de dollars et 30 millions de dollars ont été comptabilisés dans les autres résultats d'exploitation, montant net, dans les comptes de résultat consolidés résumés. La réception des paiements est sous réserve du respect de certaines modalités et conditions. La principale condition de l'entente d'élimination du charbon est l'élimination de toutes les émissions des centrales alimentées au charbon au plus tard le 31 décembre 2030. Toutefois, les centrales touchées peuvent en tout temps continuer à produire de l'électricité en utilisant tout autre mode de production que la combustion du charbon. Nous avons reçu notre premier paiement, aux termes de l'entente d'élimination du charbon, au troisième trimestre de 2017.

Contrat de production autonome visant la centrale de cogénération de Mississauga

Le 22 décembre 2016, nous avons annoncé la signature d'un contrat d'acheminement de production autonome amélioré avec la SIERE pour la centrale de cogénération de Mississauga. Le contrat de production autonome est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et, dans le cadre de sa conclusion, nous avons convenu de résilier en date du 31 décembre 2016 le contrat existant de la centrale de cogénération de Mississauga conclu avec la SFIEO, qui autrement aurait pris fin en décembre 2018. Le contrat de production autonome procure des paiements mensuels stables jusqu'au 31 décembre 2018 qui s'élèveront à environ 209 millions de dollars.

Se reporter au rapport de gestion annuel de 2016 pour de plus amples renseignements à l'égard du contrat de production autonome de Mississauga.

Vente de Wintering Hills

Le 1^{er} mars 2017, nous avons conclu la vente déjà annoncée de notre participation de 51 % dans l'installation éolienne marchande de Wintering Hills, pour un montant d'environ 61 millions de dollars. Le produit tiré de la vente a servi aux fins générales de la Société, notamment à réduire notre dette et à financer la croissance future des énergies renouvelables.

Changements apportés aux notes de crédit

Nous maintenons des notes de crédit de première qualité auprès de trois agences de notation. Plus tôt cette année, Fitch Ratings a renouvelé la note de crédit de nos titres de créance non garantis et notre note à titre d'émetteur de BBB- et a changé la perspective pour la faire passer de négative à stable, DBRS Limited a modifié la note de crédit de nos titres de créance non garantis et de nos billets à moyen terme, la faisant passer de BBB à BBB (faible), celle de nos actions privilégiées, de Pfd-3 à Pfd-3 (faible), et notre note à titre d'émetteur, de BBB à BBB (faible) (faisant passer la perspective de négative à stable), et Standard and Poor's a renouvelé la note de crédit de nos titres de créance non garantis et notre note à titre d'émetteur de BBB-, mais a changé la perspective pour la faire passer de stable à négative.

Nouveautés en matière de réglementation

Se reporter à la rubrique «Réglementation régionale et conformité» de notre rapport de gestion annuel de 2016 pour obtenir des détails qui complètent les événements récents analysés ci-après.

Alberta

En mars 2016, l'Alberta a entamé son processus d'approvisionnement en énergie renouvelable conçu pour permettre à l'Alberta Electric System Operator («AESO») de fournir un premier lot de projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables devant être mis en service d'ici 2019. Le 14 septembre 2016, le gouvernement de l'Alberta a confirmé à nouveau son engagement d'atteindre une production de 30 % à partir d'énergies renouvelables au titre de l'électricité en Alberta d'ici 2030.

En janvier 2017, l'AESO a amorcé des séances de consultation et entamé le processus de mise en place d'un marché de capacité pour la province d'Alberta. En mai 2017, l'AESO a publié un document intitulé *Straw Alberta Market – Proposal for discussion*.

L'AESO a maintenant formé cinq équipes de travail qui auront pour mandat d'élaborer et de fournir des recommandations sur la conception du marché de capacité de l'Alberta. Les équipes sont constituées de parties prenantes du secteur travaillant dans un esprit de collaboration au sein de cinq groupes de conception pour le marché. Elles ont pour tâche de formuler des conclusions et des recommandations en les regroupant dans des documents qui seront publiés en vue de recueillir les commentaires des parties prenantes. Les équipes analyseront les commentaires reçus à l'issue du processus et s'en serviront pour peaufiner leurs recommandations. Le premier document a été publié le 30 août 2017, et les commentaires ont été affichés le 20 septembre 2017. Les équipes se sont réunies à nouveau le 12 septembre 2017 dans le but de publier un autre document en décembre 2017 et mars 2018. Un document final sera soumis en juin 2018. L'AESO commencera à formaliser la conception du marché de capacité qu'elle mettra en œuvre dans la seconde moitié de 2018, et le premier processus d'approvisionnement devrait débuter dans la seconde moitié de 2019 pour entrer en vigueur en 2021, en même temps que la signature des premiers contrats de capacité.

Ontario

Le 25 février 2016, l'Ontario a publié des projets de règlement pour son système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES qui ont été menés à terme le 19 mai 2016. Les règlements sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et s'appliquent à tous les combustibles fossiles utilisés pour la production d'électricité. La majorité de nos centrales alimentées au gaz en Ontario ne sera pas touchée de façon significative en vertu de dispositions au chapitre des modifications de lois comprises dans les CAÉ en vigueur.

Structure du capital et situation de trésorerie

Notre structure du capital comprend les composantes qui suivent :

	30 sept. 2017		31 déc. 2016	
	\$	%	\$	%
TransAlta Corporation				
Dette avec recours - débetures en dollars canadiens	1 046	13	1 045	12
Dette avec recours - billets de premier rang en dollars américains	1 482	18	2 151	25
Financement de la masse fiscale aux États-Unis	32	-	39	-
Divers	14	-	15	-
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(75)	(1)	(290)	(3)
Déduire : juste valeur positive des instruments de couverture économique sur la dette ¹	(26)	-	(163)	(2)
Dette avec recours	2 473	30	2 797	32
Dette sans recours	217	3	245	3
Obligations au titre des contrats de location-financement	65	1	73	1
Total de la dette nette - TransAlta Corporation	2 755	34	3 115	36
TransAlta Renewables				
Facilité de crédit	147	2	-	-
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(12)	-	(15)	-
Dette avec recours	135	2	(15)	-
Dette sans recours	777	10	793	9
Total de la dette nette - TransAlta Renewables	912	12	778	9
Total de la dette nette consolidée	3 667	46	3 893	45
Participations ne donnant pas le contrôle	1 083	13	1 152	14
Capitaux propres attribuables aux actionnaires				
Actions ordinaires	3 094	38	3 094	36
Actions privilégiées	942	12	942	11
Surplus d'apport, déficit et cumul des autres éléments du résultat global	(643)	(9)	(525)	(6)
Total du capital	8 143	100	8 556	100

1) Au cours du premier trimestre de 2017, nous avons cessé d'appliquer la comptabilité de couverture à l'égard de certaines couvertures de dette libellée en dollars américains. Les dérivés de change demeurent en place comme couverture économique. Se reporter à la rubrique « Instruments financiers » du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Nous avons continué de solidifier notre situation financière au cours de 2017 et nous avons réduit de 226 millions de dollars le total de notre dette nette. Au deuxième trimestre, nous avons effectué un paiement prévu de 400 millions de dollars américains à l'égard d'un billet de premier rang en dollars américains. Ce paiement était couvert par un swap de devises conclu lors de l'émission de la créance qui a réduit effectivement d'environ 107 millions de dollars nos paiements libellés en dollars canadiens. Le 2 octobre 2017, nous avons conclu le financement d'un placement obligataire de 260 millions de dollars garanti par notre parc éolien de Kent Hills, et le 12 octobre 2017, nous avons utilisé 197 millions de dollars du produit pour racheter par anticipation toutes les débetures sans recours en circulation de CHD. Ces mesures cadrent avec notre stratégie d'émettre des titres d'emprunt amortissables axés sur des projets afin de gérer de manière proactive les échéances de titres à venir.

Le 18 janvier 2017, nous avons renouvelé notre prospectus préalable de base qui permet l'émission, de temps à autre, d'actions ordinaires, d'actions privilégiées de premier rang, de bons de souscription et de titres de créance d'un capital global d'au plus 2,0 milliards de dollars (ou son équivalent en d'autres devises). Nous avons aussi un prospectus préalable de base simplifié déposé au Canada qui permet l'émission, de temps à autre, d'actions ordinaires, d'actions privilégiées de premier rang, de bons de souscription et de titres de créance. Les modalités particulières de tout placement de titres seront établies à la date d'émission.

L'affaiblissement du dollar américain a réduit de 133 millions de dollars nos soldes de dette à long terme depuis le 31 décembre 2016. La quasi-totalité de notre dette libellée en dollars américains est visée par des couvertures¹ sous forme de contrats financiers ou d'investissements nets dans nos établissements aux États-Unis. Au cours de la période, les variations de notre dette libellée en dollars américains ont été contrebalancées comme suit :

Aux	30 sept. 2017	31 déc. 2016
Incidence du change sur la valeur comptable des activités aux É.-U. (couverture de l'investissement net) et créances au titre de contrats de location-financement	(81)	(35)
Couvertures économiques de flux de trésorerie en monnaies étrangères sur la dette ¹	(46)	(29)
Couvertures économiques et autres	(6)	(3)
Total	(133)	(67)

Au cours de la période jusqu'au 31 décembre 2020, des titres d'emprunt avec recours et sans recours totalisant environ 1,9 milliard de dollars viendront à échéance. Nous visons à mobiliser des capitaux d'emprunt garantis par nos flux de trésorerie contractuels au cours des 12 prochains mois pour refinancer une partie de ces titres arrivant prochainement à échéance. Le calendrier de ces financements sera ajusté en fonction du redéploiement du capital. Grâce au produit de 335 millions de dollars américains qui devrait être tiré du rachat de la centrale électrique de Solomon par FMG et au produit de 215 millions de dollars provenant de la résiliation du CAÉ de Sundance, nous aurons une plus grande souplesse financière pour exécuter notre plan. Pour plus de renseignements, voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion. Nous prévoyons également poursuivre notre stratégie de désendettement, alors qu'une grande partie de nos flux de trésorerie disponibles au cours des quatre prochains exercices sera affectée au remboursement de la dette.

Nos facilités de crédit sont pour nous une source de liquidités considérable. Le 24 juillet 2017, TransAlta Renewables a conclu une entente de facilité de crédit consortiale de 500 millions de dollars. En même temps, nous avons convenu de réduire notre facilité du même montant de sorte que les facilités de crédit consortiales consolidées ont été maintenues à 1,5 milliard de dollars. Par conséquent, au 30 septembre 2017, nos facilités de crédit consenties totalisaient toujours 2,0 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars au 31 décembre 2016). Nous respectons les modalités des facilités de crédit. Au total, un montant de 1,3 milliard de dollars (1,4 milliard de dollars au 31 décembre 2016) était disponible. Au 30 septembre 2017, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 0,7 milliard de dollars (0,6 milliard de dollars au 31 décembre 2016), ce qui correspondait à des emprunts réels de 0,1 milliard de dollars (néant au 31 décembre 2016) et à des lettres de crédit de 0,6 milliard de dollars (0,6 milliard de dollars au 31 décembre 2016). Ces facilités comprennent une facilité bancaire consortiale consentie de 1 milliard de dollars, qui vient à

1) Au cours du premier trimestre de 2017, nous avons cessé d'appliquer la comptabilité de couverture pour certaines couvertures de dette libellée en dollars américains. Les dérivés de change demeurent en place comme couverture économique. Se reporter à la rubrique «Instruments financiers» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

échéance en 2021, une facilité bancaire consortiale consentie de 500 millions de dollars venant à échéance en 2021 à TransAlta Renewables, une facilité de crédit bilatérale de 200 millions de dollars américains venant à échéance en 2020 et trois facilités de crédit bilatérales totalisant 240 millions de dollars venant à échéance en 2019.

Les obligations des parcs éoliens de Melancthon et Wolfe, de la centrale de Pingston, de TAPC Holdings LP, du parc éolien de New Richmond et de Mass Solar sont assujetties aux conditions financières habituelles et aux clauses restrictives qui pourraient limiter la capacité de la Société d'accéder aux fonds générés par les activités des centrales. Si certains tests de distribution (effectués généralement une fois par trimestre) sont réussis, les fonds peuvent être distribués par les filiales à leur société mère respective. Ces conditions comprennent l'atteinte d'un ratio de couverture du service de la dette avant la distribution, lequel a été atteint par ces entités au troisième trimestre. Toutefois, les fonds de ces entités, qui se sont accumulés depuis le test du troisième trimestre, ne seront pas distribués jusqu'à ce que le prochain ratio de couverture du service de la dette soit calculé au quatrième trimestre de 2017. Au 30 septembre 2017, un montant de 26 millions de dollars (24 millions de dollars au 31 décembre 2016) en trésorerie était assujetti à ces restrictions financières.

En outre, certaines obligations sans droit de recours requièrent l'établissement et le financement de certains comptes de réserve au moyen de trésorerie en dépôt et de lettres de crédit. La Société a choisi d'utiliser les lettres de crédit au 30 septembre 2017. Toutefois, à cette date, un montant en trésorerie de 1 million de dollars avait été déposé à l'égard de certains comptes de réserve qui ne permettent pas l'utilisation de lettres de crédit, lequel montant ne pouvait servir à d'autres fins.

Capital social

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

Aux	31 oct. 2017	30 sept. 2017	31 déc. 2016
Nombre d'actions (en millions)			
Actions ordinaires émises et en circulation, à la fin de la période	287,9	287,9	287,9
Actions privilégiées			
Série A	10,2	10,2	10,2
Série B	1,8	1,8	1,8
Série C	11,0	11,0	11,0
Série E	9,0	9,0	9,0
Série G	6,6	6,6	6,6
Actions privilégiées émises et en circulation, à la fin de la période	38,6	38,6	38,6

Participations ne donnant pas le contrôle

Au 30 septembre 2017, notre participation avec droit de vote dans TransAlta Renewables était de 64,0 % (64,0 % au 31 décembre 2016). La centrale de South Hedland a commencé ses activités commerciales le 28 juillet 2017. Le 1^{er} août 2017, la Société a converti ses 26,1 millions d'actions de catégorie B détenues dans TransAlta Renewables en 26,4 millions d'actions ordinaires de TransAlta Renewables. C'est ainsi que le pourcentage de participation en capitaux propres attribuables aux actions ordinaires dans TransAlta Renewables a augmenté, passant de 59,8 % à 64 %. Les flux de trésorerie stables et prévisibles générés par les actifs de TransAlta Renewables ont donné lieu à des évaluations favorables de la part des investisseurs, permettant ainsi à TransAlta de mobiliser des capitaux. Nous demeurons déterminés à maintenir notre participation d'actionnaire majoritaire et d'agir comme promoteur pour TransAlta Renewables dans le but de maintenir notre participation entre 60 % et 80 %.

Nous détenons également 50,01 % de TA Cogen, qui détient et exploite quatre centrales alimentées au gaz naturel, ou qui possède une participation dans ces centrales, de même qu'une participation de 50 % dans une centrale alimentée au charbon.

Rendements aux fournisseurs de capitaux

Charge d'intérêts nette

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2017	2016	2017	2016
Intérêt sur la dette	53	59	165	170
Produit d'intérêts	(1)	-	(3)	(1)
Intérêts incorporés au coût de l'actif	(2)	(4)	(10)	(11)
Perte au titre du remboursement des obligations	6	-	6	1
Intérêts sur les obligations au titre des contrats de location-financement	1	1	3	3
Autres ¹	6	(4)	13	5
Désactualisation des provisions	6	4	16	15
Charge d'intérêts nette	69	56	190	182

La charge d'intérêts nette a augmenté au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017 par rapport à celle de 2016, en raison surtout de la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif et de la prime de rachat comptabilisée pour le rachat anticipé des débentures de CHD, qui, ensemble, ont plus que contrebalancé la baisse des intérêts sur la dette et la hausse du produit d'intérêts. Au cours de 2016, les intérêts courus ont été inclus à l'égard de l'arbitrage visant l'interruption de l'unité 1 de la centrale de Keephills.

Dividendes aux actionnaires

Le 19 décembre 2016, nous avons déclaré un dividende trimestriel par action sur les actions ordinaires et les actions privilégiées à verser aux actionnaires pour la période du premier trimestre de 2017. Des dividendes sur actions ordinaires et sur actions privilégiées de respectivement 12 millions de dollars et 10 millions de dollars ont été versés au cours du premier trimestre de 2017.

Le tableau suivant présente les dividendes déclarés sur actions ordinaires et sur actions privilégiées en 2017 :

Date de déclaration	Dividendes sur actions ordinaires	Dividendes sur actions privilégiées				
		A	B	C	E	G
19 avril 2017	0,04	0,16931	0,15645	0,2875	0,3125	0,33125
18 juillet 2017	0,04	0,16931	0,16125	0,25169	0,3125	0,33125
30 octobre 2017	0,04	0,16931	0,17467	0,25169	0,32463	0,33125

Participations ne donnant pas le contrôle

Le résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle présenté pour la période de trois mois close le 30 septembre 2017 a diminué de 37 millions de dollars comparativement à celui de la période correspondante de 2016, en raison surtout de la baisse du résultat net de TransAlta Renewables. Depuis le début de l'exercice, le résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle présenté a augmenté de 6 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2016. Dans les deux périodes, le résultat net a subi l'incidence négative de la dépréciation du placement dans les activités en Australie comptabilisée par suite de la résiliation du CAÉ de Solomon par FMG et de la hausse de la charge d'intérêts nette attribuable à l'encours de la dette plus élevé. Au troisième trimestre de 2017, le résultat net de TransAlta Renewables a également subi l'incidence négative de pertes de change plus élevées, en raison surtout de l'affaiblissement du dollar américain et du dollar australien par rapport au dollar canadien.

1) L'exercice de 2016 comprend les intérêts courus découlant de l'arbitrage de l'interruption à l'unité 1 de la centrale de Keephills.

Autre analyse consolidée

Situation financière

Le tableau qui suit présente les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés résumés du 31 décembre 2016 au 30 septembre 2017 :

Actif	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(218)	Remboursement de la dette à long terme (480 millions de dollars), déduction faite des profits sur les swaps de devises, en partie contrebalancé par le produit de la vente de notre installation éolienne marchande de Wintering Hills (61 millions de dollars) et les flux de trésorerie disponibles
Créances clients et autres débiteurs	411	Calendrier des encaissements des montants dus par les clients et caractère saisonnier des produits, et reclassement des créances au titre des contrats de location-financement non courants de Solomon à titre de créances courantes (412 millions de dollars)
Stocks	20	Transfert de stocks à partir des immobilisations corporelles (15 millions de dollars)
Actifs détenus en vue de la vente	(61)	Conclusion de la vente de l'installation éolienne marchande de Wintering Hills
Créances au titre de contrats de location-financement (non courantes)	(489)	Reclassement du contrat de location-financement de Solomon à titre de contrat courant (412 millions de dollars), variations défavorables des taux de change (35 millions de dollars) et calendrier des encaissements (44 millions de dollars)
Immobilisations corporelles, montant net	(170)	Amortissement pour la période (465 millions de dollars) et variations défavorables des taux de change (56 millions de dollars) et imputations pour dépréciation (20 millions de dollars), en partie contrebalancés par des acquisitions (266 millions de dollars) et une révision des frais de démantèlement et de remise en état (126 millions de dollars)
Immobilisations incorporelles	12	Acquisitions (22 millions de dollars), en partie contrebalancées par l'amortissement (8 millions de dollars)
Actifs de gestion du risque (courants et non courants)	(142)	Règlements de contrats et variations défavorables des taux de change, en partie contrebalancés par des fluctuations du prix du marché
Divers	2	
Total de la diminution des actifs	(635)	

Passif et capitaux propres	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Dettes fournisseurs et charges à payer	98	Calendriers des paiements et des charges à payer
Dividendes à verser	(27)	Calendrier des dividendes déclarés sur les actions ordinaires
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement (y compris la tranche courante)	(581)	Remboursement (588 millions de dollars) et incidence favorable des variations des taux de change (133 millions de dollars), contrebalancés en partie par une augmentation de la facilité de crédit (147 millions de dollars)
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions (courantes et non courantes)	124	Incidence de la baisse du taux d'actualisation en raison du raccourcissement de la durée d'utilité de certains actifs de charbon en Alberta
Passifs d'impôt différé	(45)	Diminution des différences temporaires imposables
Passifs de gestion du risque (courants et non courants)	(16)	Variations favorables du prix du marché, en partie contrebalancées par des taux de change défavorables
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	(118)	Nouvelle répartition des titres de capitaux propres dans TransAlta Renewables (50 millions de dollars), dividendes sur actions ordinaires (24 millions de dollars), dividendes sur actions privilégiées (20 millions de dollars) et perte nette (25 millions de dollars)
Participations ne donnant pas le contrôle	(69)	Distributions versées et à verser (130 millions de dollars) et participations intersociétés disponibles à la vente (12 millions de dollars), en partie contrebalancées par la nouvelle répartition des titres de capitaux propres dans TransAlta Renewables (50 millions de dollars) et le résultat net (23 millions de dollars)
Divers	(1)	
Total de la diminution des passifs et des capitaux propres	(635)	

Flux de trésorerie

Le tableau suivant présente les variations importantes dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017 comparativement aux périodes correspondantes de 2016 :

Trois mois clos les 30 septembre	2017	2016	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	50	93	(43)	
Flux de trésorerie liés aux :				
Activités d'exploitation	201	228	(27)	Variation défavorable du fonds de roulement hors trésorerie (59 millions de dollars), en partie contrebalancée par l'augmentation du résultat en trésorerie (32 millions de dollars)
Activités d'investissement	(145)	(99)	(46)	Variation défavorable du fonds de roulement (20 millions de dollars) et augmentation des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles (44 millions de dollars), en partie contrebalancées par une baisse du profit réalisé sur les instruments financiers (22 millions de dollars)
Activités de financement	(18)	(65)	47	Augmentation nette des emprunts sur les facilités de crédit
Conversion de la trésorerie en monnaies étrangères	(1)	-	(1)	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	87	157	(70)	

Neuf mois clos les 30 septembre	2017	2016	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	305	54	251	
Flux de trésorerie liés aux :				
Activités d'exploitation	545	622	(77)	Variation défavorable du fonds de roulement hors trésorerie (127 millions de dollars), en partie contrebalancée par l'augmentation du résultat en trésorerie (50 millions de dollars)
Activités d'investissement	(214)	(242)	28	Augmentation des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles (41 millions de dollars), en partie contrebalancée par le produit tiré de la vente de l'installation éolienne marchande de Wintering Hills au premier trimestre de 2017 (61 millions de dollars) et les variations favorables du fonds de roulement hors trésorerie (10 millions de dollars)
Activités de financement	(548)	(275)	(273)	Augmentation des remboursements sur la dette à long terme (522 millions de dollars) et baisse du produit tiré de la vente des participations ne donnant pas le contrôle dans une filiale (162 millions de dollars), en partie contrebalancées par l'augmentation des emprunts sur les facilités de crédit et la diminution des émissions de dette à long terme (303 millions de dollars), la baisse des dividendes sur actions ordinaires (22 millions de dollars) et l'augmentation des profits réalisés sur les instruments financiers (106 millions de dollars)
Conversion de la trésorerie en monnaies étrangères	(1)	(2)	1	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	87	157	(70)	

Entités structurées non consolidées ou arrangements

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

Contrats de garantie

Nous sommes tenus d'émettre des lettres de crédit et des garanties au comptant afin de garantir les obligations éventuelles à l'égard de certaines parties, y compris celles liées aux obligations environnementales, aux activités de gestion du risque lié aux produits de base, aux activités de couverture, aux projets de construction et aux obligations d'achat. Au 30 septembre 2017, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 573 millions de dollars (566 millions de dollars au 31 décembre 2016) et des garanties au comptant de 56 millions de dollars (77 millions de dollars au 31 décembre 2016), dont 69 millions de dollars de lettres de crédit émises par TransAlta Renewables en vertu de sa facilité de lettre de crédit non consentie de 100 millions de dollars. 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.

Engagements

Au cours du premier trimestre de 2017, nous avons prolongé et modifié notre entente existante avec Alstom visant d'importants travaux d'entretien de nos installations alimentées au charbon au Canada. L'entente vise des projets d'entretien d'envergure de 2017 à 2020 à la centrale de Keepphills et à certaines unités de la centrale de Sundance. Alstom aura la responsabilité de fournir ses services selon le budget et l'échéancier prévus, en offrant des garanties d'exécution.

Éventualités

I. Procédure de règlement sur les pertes en ligne

La Société est partie à une procédure de règlement sur les pertes en ligne (la «procédure») qui est en cours devant l'Alberta Utilities Commission («AUC»). L'AUC a déterminé qu'elle avait la capacité d'ajuster rétroactivement à partir de 2006 les taux de pertes en ligne et 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. La Société pourrait engager des coûts de transport additionnels en raison de la procédure. Pour le moment, l'issue de la procédure demeure incertaine et le risque possible auquel est confronté TransAlta, le cas échéant, ne peut être calculé avec certitude tant que les calculs rétroactifs selon une méthode approuvée par l'AUC ne seront pas disponibles et tant que l'AUC n'aura pas déterminé la méthode à utiliser pour effectuer les calculs rétroactifs. L'AESO prévoit que les calculs rétroactifs pour chaque année effectués selon une méthode approuvée par l'AUC commenceront à être disponibles suivant la décision de l'AUC sur le module C de la procédure, qui devrait être rendue à la fin de 2017. En outre, certains CAÉ visant les centrales de TransAlta prévoient le transfert de ce type de coûts de transport aux acheteurs de TransAlta ou au Balancing Pool.

En raison des éléments susmentionnés, aucune provision n'a été comptabilisée pour le moment.

Instruments financiers

Se reporter à la note 13 des états financiers consolidés annuels audités de notre rapport intégré annuel de 2016 et à la note 8 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 septembre 2017 et pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes à cette date pour obtenir des renseignements sur les instruments financiers. Se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» de notre rapport annuel intégré de 2016 et à la note 9 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 2016.

Au cours du premier trimestre de 2017, nous avons mis fin à la comptabilité de couverture pour certaines couvertures de flux de trésorerie en monnaies étrangères et certaines couvertures de juste valeur sur des dettes respectivement de 690 millions de dollars américains et de 50 millions de dollars américains. Au 31 mars 2017, des profits cumulés sur des couvertures de flux de trésorerie d'environ 3 millions de dollars continueront d'être différés dans le cumul des autres éléments du résultat global et seront reclassés en résultat net à mesure que les transactions prévues (les paiements d'intérêts) auront lieu. Au

31 mars 2017, des pertes cumulées d'environ 2 millions de dollars liés à la couverture de juste valeur, comptabilisées comme partie intégrante de la valeur comptable de la dette couverte, seront amorties en résultat net sur la durée restante de la dette. Les variations de ces actifs et passifs de gestion du risque liés à ces positions de couverture abandonnées seront reflétées dans le résultat net de façon prospective.

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

Au 30 septembre 2017, la valeur comptable de l'actif net au titre des instruments financiers de niveau III était de 753 millions de dollars (valeur comptable de l'actif net de 758 millions de dollars au 31 décembre 2016). La diminution au cours de la période découle principalement de l'affaiblissement du dollar américain par rapport au dollar canadien et du règlement de contrats, en partie contrebalancés par des fluctuations favorables du prix du marché et des variations de la valeur dans le cadre d'un 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.

Perspectives financières pour 2017

Le tableau suivant présente nos prévisions quant aux objectifs financiers clés pour 2017 :

Mesure	Cible
BAIIA aux fins de comparaison	De 1 025 millions de dollars à 1 100 millions de dollars
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	De 765 millions de dollars à 820 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison	De 270 millions de dollars à 310 millions de dollars
Disponibilité du parc de centrales au charbon	De 81 % à 83 %
Dividende	0,16 \$ par action ordinaire par année, distribution de 15 % à 17 % des flux de trésorerie disponibles

Mise à jour des perspectives 2017

Au cours de l'exercice, la survenance de contraintes liées à la main-d'œuvre à notre mine de charbon en Alberta a eu une incidence sur la productivité de la mine, réduisant de façon importante nos stocks de charbon et entraînant des contraintes d'approvisionnement en charbon pour nos centrales en Alberta. L'insuffisance a eu une incidence sur les unités 1 à 6 alimentées au charbon de la centrale de Sundance et sur les unités 1 à 3 de la centrale de Keephills. Afin de reconstituer nos stocks de charbon, nous nous attendons à des coûts d'extraction minière supplémentaires à notre mine de Highvale pour le reste de 2017 et à une diminution à court terme de la production d'électricité aux centrales de Sundance et de Keephills. En outre, la hausse des dépenses d'investissement liées à la productivité et les distributions plus élevées versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle ont eu une incidence défavorable sur les flux de trésorerie disponibles. Au deuxième trimestre, nous avons réduit les cibles de 2017 suivantes : la fourchette cible au titre des flux de trésorerie disponibles qui était de 300 millions de dollars à 365 millions de dollars est maintenant de 270 millions de dollars à 310 millions de dollars, la fourchette cible au titre du BAIIA aux fins de comparaison qui était de 1 025 millions de dollars à 1 135 millions de dollars est maintenant de 1 025 millions de dollars à 1 110 millions de dollars, et la fourchette cible au titre des fonds provenant des activités d'exploitation qui était de 765 millions de dollars à 855 millions de dollars est maintenant de 765 millions de dollars à 820 millions de dollars.

Disponibilité

La disponibilité de notre portefeuille de centrales au charbon au Canada devrait se situer dans une fourchette de 81 % à 83 % en 2017, soit en deçà de notre cible de 86 % à 88 % au premier trimestre de 2017 en raison d'attrition, de maintenance

imprévue et d'autres problèmes à la mine de Highvale. La disponibilité de nos autres centrales (gaz, énergies renouvelables) dépasse généralement 95 %.

Prix

Pour le reste de 2017, les prix de l'électricité en Alberta devraient être supérieurs à ceux de 2016 en raison des coûts différentiels liés au carbone qui augmentent le coût de production variable d'un exercice à l'autre. Toutefois, les prix peuvent varier en fonction de l'offre et des conditions météorologiques. Dans la région du nord-est du Pacifique, les prix d'électricité pour le quatrième trimestre devraient être comparables à ceux des périodes correspondantes de 2016. En Ontario, les prix de l'électricité devraient être moins élevés en raison de la faible croissance de la demande et de la production suffisante d'énergie nucléaire pour la charge de base, ainsi que de la capacité provenant des énergies renouvelables.

Profil contractuel

En raison de l'avis donné par le Balancing Pool de son intention de résilier les CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance, à compter du 31 mars 2018, notre capacité visée par des CAÉ et des contrats à plus long terme en 2018 chutera à environ 55 %. Au 30 septembre 2017, environ 92 % de notre capacité de 2017 était visée par des contrats. Pour 2017 et 2018, les prix moyens de nos contrats prévoyant la livraison et de nos contrats sur instruments financiers à court terme s'établissaient respectivement à environ 44 \$ le MWh et 49 \$ le MWh en Alberta et respectivement à environ 45 \$ US le MWh et 50 \$ US le MWh dans la région du nord-ouest du Pacifique.

Coûts du combustible

Comme nous l'avons déjà mentionné, le coût lié à l'extraction du charbon à notre mine de Highvale devrait augmenter en raison de l'interruption de l'une de nos plus grosses pelles à benne traînante et d'un coefficient de recouvrement plus élevé en 2017. De plus, nous avons engagé des coûts additionnels au troisième trimestre afin d'atténuer l'incidence de la baisse de productivité à notre mine. Ces coûts devraient accroître le coût du combustible de 2 \$ additionnels le MWh pour le reste de 2017. L'application de la méthode du coût standard permet de réduire au minimum les fluctuations saisonnières des coûts du charbon à notre mine de Highvale. Les coûts du charbon pour 2017, selon la méthode du coût standard par tonne, devraient être touchés par la diminution de la disponibilité du matériel de grande taille. Par conséquent, nous nous attendons maintenant à ce que le coût standard du charbon soit de 21 % plus élevé en 2017, alors qu'il était de 12 % au dernier trimestre. Au cours du troisième trimestre, nous avons réussi à mettre en œuvre un plan de récupération et nous sommes en voie d'atteindre notre objectif de production de fin d'exercice. L'aménagement de la carrière 9 en 2018 devrait améliorer le coefficient de recouvrement.

Dans la région du 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 fluvial de la Powder River et livré par chemin de fer. Le coût de livraison du combustible devrait augmenter légèrement pour le reste de 2017, du fait surtout des coûts de transport plus élevés découlant de la hausse prévue des prix du gaz naturel.

Une partie de notre production à partir du gaz est vendue dans le cadre de contrats prévoyant des dispositions de transfert au titre du combustible. Pour la production à partir du gaz à l'égard de laquelle aucune disposition de transfert n'est prévue, nous achetons du gaz naturel auprès de tiers 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 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. Selon notre nouvelle cible de 2017, nous visons à ce que la contribution du secteur Commercialisation de l'énergie dégage une marge brute variant de 50 millions de dollars à 70 millions de dollars pour l'exercice, en baisse par rapport à notre cible du premier trimestre de 60 millions de dollars à 70 millions de dollars, et en baisse par rapport à notre objectif initial de 70 millions de dollars à 90 millions de dollars.

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 sur la dette pour 2017 devrait être plus élevée que celle de 2016, en raison surtout de la prime de rachat comptabilisée sur le rachat anticipé des débetures de CHD, qui a plus que compensé la réduction en raison de la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif. Au cours de 2016, les intérêts courus ont été inclus relativement à l'arbitrage de l'interruption à l'unité 1 de la centrale de Keephills. Cependant, la variation des taux d'intérêt et de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain pourrait avoir une incidence sur le montant de la charge d'intérêts nette engagée.

Dette nette, trésorerie et sources de capital

Nous prévoyons maintenir des liquidités disponibles adéquates sur nos facilités de crédit consenties. Actuellement, nous avons accès à des liquidités s'élevant à 1,4 milliard de dollars, y compris un montant d'environ 0,3 milliard de dollars dont TransAlta Renewables dispose sur sa facilité de crédit consentie. Nous continuerons de mettre l'accent sur le repositionnement de notre structure de capital et nous comptons être bien positionnés pour respecter les prochaines échéances de la dette en 2018.

Dépenses d'investissement

Nos principaux projets 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 qui étaient en cours au troisième trimestre sont décrits sommairement ci-dessous :

Projet	Total du projet		2017 ²	Date	Détails
	Dépenses estimées	Engagées à ce jour ¹	Dépenses estimées	d'achèvement prévue	
South Hedland ³	556	539	11	Achevé le 28 juillet 2017	Centrale à cycle combiné de 150 MW
Projet de l'unité 3 du parc éolien de Kent Hills ⁴	39	3	1	T4 2018	Projet d'expansion d'une centrale de 17,25 MW au Nouveau-Brunswick
Transport		Sans objet ⁵	5	Continue	Transport réglementé assorti d'un rendement sur le capital investi
Total	595	542	17		

La trésorerie requise pour financer le reste du projet de la centrale électrique de South Hedland devrait provenir de la trésorerie générée par nos activités. Le projet de l'unité 3 du parc éolien de Kent Hills devrait être financé au moyen d'emprunts axés sur des projets.

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

1) Représentent les montants engagés au 30 septembre 2017.

2) Reste de l'exercice.

3) Les dépenses estimées pour le projet s'élèvent à 553 millions de dollars australiens. Le total des dépenses estimées pour le projet est exprimé en dollars canadiens et inclut des charges d'intérêts estimatives. Le total des dépenses estimées en dollars canadiens a été révisé pour tenir compte des conversions en devises réalisées. Il est prévu que des dépenses additionnelles de 6 millions de dollars seront engagées en 2018.

4) Le total des dépenses estimées pour le projet comprend les 17 % liés à la quote-part de la participation ne donnant pas le contrôle, qui seront financés par eux.

5) Les projets de transport sont regroupés et se déroulent de façon continue. Aucune dépense n'est donc affectée à des projets particuliers.

l'entretien des composantes existantes, ainsi que leur remplacement. Les coûts liés aux travaux d'entretien d'envergure planifiés sont incorporés dans le coût de l'actif dans les immobilisations corporelles et sont amortis soit selon le mode linéaire sur la période allant jusqu'aux prochains travaux d'entretien d'envergure planifiés, soit selon le mode des unités de production. Ils ne comprennent 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 jour¹	Dépenses prévues en 2017
Dépenses d'investissement courantes ²	Investissement requis afin de maintenir notre capacité de production existante	46	80 - 85
Entretien d'envergure planifié	Travaux d'entretien d'envergure planifiés	105	125 - 130
Dépenses d'investissement liées aux mines	Investissement lié au matériel minier et à l'achat de terrains	9	25 - 30
Contrats de location-financement	Paiements liés à des contrats de location-financement	13	15 - 20
Total des dépenses d'investissement de maintien		173	245 - 265
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	15	20 - 25
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité		188	265 - 290

Alors que nous avons diminué notre cible pour les dépenses d'investissement de maintien aux deuxième et troisième trimestres, nous avons augmenté les dépenses d'investissement liées à la productivité prévues en 2017 puisqu'elles se rapportent au financement de certaines initiatives du projet de transformation Greenlight. Dans certains cas, le délai de récupération devrait être d'au plus deux ans. Le total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité prévues demeure inchangé.

À ce jour, nous avons effectué des interruptions planifiées d'envergure à l'unité 6 de la centrale de Sundance, à l'unité 2 de la centrale de Keephills, à l'unité 3 de la centrale de Keephills, à l'unité 2 de la centrale de Centralia, et aux centrales de Sarnia et Windsor.

Les interruptions importantes planifiées pour le reste de 2017 comprennent une interruption à l'unité 1 de la centrale de Sheerness au quatrième trimestre, et une révision importante de l'une de nos pelles à benne traînante à la mine de Highvale.

La perte de production imputable aux travaux d'entretien d'envergure planifiés, exclusion faite des travaux d'entretien d'envergure planifiés dans le secteur Charbon aux États-Unis qui sont prévus pendant une période visée par une répartition économique, est estimée comme suit pour 2017 :

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Total	Perdus à ce jour³
GWh perdus	940 - 950	235 - 265	1175 - 1215	965

1) Représentent les montants engagés au 30 septembre 2017.

2) Comprennent les coûts liés à la prolongation de la durée des centrales hydroélectriques.

3) Au 30 septembre 2017.

Financement des dépenses d'investissement

Le financement de ces dépenses d'investissement prévues devrait provenir des flux de trésorerie découlant des activités d'exploitation, des liquidités existantes et du capital tiré des flux de trésorerie contractuels. Nous avons accès à environ 1,4 milliard de dollars de liquidités, au besoin. 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

I. Changements apportés aux estimations – durée d'utilité

Conformément à l'entente d'élimination du charbon conclue avec le gouvernement de l'Alberta mentionnée à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion ainsi que dans les états financiers consolidés annuels de 2016, nous éliminerons d'ici la fin de 2030 les émissions des centrales alimentées au charbon. Le 1^{er} janvier 2017, la durée d'utilité des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles liées à certains actifs de charbon en Alberta a été ramenée à 2030. Par conséquent, la charge d'amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 a augmenté d'environ 44 millions de dollars, et la dotation aux amortissements de l'exercice complet de 2017 devrait s'accroître d'environ 58 millions de dollars. Les durées d'utilité pourront être modifiées ou prolongées dans l'avenir, conformément à nos méthodes comptables, si des décisions et des événements liés à l'exploitation le justifient, comme la conversion des centrales au charbon en centrales au gaz.

Par suite de notre décision de mettre l'unité 1 de Sundance hors service le 1^{er} janvier 2018, la durée d'utilité des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles de l'unité 1 de Sundance a été ramenée au 31 décembre 2017, soit deux ans de moins, au cours du deuxième trimestre de 2017. Par conséquent, la dotation aux amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 a augmenté d'environ 9 millions de dollars dans l'ensemble et la dotation aux amortissements pour l'exercice complet de 2017 devrait augmenter d'environ 15 millions de dollars.

Étant donné que l'unité 1 de la centrale de Sundance sera fermée deux ans plus tôt, la ministre fédérale de l'Environnement a convenu de prolonger la durée d'utilité de l'unité 2 de la centrale de Sundance de 2019 à 2021. Ainsi, au cours du troisième trimestre de 2017, la Société a prolongé la durée d'utilité de l'unité 2 de la centrale de Sundance jusqu'en 2021. Par conséquent, la dotation aux amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles pour la période de trois mois close le 30 septembre 2017 a diminué d'environ 2 millions de dollars dans l'ensemble et la dotation aux amortissements pour l'exercice complet 2017 devrait diminuer d'environ 4 millions de dollars.

B. Modifications comptables futures

Les normes comptables qui ont déjà été publiées par IASB, mais qui ne sont pas encore en vigueur et que nous n'avons pas encore appliquées, comprennent l'IFRS 9, *Instruments financiers*, l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*, et l'IFRS 16, *Contrats de location*. Veuillez vous reporter à la note 3 de nos états financiers consolidés annuels les plus récents pour obtenir plus d'information sur les exigences de l'IFRS 9, de l'IFRS 15 et de l'IFRS 16. Nous continuons de progresser quant à son plan de mise en œuvre de chaque norme. Dans le cadre de chaque plan de mise en œuvre, une équipe de projet centralisée a été formée pour gérer les activités du projet. Un comité de parties prenantes, créé afin de surveiller le processus de mise en œuvre, est constitué de personnes exerçant des fonctions pertinentes et représentant les unités fonctionnelles appropriées.

Conformément à l'IFRS 9, nous sommes en voie d'achever notre évaluation des dispositions relatives au classement et à l'évaluation de la norme. Des mesures visant à cibler et à calculer l'incidence de la section relative à la dépréciation de la norme progressent. En outre, l'examen du processus et des obligations en matière d'information à fournir se poursuit. Bien que les travaux ne soient pas terminés, on ne s'attend pas à ce que l'incidence soit importante. Nous prévoyons actuellement continuer à consacrer du temps et des efforts au plan de mise en œuvre de l'IFRS 9 jusqu'à la fin de 2017.

En ce qui concerne l'IFRS 15, nous avons presque achevé la revue et l'évaluation comptable de nos sources de produits et des contrats sous-jacents avec des clients, et l'évaluation quantitative de l'incidence débutera au quatrième trimestre de 2017.

Nos produits des activités ordinaires inclus dans le champ d'application de l'IFRS 15 sont essentiellement tirés de la vente de capacité et d'énergie dans le cadre de contrats à long terme et de mécanismes marchands. De plus, l'examen du processus et des obligations en matière d'information à fournir se poursuit. Les commentaires au sujet des enjeux de la mise en œuvre propres au secteur de l'énergie et des services publics sont sur le point d'être examinés et publiés par les normalisateurs américains. Ce commentaire fait actuellement l'objet d'un examen visant l'évaluation de nos contrats à long terme et d'autres accords. Nous prévoyons utiliser la méthode de transition rétrospective modifiée. Selon cette méthode, l'information comparative présentée dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2018 et pour l'exercice clos à cette date ne fera pas l'objet d'un retraitement. Nous comptabiliserons plutôt l'incidence cumulative de la première application de la norme dans les résultats non distribués au 1^{er} janvier 2018. Nous prévoyons actuellement continuer à consacrer du temps et des efforts au plan de mise en œuvre de l'IFRS 15 jusqu'à la fin de 2017. Il est encore trop tôt pour estimer de façon fiable l'incidence qu'aura l'IFRS 15 sur les états financiers et l'information financière.

Nous sommes en voie d'achever notre évaluation initiale de la portée de l'IFRS 16 et avons élaboré un plan de projet détaillé. Nous nous attendons à ce que la plupart des travaux dans le cadre du plan de mise en œuvre de cette norme aient lieu de la fin 2017 au milieu de 2018. Il est encore trop tôt pour estimer de façon fiable l'incidence éventuelle qu'aura l'IFRS 16 sur nos états financiers et l'information financière.

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, étant donné 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 la région du nord-ouest du Pacifique, qui a une incidence sur la production de notre secteur Charbon aux États-Unis. En règle générale, les centrales hydroélectriques produisent la majeure partie de leur électricité et enregistrent la majeure partie de leurs produits au printemps lorsque le niveau des bassins hydrographiques et des rivières commence à monter en raison de la fonte des neiges. À l'opposé, les vents sont historiquement plus forts pendant les mois froids de l'hiver et plus faibles pendant les mois chauds de l'été.

	T4 2016	T1 2017	T2 2017	T3 2017
Produits des activités ordinaires	717	578	503	588
BAIIA aux fins de comparaison	374	274	268	245
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	228	203	187	196
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	61	-	(18)	(27)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ¹	0,21	-	(0,06)	(0,09)

	T4 2015	T1 2016	T2 2016	T3 2016
Produits des activités ordinaires	595	568	492	620
BAIIA aux fins de comparaison	268	279	248	244
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	243	196	175	163
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(7)	62	6	(12)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ¹	(0,02)	0,22	0,02	(0,04)

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 :

- Acquisition de centrales solaires et de parcs éoliens aux États-Unis au troisième trimestre de 2015
- Reprise d'une réduction de valeur des actifs d'impôt différé aux premier et deuxième trimestres de 2016 et au deuxième trimestre de 2017
- Répercussions des pertes latentes aux premier, deuxième et troisième trimestres de 2016 sur les instruments financiers intersociétés qui sont attribuables uniquement aux participations ne donnant pas le contrôle et des profits latents au premier trimestre de 2017
- Répercussions de la reconduction du contrat de la centrale de cogénération de Mississauga au cours du quatrième trimestre de 2016
- Incidence de la provision au titre de l'interruption à l'unité 1 de la centrale de Keephills au quatrième trimestre de 2017
- Répercussions de l'imputation pour dépréciation de l'installation de Wintering Hills au cours du quatrième trimestre de 2016 et de l'imputation pour dépréciation de l'unité 1 de la centrale de Sundance au cours du deuxième trimestre de 2017

1) Le résultat de base et dilué par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et le résultat par action aux fins de comparaison sont calculés 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.

- Répercussions des changements dans la durée d'utilité de certains actifs du secteur Charbon au Canada au cours des premier, deuxième et troisième trimestres de 2017
- Répercussions d'une dépréciation de 114 millions de dollars au troisième 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 a évalué, avec la participation de notre chef de la direction et de notre chef de la direction des finances, l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information à la fin de la période visée par le présent rapport. Les contrôles et procédures de communication de l'information désignent les contrôles et autres procédures visant à assurer que l'information devant être communiquée dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu de la loi intitulée *Securities Exchange Act of 1934*, telle que modifiée (l'«Exchange Act») est constatée, traitée, résumée et présentée dans les délais prescrits et selon les règles et formules de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. Les contrôles et procédures de communication de l'information comprennent, sans s'y limiter, les contrôles et procédures conçus pour nous assurer que l'information que nous devons communiquer dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu de l'Exchange Act est consignée et communiquée à la direction, y compris notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances, selon le cas, pour permettre la prise de décisions en temps opportun se rapportant à notre obligation de communication de l'information. En concevant et en évaluant nos contrôles et procédures de communication de l'information, la direction reconnaît que tous les contrôles et procédures, quelle qu'en soit la qualité de conception et de fonctionnement, ne peuvent que fournir une assurance raisonnable pour ce qui est d'atteindre les objectifs souhaités en matière de contrôle. En outre, la direction est tenue de faire preuve de jugement dans l'évaluation et la mise en œuvre des contrôles et procédures possibles.

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière n'a fait l'objet d'aucun changement ayant eu une incidence importante ou pouvant raisonnablement avoir une incidence importante sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au cours du trimestre clos le 30 septembre 2017. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances ont conclu que, en date du 30 septembre 2017, fin de la période visée par le présent rapport, nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces.

TransAlta Corporation

Comptes de résultat consolidés résumés

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

(non audité)	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2017	2016	2017	2016
Produits des activités ordinaires	588	620	1 669	1 680
Combustible, achats d'électricité et autre	294	301	724	683
Marge brute	294	319	945	997
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	119	119	371	364
Amortissement (note 2)	158	145	455	414
Imputation pour dépréciation d'actifs (note 3)	-	-	20	-
Restructuration	-	1	-	1
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	8	23	24
Autres résultats d'exploitation nets (note 4)	(10)	(1)	(30)	(1)
Résultats d'exploitation	20	47	106	195
Produits tirés des contrats de location-financement	15	16	47	49
Charge d'intérêts nette (note 5)	(69)	(56)	(190)	(182)
Profits (pertes) de change	(8)	4	(7)	(2)
Autre résultat	(1)	1	1	1
Résultat avant impôts sur le résultat	(43)	12	(43)	61
Recouvrement d'impôts sur le résultat (note 6)	(5)	(2)	(41)	(44)
Résultat net	(38)	14	(2)	105
Résultat net attribuable aux :				
Actionnaires de TransAlta	(17)	(2)	(25)	88
Participations ne donnant pas le contrôle (note 7)	(21)	16	23	17
	(38)	14	(2)	105
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	(17)	(2)	(25)	88
Dividendes sur actions privilégiées (note 13)	10	10	20	32
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(27)	(12)	(45)	56
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période (en millions)	288	288	288	288
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,09)	(0,04)	(0,16)	0,19

Voir les notes jointes.

États du résultat global consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2017	2016	2017	2016
Résultat net	(38)	14	(2)	105
Profits actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts ¹	14	(4)	2	(40)
Pertes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ²	(1)	(1)	(1)	-
Total des éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net	13	(5)	1	(40)
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger ³	(61)	28	(95)	(101)
Reclassement des profits à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger cédés ⁴	-	-	(9)	-
Profits (pertes) sur les instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts ⁵	30	(20)	53	42
Reclassement des (gains) pertes sur les instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger cédés, déduction faite des impôts ⁶	-	-	14	-
Profits sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ⁷	10	54	87	155
Reclassement en résultat net des profits sur les instruments dérivés désignés comme flux de couvertures de trésorerie, déduction faite des impôts ⁸	(18)	(28)	(63)	(16)
Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net	(39)	34	(13)	80
Autres éléments du résultat global	(26)	29	(12)	40
Total du résultat global	(64)	43	(14)	145
Total du résultat global attribuable aux :				
Actionnaires de TransAlta	(12)	5	(25)	108
Participations ne donnant pas le contrôle (note 7)	(52)	38	11	37
	(64)	43	(14)	145

1) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat respectivement de 5 et 1 pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017 (recouvrement de 2 et 15 en 2016).

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

3) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat respectivement de néant et 1 pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017 (charge de néant et 10 en 2016).

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

5) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat respectivement de 3 et 5 pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017 (recouvrement de 3 et charge de 7 en 2016).

6) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat respectivement de néant et 2 pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017.

7) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat respectivement de 2 et 53 pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017 (charge de 22 et 91 en 2016).

8) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat respectivement de 8 et 39 pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017 (charge de 11 et 28 en 2016).

Voir les notes jointes.

États de la situation financière consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

<i>(non audité)</i>	30 sept. 2017	31 déc. 2016
Trésorerie et équivalents de trésorerie	87	305
Créances clients et autres débiteurs (notes 3 et 9)	1 114	703
Charges payées d'avance	33	23
Actifs de gestion du risque (notes 8 et 9)	200	249
Stocks	233	213
Actifs détenus en vue de la vente (note 3)	-	61
	1 667	1 554
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	230	719
Immobilisations corporelles (note 10)		
Coût	12 890	12 773
Amortissement cumulé	(6 236)	(5 949)
	6 654	6 824
Goodwill	463	464
Immobilisations incorporelles	367	355
Actifs d'impôt différé	54	53
Actifs de gestion du risque (notes 8 et 9)	692	785
Autres actifs	234	242
Total de l'actif	10 361	10 996
Dettes fournisseurs et charges à payer	511	413
Partie courante des provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	34	39
Passifs de gestion du risque (notes 8 et 9)	60	66
Impôts sur le résultat à payer	6	6
Dividendes à verser (note 12)	27	54
Partie courante de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement (note 11)	923	639
	1 561	1 217
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement (note 11)	2 857	3 722
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	433	304
Passifs d'impôt différé	667	712
Passifs de gestion du risque (notes 8 et 9)	38	48
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	329	330
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 12)	3 094	3 094
Actions privilégiées (note 13)	942	942
Surplus d'apport	10	9
Déficit	(1 056)	(933)
Cumul des autres éléments du résultat global	403	399
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	3 393	3 511
Participations ne donnant pas le contrôle (note 7)	1 083	1 152
Total des capitaux propres	4 476	4 663
Total du passif et des capitaux propres	10 361	10 996

Engagements et éventualités (note 14)

Événements postérieurs à la date de clôture (note 16)

Voir les notes jointes.

États des variations des capitaux propres consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

Neuf mois clos le 30 septembre 2017

(non audité)	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Capitaux propres attribuables aux actionnaires	Participation ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2016	3 094	942	9	(933)	399	3 511	1152	4 663
Résultat net	-	-	-	(25)	-	(25)	23	(2)
Autres éléments du résultat global								
Pertes nettes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts	-	-	-	-	(37)	(37)	-	(37)
Profits nets sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	-	-	-	-	23	23	-	23
Profits actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	-	-	-	-	2	2	-	2
Participations intersociétés disponibles à la vente	-	-	-	-	12	12	(12)	-
Total du résultat global				(25)	-	(25)	11	(14)
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	-	(24)	-	(24)	-	(24)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(20)	-	(20)	-	(20)
Variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables (note 7)	-	-	-	(54)	4	(50)	50	-
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(130)	(130)
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	-	-	1	-	-	1	-	1
Solde au 30 septembre 2017	3 094	942	10	(1 056)	403	3 393	1 083	4 476

Neuf mois clos le 30 septembre 2016

(non audité)	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Capitaux propres attribuables aux actionnaires	Participation ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2015	3 075	942	9	(1 018)	353	3 361	1 029	4 390
Résultat net	-	-	-	88	-	88	17	105
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	-	-	-	-	(59)	(59)	-	(59)
Profits nets sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	-	-	-	-	126	126	13	139
Profits actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	-	-	-	-	(40)	(40)	-	(40)
Participations intersociétés disponibles à la vente	-	-	-	-	(7)	(7)	7	-
Total du résultat global				88	20	108	37	145
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	-	(35)	-	(35)	-	(35)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(32)	-	(32)	-	(32)
Variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables	-	-	-	(12)	-	(12)	176	164
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(113)	(113)
Émission d'actions ordinaires	18	-	-	-	-	18	-	18
Solde au 30 septembre 2016	3 093	942	9	(1 009)	373	3 408	1 129	4 537

Voir les notes jointes.

Tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2017	2016	2017	2016
Activités d'exploitation				
Résultat net	(38)	14	(2)	105
Amortissement (note 15)	176	161	509	458
Profit (perte) à la vente d'actifs	1	(2)	1	(1)
Désactualisation des provisions	6	4	17	15
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(5)	(7)	(12)	(15)
Recouvrement d'impôt différé (note 6)	(10)	(8)	(58)	(61)
(Profits latents) pertes latentes sur les activités de gestion du risque	(14)	(1)	(47)	19
(Profits latents) pertes latentes de change	13	(2)	14	-
Provisions	3	1	3	(6)
Imputations pour dépréciation d'actifs (note 3 F)	-	-	20	-
Autres éléments (note 3 H)	48	(12)	93	(26)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	180	148	538	488
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	21	80	7	134
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	201	228	545	622
Activités d'investissement				
Acquisitions d'immobilisations corporelles (note 10)	(109)	(94)	(266)	(255)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(35)	(6)	(45)	(15)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	1	3	1	4
Produit de la vente de l'installation (Wintering Hills) (note 3 I)	-	-	61	-
Pertes réalisées sur les instruments financiers	-	(22)	-	(5)
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	14	14	44	43
Divers	1	3	(1)	4
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	(17)	3	(8)	(18)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(145)	(99)	(214)	(242)
Activités de financement				
Augmentation (diminution) nette des emprunts sur les facilités de crédit	47	-	147	(315)
Remboursement de la dette à long terme	(1)	(2)	(588)	(66)
Émission de titres d'emprunt à long terme	-	-	-	159
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 12)	(12)	(11)	(35)	(57)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 13)	(10)	(10)	(30)	(32)
Produit net à la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale	-	-	-	162
Profits réalisés (pertes réalisées) sur les instruments financiers	-	-	107	-
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 7)	(38)	(35)	(136)	(111)
Diminution des obligations au titre des contrats de location-financement	(4)	(4)	(13)	(12)
Divers	-	(3)	-	(3)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(18)	(65)	(548)	(275)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement	38	64	(217)	105
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	(1)	-	(1)	(2)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	37	64	(218)	103
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	50	93	305	54
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	87	157	87	157
Impôts sur le résultat au comptant payés	3	6	9	21
Intérêts au comptant payés	22	20	140	135

Voir les notes jointes.

Notes des états financiers consolidés résumés

(non audités)

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

1. Méthodes comptables

A. Base d'établissement

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

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

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

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

L'autorisation de publication de ces états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités a été reçue du comité d'audit et des risques au nom du conseil d'administration le 31 octobre 2017.

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 pour obtenir de l'information sur les jugements et les estimations.

2. Principales méthodes comptables

A. Modifications comptables de la période visée

I. Changements apportés aux estimations – durée d'utilité

Conformément à l'Entente d'élimination du charbon avec le gouvernement de l'Alberta dont il est question à la note 4 A) des états financiers consolidés annuels les plus récents de la Société, cette dernière éliminera les émissions des centrales alimentées au charbon d'ici la fin de 2030. Le 1^{er} janvier 2017, la durée d'utilité des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles liées à certains actifs de charbon en Alberta de la Société a été ramenée à 2030. Par conséquent, la dotation aux amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 a augmenté d'environ 44 millions de dollars dans l'ensemble et la dotation aux amortissements pour l'exercice complet de 2017

devrait augmenter d'environ 58 millions de dollars. Les durées d'utilité pourront être modifiées ou prolongées dans l'avenir, conformément aux méthodes comptables de la Société, si des décisions et des événements liés à l'exploitation le justifient, comme la conversion des centrales au charbon en centrales au gaz.

En raison de la décision de la Société de mettre l'unité 1 de la centrale de Sundance hors service le 1^{er} janvier 2018 (se reporter à la note 3 G) pour plus de renseignements), la durée d'utilité des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles de l'unité 1 de la centrale de Sundance a été ramenée au 31 décembre 2017, soit deux ans de moins, au cours du deuxième trimestre de 2017. Par conséquent, la dotation aux amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 a augmenté d'environ 15 millions de dollars dans l'ensemble et la dotation aux amortissements pour l'exercice complet de 2017 devrait augmenter d'environ 26 millions de dollars.

Étant donné que l'unité 1 de la centrale de Sundance sera fermée deux ans plus tôt, la ministre fédérale de l'Environnement a convenu de prolonger la durée d'utilité de l'unité 2 de la centrale de Sundance de 2019 à 2021. Ainsi, au cours du troisième trimestre de 2017, la Société a prolongé la durée d'utilité de l'unité 2 de la centrale de Sundance jusqu'en 2021. Par conséquent, la dotation aux amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles pour la période de trois mois close le 30 septembre 2017 a diminué d'environ 2 millions de dollars dans l'ensemble et la dotation aux amortissements pour l'exercice complet de 2017 devrait diminuer d'environ 4 millions de dollars.

B. Modifications comptables futures

Les normes comptables qui ont déjà été publiées par l'International Accounting Standards Board («IASB»), mais qui ne sont pas encore en vigueur et que la Société n'a pas encore appliquées comprennent l'IFRS 9, *Instruments financiers*, l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*, et l'IFRS 16, *Contrats de location*. Veuillez vous reporter aux états financiers consolidés annuels les plus récents de la Société pour obtenir plus d'information sur les exigences de l'IFRS 9, de l'IFRS 15 et de l'IFRS 16. La Société continue de progresser quant à son plan de mise en œuvre de chaque norme. Dans le cadre de chaque plan de mise en œuvre, une équipe de projet centralisée a été formée pour gérer les activités du projet. Un comité de parties prenantes, créé afin de surveiller le processus de mise en œuvre, est constitué de personnes exerçant des fonctions pertinentes et représentant les unités fonctionnelles appropriées.

Conformément à l'IFRS 9, la Société est en voie d'achever son évaluation des dispositions relatives au classement et à l'évaluation de la norme. Des mesures visant à cibler et à calculer l'incidence de la section relative à la dépréciation de la norme progressent. En outre, l'examen du processus et des obligations en matière d'information à fournir se poursuit. Bien que les travaux ne soient pas terminés, on ne s'attend pas à ce que l'incidence soit importante. La Société prévoit actuellement continuer à consacrer du temps et des efforts au plan de mise en œuvre de l'IFRS 9 jusqu'à la fin de 2017.

En ce qui concerne l'IFRS 15, la Société a presque achevé la revue et l'évaluation comptable de ses sources de produits et des contrats sous-jacents avec des clients, et l'évaluation quantitative de l'incidence débutera au quatrième trimestre de 2017. Les produits des activités ordinaires de la Société inclus dans le champ d'application de l'IFRS 15 sont essentiellement tirés de la vente de capacité et d'énergie dans le cadre de contrats à long terme et de mécanismes marchands. De plus, l'examen du processus et des obligations en matière d'information à fournir se poursuit. Les commentaires au sujet des enjeux de la mise en œuvre propres au secteur de l'énergie et des services publics sont sur le point d'être examinés et publiés par les normalisateurs américains. Ce commentaire fait actuellement l'objet d'un examen visant l'évaluation des contrats à long terme et d'autres accords de la Société. La Société prévoit utiliser la méthode de transition rétrospective modifiée. Selon cette méthode, l'information comparative présentée dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2018 et pour l'exercice clos à cette date ne fera pas l'objet d'un retraitement. La Société comptabilisera plutôt l'incidence cumulative de la première application de la norme dans les résultats non distribués au 1^{er} janvier 2018. La Société prévoit actuellement continuer à consacrer du temps et des efforts au plan de mise en œuvre de l'IFRS 15 jusqu'à la fin de 2017. Il est encore trop tôt pour estimer de façon fiable l'incidence qu'aura l'IFRS 15 sur les états financiers et l'information financière.

La Société est en voie d'achever son évaluation initiale de la portée de l'IFRS 16 et a élaboré un plan de projet détaillé. Elle s'attend à ce que la plupart des travaux dans le cadre du plan de mise en œuvre de cette norme aient lieu de la fin 2017 au milieu de 2018. Il est encore trop tôt pour estimer de façon fiable l'incidence éventuelle qu'aura l'IFRS 16 sur les états financiers et l'information financière de la Société.

C. Chiffres comparatifs

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

3. Événements importants

A. Remise par le Balancing Pool d'un avis de résiliation des contrats d'achat d'électricité liés à la centrale de Sundance de l'Alberta

Le 18 septembre 2017, la Société a reçu un avis officiel du Balancing Pool de son intention de résilier les contrats d'achat d'électricité («CAÉ») liés aux unités B et C de la centrale de Sundance (les «CAÉ de la centrale de Sundance») le 31 mars 2018.

La résiliation des CAÉ de la centrale de Sundance par le Balancing Pool était attendue et la Société compte collaborer étroitement avec le Balancing Pool pour veiller à ce que la Société reçoive l'indemnité de résiliation qu'elle estime avoir droit aux termes des CAÉ de la centrale de Sundance et de la législation applicable. L'incidence prévue de la résiliation comprend une indemnité d'environ 215 millions de dollars pour la valeur comptable nette des actifs, par rapport au montant d'environ 157 millions de dollars qui avait été estimé par le Balancing Pool. L'estimation du Balancing Pool diffère, car elle ne tient pas compte de certains actifs miniers qui, selon la Société, devraient être inclus dans le calcul de la valeur comptable nette.

B. Résultats de la conversion des actions privilégiées de série E et de série C et rajustement du taux de dividende

Le 17 septembre 2017, la Société a annoncé que les avis de choix minimums reçus ne répondaient pas aux critères requis pour donner effet à la conversion des actions privilégiées de série E en actions privilégiées de série F. Par conséquent, aucune des actions privilégiées de série E n'a été convertie en actions privilégiées de série F le 30 septembre 2017, et le taux de dividende restera fixe pour les cinq prochaines années. Se reporter à la note 13 pour plus de renseignements.

Le 16 juin 2017, la Société a annoncé que les avis de choix minimums reçus ne répondaient pas aux critères requis pour donner effet à la conversion des actions privilégiées de série C en actions privilégiées de série D. Par conséquent, aucune des actions privilégiées de série C n'a été convertie en actions privilégiées de série D le 30 juin 2017, et le taux de dividende restera fixe pour les cinq prochaines années. Se reporter à la note 13 pour plus de renseignements.

C. Mise en service de la centrale de South Hedland

Le 28 juillet 2017, la centrale de South Hedland a été mise en service. Le 1^{er} août 2017, Fortescue Metals Group Ltd. («FMG») a indiqué à TransAlta qu'à son avis, la centrale de South Hedland ne répondait pas encore aux critères de rendement requis aux termes du CAÉ lié à la centrale de South Hedland intervenu entre la Société et FMG. Selon la Société, tous les critères établissant la mise en service ont été remplis selon les modalités du CAÉ conclu avec FMG. Horizon Power n'a pas contesté la mise en service.

D. Résiliation du CAÉ avec Solomon

Le 1^{er} août 2017, la Société a reçu un avis selon lequel FMG compte racheter la centrale de Solomon auprès de TEC Pipe Pty Ltd., filiale en propriété exclusive de la Société, pour un montant d'environ 335 millions de dollars américains. Il est prévu que FMG conclura l'acquisition de la centrale de Solomon en novembre 2017. Par conséquent, la Société a reclassé la partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement dans les créances clients et autres débiteurs des états de la situation financière consolidés résumés.

E. Projet de l'unité 3 du parc éolien de Kent Hills

Au cours du deuxième trimestre de 2017, TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables») a conclu un contrat à long terme avec Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick («Énergie NB») en vue de la vente de toute l'énergie produite par une capacité de production supplémentaire de 17,25 mégawatts («MW») dans le cadre du projet de l'unité 3 du parc éolien de Kent Hills.

Il s'agit d'un projet d'expansion de l'actuel parc éolien de Kent Hills, ce qui permettra d'accroître la capacité de production du parc éolien à environ 167 MW. Dans le cadre du processus réglementaire, la Société a présenté une étude d'impact sur

l'environnement à la province du Nouveau-Brunswick au cours du troisième trimestre de 2017. Si la Société obtient les autorisations environnementales, la construction devrait débuter au printemps 2018.

Parallèlement, l'échéance du contrat avec Énergie NB relativement à l'unité 1 du parc éolien de Kent Hills a été reportée de 2033 à 2035, ce qui correspond à la durée d'utilité des unités 2 et 3 du parc éolien de Kent Hills.

F. Transition vers la production d'énergie non polluante en Alberta et imputation pour dépréciation

Le 19 avril 2017, la Société a annoncé son intention d'accélérer la transition vers la production à partir du gaz et de l'énergie renouvelable. Pour y parvenir, les mesures suivantes seront prises :

- La mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Sundance à compter du 1^{er} janvier 2018.
- L'arrêt des activités de l'unité 2 de la centrale de Sundance à compter du 1^{er} janvier 2018 pour une période de deux ans.
- La conversion des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance et des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills alimentées au charbon en centrales au gaz entre 2021 et 2023, prolongeant du coup la durée d'utilité de ces unités jusqu'au milieu des années 2030.

Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance

La réglementation fédérale stipule que toutes les centrales alimentées au charbon construites avant 1975 doivent cesser leurs activités liées au charbon d'ici la fin de 2019, ce qui comprend les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. Étant donné que l'unité 1 de la centrale de Sundance sera fermée deux ans plus tôt, la ministre fédérale de l'Environnement a consenti de prolonger la durée d'utilité de l'unité 2 de la centrale de Sundance de 2019 à 2021. La Société jouira ainsi de la souplesse nécessaire pour satisfaire aux exigences réglementaires liées à l'environnement visant la conversion du charbon au gaz et au nouveau marché de capacité en Alberta.

Les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance offrent une capacité combinée de 560 MW sur la capacité totale de 2 141 MW de l'ensemble de la centrale de Sundance qui fournit la charge de base au réseau électrique de l'Alberta. Le CAÉ lié aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance conclu avec le Balancing Pool vient à échéance le 31 décembre 2017.

Au deuxième trimestre de 2017, la Société a comptabilisé une perte de valeur d'un montant de 20 millions de dollars sur l'unité 1 de la centrale de Sundance en raison de sa décision de devancer la mise hors service de cette unité. La Société avait d'abord prévu que cette unité serait toujours en activité en 2018 et 2019. Le test de dépréciation était fondé sur la valeur d'utilité et comprenait les flux de trésorerie futurs estimatifs devant être générés par l'unité jusqu'à sa mise hors service le 1^{er} janvier 2018. L'actualisation n'a pas eu une incidence importante.

Aucun test de dépréciation séparé autonome n'a été requis pour l'unité 2 de la centrale de Sundance, puisque son arrêt permet à la Société de prolonger l'exploitation de celle-ci dans le cadre de l'unité génératrice de trésorerie marchande de l'Alberta de la Société jusqu'en 2021.

G. Modifications apportées aux notes de crédit

La Société maintient une note de crédit de première qualité auprès de trois agences de notation.

Le 15 mars 2017, Fitch Ratings a renouvelé la note de crédit des titres de créance non garantis et la note à titre d'émetteur de BBB- de la Société et a changé la perspective pour la faire passer de négative à stable.

Le 3 avril 2017, DBRS Limited a modifié la note de crédit des titres de créance non garantis et des billets à moyen terme de la Société, la faisant passer de BBB à BBB (faible), celle des actions privilégiées, de Pfd-3 à Pfd-3 (faible), et la note à titre d'émetteur, de BBB à BBB (faible). Les tendances à l'égard des notes susmentionnées sont passées de négatives à stables.

Le 11 avril 2017, Standard and Poor's a renouvelé la note de crédit des titres de créance non garantis et la note à titre d'émetteur de BBB- de la Société, mais a changé la perspective pour la faire passer de stable à négative.

H. Contrat de production autonome visant la centrale de cogénération de Mississauga

Le 22 décembre 2016, la Société a annoncé la signature d'un contrat d'acheminement de production autonome amélioré (le «contrat de production autonome») avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario pour la centrale de cogénération de Mississauga. Ce contrat est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et, dans le cadre de sa conclusion, la Société a convenu de résilier en date du 31 décembre 2016 le contrat existant de la centrale conclu avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario, qui autrement aurait pris fin en décembre 2018.

Le contrat de production autonome procure à la Société des paiements mensuels fixes jusqu'au 31 décembre 2018, sans obligation de livraison, et permet de maintenir une souplesse opérationnelle afin que la centrale puisse saisir les occasions de satisfaire les besoins du marché de l'électricité en Ontario. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017, des entrées de trésorerie de respectivement 22 millions de dollars et 71 millions de dollars liés aux paiements mensuels prévus au contrat ont été incluses dans «Autres éléments» pour obtenir les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement dans les tableaux des flux de trésorerie.

Comme il est mentionné à la note 8 A) des états financiers consolidés de 2016, la Société a comptabilisé un profit avant impôts d'environ 191 millions de dollars en 2016 et a également comptabilisé un amortissement accéléré de 46 millions de dollars. Par conséquent, sur la durée du contrat de production autonome, la Société ne prévoit pas comptabiliser d'incidences supplémentaires sur le résultat net. Toutefois, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société comprendront les paiements contractuels mensuels reçus en vertu du contrat de production autonome.

I. Vente de Wintering Hills

Le 26 janvier 2017, la Société a annoncé la vente de sa participation de 51 % dans l'installation éolienne marchande de Wintering Hills, pour un montant d'environ 61 millions de dollars. La clôture de la vente a eu lieu le 1^{er} mars 2017.

J. Échange d'actions privilégiées

Le 10 février 2017, la Société a annoncé qu'elle ne procéderait pas à la transaction annoncée précédemment le 19 décembre 2016, aux termes de laquelle la totalité des actions privilégiées de premier rang du capital social en circulation de la Société devaient être échangées contre des actions privilégiées de premier rang rachetables, à taux minimum rajusté et à dividende cumulatif d'une seule nouvelle série.

4. Autres résultats d'exploitation, montant net

A. Entente d'élimination du charbon en Alberta

Le 24 novembre 2016, la Société a annoncé la conclusion d'une entente d'élimination du charbon avec le gouvernement de l'Alberta sur les paiements de transition découlant de l'élimination, au plus tard le 31 décembre 2030, des émissions des centrales alimentées au charbon, notamment l'unité 3 de la centrale de Keephills, l'unité 3 de la centrale de Genesee et la centrale de Sheerness.

Aux termes de l'entente d'élimination du charbon, la Société reçoit des paiements de transition annuels au comptant d'environ 39,7 millions de dollars (37,2 millions de dollars, montant net revenant à la Société) au plus tard le 31 juillet, à compter du 1^{er} janvier 2017 jusqu'à la fin de 2030. La Société comptabilise uniformément les paiements en vertu de l'entente d'élimination du charbon tout au long de l'exercice. Par conséquent, au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017, environ 10 millions de dollars et 30 millions de dollars, respectivement, ont été comptabilisés dans les autres résultats d'exploitation, montant net, dans les comptes de résultat consolidés résumés. La réception des paiements est sous réserve du respect de certaines modalités et conditions. La principale condition de l'entente d'élimination du charbon est l'élimination de toutes les émissions des centrales alimentées au charbon au plus tard le 31 décembre 2030. Toutefois, les centrales touchées pourront en tout temps continuer à produire de l'électricité en utilisant une autre méthode que la production d'électricité à partir du charbon qui entraîne des émissions.

5. Charge d'intérêts nette

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2017	2016	2017	2016
Intérêt sur la dette	53	59	165	170
Produit d'intérêts	(1)	-	(3)	(1)
Intérêts incorporés au coût de l'actif	(2)	(4)	(10)	(11)
Perte au titre du remboursement des obligations (note 11)	6	-	6	1
Intérêts sur les obligations au titre des contrats de location-financement	1	1	3	3
Autres ¹	6	(4)	13	5
Désactualisation des provisions	6	4	16	15
Charge d'intérêts nette	69	56	190	182

¹) L'exercice 2016 comprend les intérêts courus découlant de l'interruption de l'unité 1 de la centrale de Keephills.

6. Impôts sur le résultat

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2017	2016	2017	2016
Charge d'impôt exigible	5	6	17	17
Ajustements à l'égard des impôts différés des périodes précédentes	-	1	-	1
Recouvrement d'impôt différé lié à la naissance et à la reprise des différences temporaires	(14)	(14)	(35)	(25)
Charge d'impôt différé au titre des différences temporaires liées à une participation dans une filiale	-	-	-	3
Charge d'impôt différé résultant de modifications apportées aux taux d'impôt ou aux lois fiscales	-	-	-	1
Charge (recouvrement) d'impôt différé découlant de la reprise de réduction de valeur des actifs d'impôt différé ¹	4	5	(23)	(41)
Recouvrement d'impôts sur le résultat	(5)	(2)	(41)	(44)

¹) Au cours de la période de trois mois close le 30 septembre 2017, la Société a comptabilisé une réduction de valeur d'actifs d'impôt différé de 4 millions de dollars et au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, elle a repris une réduction de valeur antérieure d'actifs d'impôt différé de 23 millions de dollars. 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 avait sorti ces actifs du bilan, puisqu'il n'était plus considéré comme 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, en raison de la baisse des attentes à l'égard de la croissance des prix. Les autres éléments du résultat global constatés au cours de la période ont entraîné des différences temporaires imposables sur lesquelles est fondée en grande partie l'utilisation de certaines de ces pertes fiscales et la reprise de la réduction de valeur.

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2017	2016	2017	2016
Charge d'impôt exigible	5	6	17	17
Recouvrement d'impôt différé	(10)	(8)	(58)	(61)
Recouvrement d'impôts sur le résultat	(5)	(2)	(41)	(44)

7. 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 le parc éolien de Kent Hills d'une capacité de 150 MW, situé au Nouveau-Brunswick.

Le 28 juillet 2017, la centrale de South Hedland a été mise en service. Le 1^{er} août 2017, la Société a converti ses 26,1 millions d'actions de catégorie B de TransAlta Renewables en 26,4 millions d'actions ordinaires de TransAlta Renewables. À cette date, le pourcentage de la participation en capitaux propres de la Société dans TransAlta Renewables est passé de 59,8 % à 64 %. Les actions de catégorie B ont été converties à un ratio supérieur à 1:1, car les coûts liés à la construction et à la mise en service du projet étaient inférieurs au montant convenu par TransAlta Renewables.

Le tableau suivant présente le pourcentage de la propriété, des droits de vote et de la participation en capitaux propres de la Société dans TransAlta Renewables au cours des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2017 et 2016 :

Période	Pourcentage de la propriété et des droits de vote	Pourcentage de la participation en capitaux propres
Du 26 novembre 2015 au 5 janvier 2016	66,6	62,0
Du 6 janvier 2016 au 31 juillet 2017	64,0	59,8
Au 1 ^{er} août 2017 et par la suite	64,0	64,0

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2017	2016	2017	2016
Résultat net				
TransAlta Cogeneration L.P.	3	7	25	26
TransAlta Renewables	(24)	9	(2)	(9)
	(21)	16	23	17
Total du résultat global				
TransAlta Cogeneration L.P.	3	9	25	39
TransAlta Renewables	(55)	29	(14)	(2)
	(52)	38	11	37
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle				
TransAlta Cogeneration L.P.	16	14	72	49
TransAlta Renewables	22	21	64	62
	38	35	136	111

Aux	30 sept. 2017	31 déc. 2016
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle		
TransAlta Cogeneration L.P.	256	301
TransAlta Renewables	827	851
	1 083	1 152
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)		
TransAlta Cogeneration L.P.	49,99	49,99
TransAlta Renewables	36,0	40,2

8. Instruments financiers

A. Actifs financiers et passifs financiers – évaluation

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

B. Juste valeur des instruments financiers

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

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

a. Niveau I

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

b. Niveau II

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

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

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

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

c. Niveau III

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

La Société peut conclure des transactions sur des produits de base pour lesquelles il n'y a pas de données de marché observables disponibles. Dans ces cas-là, les justes valeurs de niveau III sont établies en utilisant des techniques d'évaluation, comme le modèle de Black et Scholes, le modèle d'évaluation axé sur les prévisions et le modèle d'évaluation fondé sur les statistiques historiques, à l'aide de données d'entrée reposant sur les données historiques comme la disponibilité de l'unité, la congestion du transport, les profils de la demande pour des contrats non standardisés distincts et des produits structurés, et/ou les volatilités ainsi que les corrélations entre les produits provenant des prix historiques.

La Société détient aussi divers contrats sur les produits de base ayant une durée s'étirant au-delà d'une période de négociation liquide. Comme les prix du marché à terme ne sont pas disponibles pour la durée complète de ces contrats, leur valeur est

déterminée à partir d'une prévision reposant sur une combinaison de modèles fondamentaux externes et internes, y compris l'actualisation. Par conséquent, ces contrats sont classés dans le niveau III.

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

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

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

Aux	30 septembre 2017		31 décembre 2016	
	Juste valeur de base	Sensibilité	Juste valeur de base	Sensibilité
Ventes d'électricité à long terme - États-Unis	857	+134 -134	907	+75 -69
Ventes d'électricité à long terme - Alberta	1	+2 -2	(3)	+5 -5
Achats d'électricité conditionnels - unités	10	+3 -4	13	+2 -4
Produits structurés - est des États-Unis	24	+7 -8	24	+8 -8
Autres	3	+4 -4	6	+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 septembre 2019, 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 faisant la moyenne des prévisions fondamentales externes (les fournisseurs sont indépendants et sont reconnus comme des experts du secteur pour les prévisions et hypothèses). La fourchette des prix de l'électricité à terme par mégawattheure («MWh») utilisée pour déterminer les justes valeurs de base de niveau III au 30 septembre 2017 se situe entre 23 \$ US et 33 \$ US (27 \$ US et 36 \$ US au 31 décembre 2016). 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 (5 \$ US au 31 décembre 2016) est une variation raisonnablement possible du prix de l'électricité à terme.

Le contrat est libellé en dollars américains. En raison de la dépréciation du dollar américain par rapport au dollar canadien entre le 31 décembre 2016 et le 30 septembre 2017, la juste valeur de base et la valeur de sensibilité ont diminué respectivement de 73 millions de dollars et 9 millions de dollars.

ii. Vente d'électricité à long terme - Alberta

La Société a conclu un contrat de vente d'électricité à prix fixe à long terme de 12,5 MW (sur une base mensuelle) dans le marché de l'Alberta, jusqu'en décembre 2024. Le contrat est comptabilisé comme détenu à des fins de transaction.

Pour les périodes au-delà de 2022, 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 afin d'établir les hypothèses sur les prix de base, les prix les plus élevés et les prix les plus bas de l'électricité. L'hypothèse sur les prix de base repose sur la plus récente prévision de prix obtenue d'un service de prévisions externe indépendant, qui est reconnu dans le secteur comme étant un expert du marché de l'Alberta. La fourchette des prix de l'électricité à terme par MWh utilisée pour déterminer les justes valeurs de base de niveau III au 30 septembre 2017 se situe entre 63 \$ et 67 \$ (68 \$ et 93 \$ au 31 décembre 2016). L'analyse de sensibilité des deux périodes a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société selon laquelle une hausse ou une baisse de 20 % est une variation raisonnablement possible du prix de l'électricité à terme.

iii. 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 détenus à des fins de transaction.

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

Cette analyse repose sur les données historiques disponibles sur la production des centrales. Les fourchettes de taux d'actualisation des prix et des volumes par MWh utilisées pour l'évaluation des justes valeurs de base de niveau III au 30 septembre 2017 sont respectivement de néant (néant au 31 décembre 2016) et de 1,69 % à 2,76 % (2,15 % à 3,62 % au 31 décembre 2016). 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 0,93 % à 1,09 % (0,75 % au 31 décembre 2016) et d'une variation des taux d'escompte de volume d'environ 7,68 % à 9,74 % (15,5 % au 31 décembre 2016), ce qui se rapproche de l'écart type pour chaque donnée.

iv. Produits structurés - est des États-Unis

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

Les principales données d'entrée non observables utilisées pour l'évaluation des contrats d'électricité à prix fixe sont les écarts de prix à terme du marché et les facteurs non standards. Une analyse de régression historique a été exécutée pour modéliser les écarts entre les marchés liquides et non liquides. Les facteurs non standards ont été établis en utilisant des données historiques. La relation de base et les facteurs non standards utilisés pour l'évaluation des justes valeurs de base de niveau III au 30 septembre 2017 sont de respectivement 69 % à 157 % et 73 % à 88 % (66 % à 128 % et 65 % à 88 % au

31 décembre 2016). 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 5 % (5 % au 31 décembre 2016) et d'une variation des facteurs non standards d'environ 6 % (9 % au 31 décembre 2016), ce qui se rapproche de l'écart type pour chaque donnée.

Les principales données d'entrée non observables utilisées pour l'évaluation des contrats sur la consommation spécifique de chaleur sont les volatilités implicites et les corrélations. Les volatilités implicites et les corrélations utilisées pour l'évaluation des justes valeurs de base de niveau III au 30 septembre 2017 sont de respectivement 17 % à 49 % et 70 % (20 % à 54 % et 70 % au 31 décembre 2016). L'analyse de sensibilité a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société d'une variation raisonnablement possible des volatilités implicites et des corrélations d'environ respectivement 30 % et 32 % (10 % au 31 décembre 2016).

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

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

Les actifs et les passifs de gestion du risque lié aux produits de base sont classés selon leur niveau de juste valeur au 30 septembre 2017 : niveau I - passif net de 4 millions de dollars (néant au 31 décembre 2016), niveau II - actif net de 1 million de dollars (passif net de 14 millions de dollars au 31 décembre 2016), niveau III - actif net de 753 millions de dollars (actif net de 758 millions de dollars au 31 décembre 2016).

Les variations importantes des actifs (passifs) nets de gestion du risque lié aux produits de base au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 découlent essentiellement de la variation de la valeur du contrat de vente d'électricité à long terme (éléments de couverture de niveau III) comme il a été mentionné à la section B I) c) i) de la présente note.

Le tableau suivant résume les facteurs clés ayant une incidence sur la juste valeur des actifs et passifs de gestion du risque lié aux produits de base de niveau III au cours des périodes de neuf mois closes respectivement les 30 septembre 2017 et 2016 :

	Neuf mois clos le 30 septembre 2017			Neuf mois clos le 30 septembre 2016		
	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total
Solde d'ouverture	726	32	758	640	(98)	542
Variations attribuables aux :						
Variations des prix du marché pour les contrats existants	95	1	96	172	20	192
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	1	1	-	9	9
Contrats réglés	(39)	(4)	(43)	(13)	78	65
Variation des taux de change	(58)	(1)	(59)	(57)	2	(55)
Actifs nets de gestion du risque à la fin de la période	724	29	753	742	11	753
Informations supplémentaires sur le niveau III :						
Profits comptabilisés dans les autres éléments du résultat global	37	-	37	115	-	115
Total des profits inclus dans le résultat avant impôts sur le résultat	39	1	40	13	31	44
Profits (pertes) latent(e)s compris(es) dans le résultat avant impôts sur le résultat lié aux actifs nets détenus à la fin de la période	-	(3)	(3)	-	109	109

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 43 millions de dollars au 30 septembre 2017 (actif net de 176 millions de dollars au 31 décembre 2016), 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 close le 30 septembre 2017 sont principalement attribuables au règlement de contrats.

Au cours du premier trimestre de 2017, la Société a mis fin à la comptabilité de couverture pour certaines couvertures de flux de trésorerie en monnaies étrangères et certaines couvertures de juste valeur sur des dettes respectivement de 690 millions de dollars américains et 50 millions de dollars américains. Les pertes cumulées sur des couvertures de flux de trésorerie d'environ 3 millions de dollars continueront d'être différées dans le cumul des autres éléments du résultat global et seront reclassées en résultat net à mesure que les transactions prévues (les paiements d'intérêts) auront lieu. Les pertes cumulées d'environ 2 millions de dollars liées à la couverture de juste valeur, comptabilisées comme partie intégrante de la valeur comptable de la dette couverte, seront amorties en résultat net sur la durée restante de la dette. Les variations de ces actifs et passifs de gestion de risque liés à ces positions de couverture abandonnées seront reflétées dans le résultat net de façon prospective.

IV. Autres actifs et passifs financiers

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

	Juste valeur				Valeur comptable totale
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
Dettes à long terme au 30 septembre 2017	-	3 769	-	3 769	3 715
Dettes à long terme ¹ au 31 décembre 2016	-	4 271	-	4 271	4 221

1) Inclut la partie courante et exclut une dette de 67 millions de dollars évaluée et comptabilisée à la juste valeur.

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

La valeur comptable des autres actifs et passifs financiers à court terme (trésorerie et équivalents de trésorerie, créances clients, 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.

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 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, qui sera comptabilisée dans le résultat net, et le rapprochement des variations se présentent comme suit :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2017	2016	2017	2016
Profit net non amorti au début de la période	113	157	148	202
Nouveaux profits initiaux	5	3	9	7
Variation des taux de change	(4)	2	(8)	(9)
Amortissement comptabilisé dans le résultat net au cours de la période	(8)	(12)	(43)	(50)
Profit net non amorti à la fin de la période	106	150	106	150

9. Activités de gestion du risque

A. Actifs et passifs nets de gestion du risque

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

Au 30 septembre 2017

	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base				
Courants	94	-	8	102
Non courants	648	-	1	649
Actifs nets de gestion du risque lié aux produits de base	742	-	9	751
Divers				
Courants	(1)	-	39	38
Non courants	-	-	5	5
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque	(1)	-	44	43
Total des actifs nets de gestion du risque	741	-	53	794

Au 31 décembre 2016

	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base				
Courants	86	-	(16)	70
Non courants	683	-	(9)	674
Actifs (passifs) nets de gestion du risque lié aux produits de base	769	-	(25)	744
Divers				
Courants	105	-	8	113
Non courants	59	3	1	63
Autres actifs nets de gestion du risque	164	3	9	176
Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque	933	3	(16)	920

B. Nature et étendue des risques découlant des instruments financiers

L'analyse qui suit se limite à la nature et à l'étendue de certains risques découlant des instruments financiers, qui sont également analysés plus en détail à la note 14 B) des états financiers consolidés annuels les plus récents de la Société.

I. Risque de marché

a. Risque lié au prix des produits de base

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

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

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

Conformément à la politique de gestion du risque lié aux produits de base, les activités de négociation pour compte propre sont assujetties à des limites et à des contrôles, y compris la limite de la valeur à risque («VaR»). Le conseil d'administration approuve la limite pour la VaR totale découlant des activités de négociation pour compte propre. La VaR est la mesure la plus fréquemment employée pour faire le suivi et gérer le risque de marché associé aux positions de négociation. Une mesure de la VaR donne, à un niveau de confiance précis, une perte maximale estimée avant impôts qui pourrait être subie sur une période donnée. La VaR sert à déterminer les variations possibles de la valeur du portefeuille de négociation pour compte propre de la Société, sur une période de trois jours avec un niveau de confiance de 95 %, résultant des fluctuations normales du marché. La VaR est estimée au moyen de l'approche de la variance/covariance historique.

Les fluctuations des prix du marché associés aux activités de négociation pour compte propre influent sur le résultat net de la période au cours de laquelle elles se produisent. La VaR au 30 septembre 2017 liée aux activités de négociation pour compte propre de la Société était de 2 millions de dollars (2 millions de dollars au 31 décembre 2016).

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.

Au 30 septembre 2017, 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 10 millions de dollars (19 millions de dollars au 31 décembre 2016). En ce qui concerne les positions et couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture ou les transactions d'optimisation à court terme comme les rachats conclus afin de compenser les positions de couverture existantes, ces transactions sont évaluées à la valeur du marché, les variations des prix du marché liées à celles-ci ayant une incidence sur le résultat net de la période pendant laquelle elles surviennent. Au 30 septembre 2017, la VaR liée à ces transactions s'établissait à 3 millions de dollars (7 millions de dollars au 31 décembre 2016).

b. Risque de change

La Société court des risques à l'égard de diverses monnaies, comme le dollar américain et le dollar australien, 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 14 B) I) c) des états financiers consolidés annuels les plus récents de la Société pour une analyse plus détaillée.

II. Risque de crédit

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

La Société utilise des notes de solvabilité externes, ainsi que des notes de solvabilité internes lorsque des notes de solvabilité externes ne sont pas disponibles, pour établir les limites de crédit des contreparties et des clients. Le tableau suivant décrit l'exposition maximale au risque de crédit de la Société, compte non tenu des garanties détenues, y compris l'attribution des notes de solvabilité, au 30 septembre 2017 :

	Notation de première qualité (en pourcentage)	Notation de qualité inférieure (en pourcentage)	Total (en pourcentage)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs ^{1,2}	54	46	100	1 114
Créances au titre de contrats de location-financement non courantes	95	5	100	230
Actifs de gestion du risque ¹	99	1	100	892
Total				2 236

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

2) La Société compte un client dont la notation est de qualité inférieure et dont les soldes impayés s'élevaient à 435 millions de dollars (445 millions de dollars au 31 décembre 2016). En raison de la résiliation du CAÉ de la centrale de Solomon (se reporter à la note 3), la Société s'attend à recevoir un versement de 412 millions de dollars au titre du solde des créances liées à un contrat de location-financement en novembre 2017. La Société avait un contrat avec deux clients dont la notation est de première qualité et dont le solde impayé représentait respectivement plus de 10 % du total des créances clients de tiers impayés. La société a évalué que le risque de défaut lié à ces clients était minime.

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 16 millions de dollars au 30 septembre 2017 (14 millions de dollars au 31 décembre 2016).

III. Risque de liquidité

Le risque de liquidité est lié à la capacité de la Société d'avoir accès au capital requis pour ses activités de négociation pour compte propre, ses transactions de couverture du prix des produits de base, ses projets en immobilisations, le refinancement de sa dette et les activités générales du siège social. Au 30 septembre 2017, trois agences de notation ont maintenu leur note de première qualité accordée à TransAlta (se reporter à la note 3 H)). TransAlta tient à renforcer sa situation financière et à maintenir 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 :

	2017	2018	2019	2020	2021	2022 et par la suite	Total
Dettes fournisseurs et charges à payer	511	-	-	-	-	-	511
Dettes à long terme ¹	238	710	460	460	209	1 664	3 741
Actifs de gestion du risque lié aux produits de base	(40)	(86)	(88)	(78)	(94)	(365)	(751)
Autres actifs de gestion du risque	(5)	(38)	-	-	-	-	(43)
Obligations au titre des contrats de location-financement	4	15	12	9	6	19	65
Intérêt sur la dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement ²	71	168	143	115	93	715	1 305
Dividendes à verser	27	-	-	-	-	-	27
Total	806	769	527	506	214	2 033	4 855

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.

C. Garanties et modalités conditionnelles d'instruments dérivés

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

Au 30 septembre 2017, la Société avait fourni une garantie de 106 millions de dollars (116 millions de dollars au 31 décembre 2016) 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 63 millions de dollars à ses contreparties (49 millions de dollars au 31 décembre 2016).

10. 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 2016	95	2 664	498	2 290	606	407	264	6 824
Ajouts	-	-	-	-	-	261	5	266
Ajouts - contrats de location-financement	-	1	-	-	5	-	-	6
Cessions	-	-	(3)	-	-	-	-	(3)
Imputations pour dépréciation d'actifs (note 3)	-	(20)	-	-	-	-	-	(20)
Amortissement	-	(260)	(47)	(92)	(52)	-	(14)	(465)
Révision et augmentation des frais de démantèlement et de remise en état	-	73	10	11	33	-	(1)	126
Mise hors service d'actifs et cessions	-	(7)	(1)	-	(3)	-	(1)	(12)
Variation des taux de change	(1)	(25)	1	(21)	(3)	(3)	(4)	(56)
Transferts ²	1	98	459	13	10	(575)	(18)	(12)
Au 30 septembre 2017	95	2 524	917	2 201	596	90	231	6 654

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

2) Au cours du deuxième trimestre de 2017, la Société a reclassé environ 13 millions de dollars de pièces de rechange et d'autres actifs dans les stocks.

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

A. Facilités de crédit, dette et lettres de crédit

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux	30 septembre 2017			31 décembre 2016		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹
Facilités de crédit	147	147	2,7 %	-	-	-
Débetures ²	1 046	1 051	6,0 %	1 045	1 051	6,0 %
Billets de premier rang	1 482	1 494	6,0 %	2 151	2 158	5,0 %
Sans recours ³	994	997	4,5 %	1 038	1 048	4,5 %
Autres ⁴	46	46	9,1 %	54	54	9,2 %
	3 715	3 735		4 288	4 311	
Obligations au titre des contrats de location-financement	65			73		
	3 780			4 361		
Moins : partie courante de la dette à long terme	(907)			(623)		
Moins : partie courante des obligations au titre des contrats de location-financement	(16)			(16)		
Total de la partie courante de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement	(923)			(639)		
Total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement	2 857			3 722		

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

2) Valeur nominale de 1,2 milliard de dollars américains au 30 septembre 2017 (1,6 milliard de dollars américains au 31 décembre 2016).

3) Inclut 48 millions de dollars américains au 30 septembre 2017 (53 millions de dollars américains au 31 décembre 2016).

4) Incluent 26 millions de dollars américains au 30 septembre 2017 (29 millions de dollars américains au 31 décembre 2016) au titre du financement de la masse fiscale.

Après le troisième trimestre de 2017 :

- Le 2 octobre 2017, TransAlta Renewables a conclu le financement d'un placement obligataire de 260 millions de dollars, par voie de placement privé. Se reporter à la note 16 pour de plus amples renseignements.
- Le 12 octobre 2017, la Société a racheté de façon anticipée les débetures sans recours de Canadian Hydro Developers, Inc. («CHD») à la valeur nominale de 191 millions de dollars. Se reporter à la note 16 pour de plus amples renseignements.

Au cours du premier semestre de 2017 :

- La Société a remboursé à l'échéance un billet de premier rang de 400 millions de dollars américains. Le remboursement était couvert par un swap de devises. L'obligation avait une valeur à l'échéance de 434 millions de dollars.
- TransAlta Renewables a conclu une entente de crédit consortiale lui donnant accès à une facilité de crédit consentie totalisant 500 millions de dollars. L'entente est entièrement confirmée pour quatre ans et vient à échéance en 2021. La facilité est assujettie à diverses clauses restrictives et restrictions courantes qui visent à maintenir l'accès aux engagements de financement. Dans le cadre de la nouvelle entente de crédit, la facilité de crédit de 350 millions de dollars consentie par TransAlta a été annulée. Les liquidités consolidées de la Société sont demeurées inchangées, étant donné que la facilité de crédit de la Société a diminué de 500 millions pour s'établir à un total de 1 milliard de dollars, alors que la facilité de TransAlta Renewables a augmenté pour s'établir à un total de 500 millions de dollars.

La Société dispose de facilités de crédit consenties totalisant 2,0 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars au 31 décembre 2016), y compris la facilité de crédit de TransAlta Renewables de 500 millions de dollars. Au total, un montant de 1,3 milliard de dollars (1,4 milliard de dollars au 31 décembre 2016) n'a pas été prélevé. Au 30 septembre 2017, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 0,7 milliard de dollars (0,6 milliard de dollars au 31 décembre 2016), ce qui correspondait à des emprunts réels de 0,1 milliard de dollars (néant au 31 décembre 2016) et à des lettres de crédit de 0,6 milliard de dollars (0,6 milliard de dollars au 31 décembre 2016). La Société respecte les modalités de la facilité de crédit, et toute tranche non utilisée est

entièrement disponible. Outre le montant de 1,3 milliard de dollars disponible aux termes des facilités de crédit, la Société dispose de 87 millions de dollars en trésorerie et équivalents de trésorerie.

Les lettres de crédit en cours de la Société au 30 septembre 2017 totalisaient 573 millions de dollars (566 millions de dollars au 31 décembre 2016), et aucun montant (néant au 31 décembre 2016) n'avait été exercé par des tiers en vertu de ces arrangements, y compris les lettres de crédit en cours de TransAlta Renewables de 69 millions de dollars (néant au 31 décembre 2016). TransAlta Renewables a également une lettre de crédit non consentie payable à vue de 100 millions de dollars.

La dette de TransAlta comporte des modalités et conditions, y compris des clauses restrictives financières, qui sont considérées comme normales et courantes. Au 30 septembre 2017, la Société se conformait à toutes les clauses restrictives de la dette.

B. Restrictions relatives à la dette sans recours

Les débentures sans recours d'un montant de 197 millions de dollars (193 millions de dollars au 31 décembre 2016) émises par la filiale de la Société, CHD, comprennent des clauses restrictives exigeant que le produit en trésorerie tiré de la vente d'actifs soit réinvesti dans des actifs renouvelables similaires ou serve au remboursement des débentures sans recours. Le 12 octobre 2017, ces débentures sans recours ont été rachetées pour une valeur nominale de 191 millions de dollars.

Les obligations sans recours des parcs éoliens de Melancthon et Wolfe, de la centrale de Pingston, de TAPC Holdings LP, du parc éolien de New Richmond et de Mass Solar sont assujetties aux conditions financières habituelles et aux clauses restrictives qui pourraient limiter la capacité de la Société d'accéder aux fonds générés par les activités des centrales. Si certains tests de distribution (effectués généralement une fois par trimestre) sont réussis, les fonds peuvent être distribués par les filiales à leur société mère respective. Ces conditions comprennent l'atteinte d'un ratio de couverture du service de la dette avant la distribution, lequel a été atteint par ces entités au troisième trimestre. Toutefois, les fonds de ces entités qui se sont accumulés depuis le test du troisième trimestre ne seront pas distribués jusqu'à ce que le prochain ratio de couverture du service de la dette soit calculé au quatrième trimestre de 2017. Au 30 septembre 2017, un montant de 26 millions de dollars (24 millions de dollars au 31 décembre 2016) en trésorerie était assujetti à ces restrictions financières.

En outre, certaines obligations sans droit de recours requièrent l'établissement et le financement de certains comptes de réserve au moyen de trésorerie en dépôt et de lettres de crédit. Au 30 septembre 2017, la Société a choisi d'utiliser des lettres de crédit. Toutefois, au 30 septembre 2017, un montant de 1 million de dollars en trésorerie a été déposé dans certains comptes de réserve qui ne permettent pas l'utilisation de lettre de crédit et n'était pas disponible pour une utilisation à des fins générales.

C. Garantie

Des dettes sans recours totalisant 613 millions de dollars (644 millions de dollars au 31 décembre 2016) sont garanties chacune par une charge de premier rang sur les actifs respectifs des filiales de la Société qui ont émis les obligations, y compris certaines installations de production d'énergies renouvelables dont la valeur comptable totale s'élève à 918 millions de dollars au 30 septembre 2017 (956 millions de dollars au 31 décembre 2016). Au 30 septembre 2017, une obligation sans recours d'environ 183 millions de dollars (201 millions de dollars au 31 décembre 2016) est garantie par une charge de premier rang sur les participations de l'émetteur qui a émis l'obligation sans recours.

12. Actions ordinaires

A. Émises et en circulation

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

	Trois mois clos les 30 septembre				Neuf mois clos les 30 septembre			
	2017		2016		2017		2016	
	Actions ordinaires (en millions)	Montant						
Émises et en circulation au début de la période	287,9	3 095	287,9	3 095	287,9	3 095	284,0	3 077
Émises en vertu du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires	-	-	-	-	-	-	3,9	18
	287,9	3 095	287,9	3 095	287,9	3 095	287,9	3 095
Montants à recevoir en vertu du régime d'actionnariat des employés	-	(1)	-	(2)	-	(1)	-	(2)
Émises et en circulation à la fin de la période	287,9	3 094	287,9	3 093	287,9	3 094	287,9	3 093

B. Dividendes

Le 30 octobre 2017, la Société a déclaré un dividende de 0,04 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} janvier 2018.

Le 18 juillet 2017, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,04 \$ par action sur les actions ordinaires, payable le 1^{er} octobre 2017.

Le 19 avril 2017, la Société a déclaré un dividende de 0,04 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} juillet 2017.

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.

C. Options sur actions

En mars 2017, la Société a attribué aux membres de la haute direction 0,7 million d'options sur actions assorties d'un prix d'exercice de 7,25 \$ et dont les droits s'acquièrent après une période de trois ans. Ces options viennent à échéance sept ans après leur émission.

En février 2016, la Société a attribué aux membres de la haute direction 1,1 million d'options sur actions assorties d'un prix d'exercice de 5,93 \$ et dont les droits s'acquièrent après une période de trois ans. Ces options viennent à échéance sept ans après leur émission.

13. Actions privilégiées

A. Émises et en circulation

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

Au 30 septembre 2017 et au 31 décembre 2016, la Société avait 10,2 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif à taux rajusté de série A, 11,0 millions d'actions du même type de série C, 9,0 millions d'actions du même type de série E, 6,6 millions d'actions du même type de série G émises et en circulation et 1,8 million d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif à taux variable de série B émises et en circulation.

B. Dividendes

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

Série	Montants trimestriels par action	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
		2017	2016	2017 ¹	2016
		Total	Total	Total	Total
A	0,16931 ²	2	1	3	6
B	0,16125 ³	-	-	1	1
C	0,25169 ⁴	3	4	6	10
E	0,3125 ⁵	3	2	6	8
G	0,3312 ⁵	2	3	4	7
Total pour la période		10	10	20	32

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

2) Pour le premier trimestre de 2016, le dividende sur les actions privilégiées de série A s'est établi à 0,2875 \$ par action.

3) 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 %. Les actions privilégiées de série B ont été émises le 17 mars 2016.

4) Le taux du dividende trimestriel des actions privilégiées de série C pour la période de cinq ans allant du 30 juin 2017, inclusivement, au 30 juin 2022, exclusivement, sera de 0,25169 \$, après le rajustement de taux des actions privilégiées de série C le 30 juin 2017.

5) Le taux du dividende trimestriel des actions privilégiées de série E pour la période de cinq ans allant du 30 septembre 2017, inclusivement, au 30 septembre 2022, exclusivement, sera de 0,32463 \$, après le rajustement de taux des actions privilégiées de série E le 30 septembre 2017.

Le 17 septembre 2017, la Société a annoncé qu'en tenant compte de tous les avis de choix reçus avant la date limite du 15 septembre 2017 pour la conversion d'actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série E (les «actions de série E») en actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série F (les «actions de série F»), 133 969 actions de série E ont été offertes aux fins de conversion, ce qui était en deçà du nombre d'actions requis, soit un million, pour effectuer la conversion en actions de série F. Par conséquent, aucune action de série E n'a été convertie en action de série F le 30 septembre 2017. Ainsi, les actions de série E donneront droit, si le conseil en déclare et au moment où il le fera, à des dividendes en espèces privilégiés à taux fixe cumulatifs sur une base trimestrielle. Le taux du dividende annuel des actions de série E pour la période de cinq ans allant du 30 septembre 2017, inclusivement, au 30 septembre 2022, exclusivement, sera de 5,194 %, ce qui correspond au rendement des obligations à cinq ans du gouvernement du Canada de 1,544 % établi le 31 août 2017, majoré de 3,65 %, conformément aux modalités des actions de série E.

Le 16 juin 2017, la Société a annoncé qu'en tenant compte de tous les avis de choix reçus avant la date limite du 15 juin 2017 pour la conversion d'actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série C (les «actions de série C») en actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série D (les «actions de série D»), 827 628 actions de série C ont été offertes aux fins de conversion, ce qui était en deçà du nombre d'actions requis, soit un million, pour effectuer la conversion en actions de série D. Par conséquent, aucune action de série C n'a été convertie en action de série D le 30 juin 2017. Ainsi, les actions de série C donneront droit, si le conseil en déclare et au moment où il le fera, à des dividendes en espèces privilégiés à taux fixe cumulatifs sur une base trimestrielle. Le taux du dividende annuel des actions de série C pour la période de cinq ans allant du 30 juin 2017, inclusivement, au 30 juin 2022, exclusivement, sera de 4,027 %, ce qui correspond au rendement des obligations à cinq ans du gouvernement du Canada de 0,927 % établi le 31 mai 2017, majoré de 3,10 %, conformément aux modalités des actions de série C.

Le 30 octobre 2017, la Société a déclaré un dividende trimestriel, payable le 31 décembre 2017, de 0,16931 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, de 0,17467 \$ par action sur les actions privilégiées de série B, de 0,25169 \$ par action sur les actions de série C, de 0,32463 \$ par action sur les actions de série E et de 0,33125 \$ par action sur les actions privilégiées de série G.

14. Engagements et éventualités

A. Engagements

Au cours du premier trimestre de 2017, la Société a prolongé et modifié son entente existante avec Alstom visant d'importants travaux d'entretien des installations alimentées au charbon de la Société au Canada. L'entente vise des projets d'entretien d'envergure de 2017 à 2020 à la centrale de Keephills de la Société et à certaines centrales de Sundance. Alstom aura la responsabilité de fournir ses services selon le budget et l'échéancier prévus, en offrant des garanties d'exécution.

B. Événualités

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. Rien ne garantit que les réclamations auront une issue favorable pour la Société ou qu'elles n'aient pas une incidence négative importante sur TransAlta. 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 (la «procédure») qui est en cours devant l'Alberta Utilities Commission («AUC»). L'AUC a déterminé qu'elle avait la capacité d'ajuster rétroactivement à partir de 2006 les taux de perte en ligne. L'AUC a donc demandé à l'Alberta Electric System Operator («AESO»), entre autres choses, de réaliser les calculs rétroactifs nécessaires. Les différentes décisions de l'AUC peuvent néanmoins être portées en appel et contestées. La Société pourrait engager des coûts de transports additionnels en raison de la procédure. Pour le moment, l'issue de la procédure demeure incertaine et le risque possible auquel est confronté la Société, le cas échéant, ne peut être calculé avec certitude tant que les calculs rétroactifs selon une méthode approuvée par l'AUC ne seront pas disponibles et tant que l'AUC n'aura pas déterminé la méthode à utiliser pour effectuer les calculs rétroactifs. L'AESO prévoit que les calculs rétroactifs pour chaque année effectués selon une méthode approuvée par l'AUC commenceront à être disponibles suivant la décision de l'AUC sur le module C de la procédure, qui devrait être rendue à la fin de 2017. En outre, certains CAÉ visant les centrales de la Société prévoient le transfert de ce genre de coûts de transport aux acheteurs de la Société ou au Balancing Pool.

En raison des éléments susmentionnés, aucune provision n'a été comptabilisée pour le moment.

15. Informations sectorielles

A. Résultat sectoriel présenté

I. Information sur le résultat

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

	Charbon - Canada	Charbon - États-Unis	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydroélectricité	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Trois mois clos le 30 septembre 2016									
Produits des activités ordinaires	253	143	99	30	49	30	16	-	620
Combustible et achats d'électricité	121	121	49	5	3	2	-	-	301
Marge brute	132	22	50	25	46	28	16	-	319
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	45	14	13	6	13	8	6	14	119
Amortissement	59	25	12	5	29	7	1	7	145
Provision pour frais de restructuration	-	-	-	-	-	-	-	1	1
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	4	1	-	-	2	1	-	-	8
Autres résultats d'exploitation, montant net	-	-	-	-	(1)	-	-	-	(1)
Résultats d'exploitation	24	(18)	25	14	3	12	9	(22)	47
Produits tirés des contrats de location-financement	-	-	3	13	-	-	-	-	16
Charge d'intérêts nette	-	-	-	-	-	-	-	-	(56)
Profit de change	-	-	-	-	-	-	-	-	4
Autre résultat	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Résultat avant impôts sur le résultat	-	-	3	13	-	-	-	-	12

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

	Charbon - Canada	Charbon - États-Unis	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydroélectricité	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Neuf mois clos le 30 septembre 2016									
Produits des activités ordinaires	716	240	292	89	188	96	59	-	1 680
Combustible et achats d'électricité	324	196	126	16	15	6	-	-	683
Marge brute	392	44	166	73	173	90	59	-	997
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	133	38	41	18	39	25	20	50	364
Amortissement	184	49	40	11	88	20	2	20	414
Provision pour frais de restructuration	-	-	-	-	-	-	-	1	1
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	10	3	1	-	6	3	-	1	24
Autres résultats d'exploitation, montant net	-	-	-	-	(1)	-	-	-	(1)
Résultats d'exploitation	65	(46)	84	44	41	42	37	(72)	195
Produits tirés des contrats de location-financement	-	-	10	39	-	-	-	-	49
Charge d'intérêts nette	-	-	-	-	-	-	-	-	(182)
Perte de change	-	-	-	-	-	-	-	-	(2)
Autre résultat	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Résultat avant impôts sur le résultat	-	-	10	39	-	-	-	-	61

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017, le secteur Énergie éolienne et énergie solaire comprend des montants de 3 millions de dollars (4 millions de dollars en 2016) et de 13 millions de dollars (14 millions de dollars en 2016) d'incitatifs reçus en vertu d'un programme du gouvernement du Canada visant des projets de production d'électricité de source éolienne admissibles.

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016, la Société a comptabilisé respectivement une réduction de 5 millions de dollars et une réduction de valeur de 9 millions de dollars au titre des stocks de charbon afin d'en ramener la valeur à la valeur nette de réalisation. La réduction de valeur a été incluse dans le poste Combustible et achats d'électricité du secteur Charbon aux États-Unis.

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

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2017	2016	2017	2016
Dotation aux amortissements selon les comptes de résultat consolidés résumés	158	145	455	414
Amortissement compris dans le poste Combustible et achats d'électricité	18	16	54	44
Dotation aux amortissements selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés	176	161	509	458

16. Événements postérieurs à la date de clôture

A. Financement par TransAlta Renewables d'un projet de 260 millions de dollars visant des actifs éoliens au Nouveau-Brunswick et remboursement anticipé de débetures en circulation de CHD

Le 27 septembre 2017, TransAlta Renewables a annoncé que sa filiale en propriété majoritaire indirecte, Kent Hills Wind LP («KHWLP»), avait conclu le financement d'un placement obligataire d'environ 260 millions de dollars, par voie de placement privé, garanti notamment par une charge de premier rang sur tous les actifs de KHWLP. Le placement a été conclu le 2 octobre 2017. Les obligations sont amortissables et portent intérêt à un taux de 4,454 %, payables trimestriellement et venant à échéance le 30 novembre 2033. Le produit net servira à financer les coûts de construction prévus dans le cadre des travaux d'agrandissement du parc éolien Kent Hills de 17,25 MW (après la réussite de certains essais d'achèvement et le respect d'autres conditions établies) et servira aussi à consentir des avances à CHD et à Natural Forces Technologies Inc., partenaire de KHWLP, qui détient environ 17 % de KHWLP.

Parallèlement, CHD, la filiale de la Société, a envoyé un avis indiquant qu'elle rembourserait avant leur échéance toutes ses débetures non garanties. Les débetures devaient venir à échéance en juin 2018. Le 12 octobre 2017, la Société a remboursé les débetures non garanties d'un montant total de 201 millions de dollars, composé d'un montant en capital de 191 millions de dollars, d'une prime de remboursement anticipé de 6 millions de dollars et des intérêts courus de 4 millions de dollars. La prime de remboursement anticipé de 6 millions de dollars a été comptabilisée dans la charge d'intérêts nette pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017.

Annexe 1

(non audité)

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

Aux états financiers de TransAlta Corporation

RATIO DE COUVERTURE PAR LE RÉSULTAT

Le ratio financier suivant est calculé pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 :

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

1,37 fois¹

1) Pour les douze derniers mois. Le ratio de couverture par le résultat de la dette à long terme, sur la base du résultat net, correspond au résultat net avant la charge d'intérêts et les impôts sur le résultat, divisé par la charge d'intérêts, compte tenu des intérêts incorporés au coût de l'actif.

Informations supplémentaires

		30 sept. 2017	31 déc. 2016
Cours de clôture (TSX) (\$)		7,30	7,43
Fourchette de cours pour les 12 derniers mois (TSX) (\$)	Haut	8,31	7,54
	Bas	5,17	3,76
Dettes nettes ajustées sur le capital investi ¹ (%)		50,8	51,0
Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ^{1,2} (multiple)		3,6	3,8
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires ² (%)		0,8	5,4
Rendement du capital investi ² (%)		4,3	5,3
Couverture par le résultat ² (multiple)		1,3	1,7
Ratio de distribution fondé sur les fonds provenant des activités d'exploitation ^{1,2,3} (%)		5,9	7,8
Couverture des dividendes ^{2,3} (multiple)		15,3	11,5
Rendement des actions ^{2,3} (%)		2,2	4,0
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée ² (%)		19,2	17,0
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés ² (multiple)		4,1	3,8

1) Les 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 rubrique «Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles» du présent rapport de gestion.

2) Douze derniers mois.

3) Le 14 janvier 2016, nous avons révisé notre dividende pour le fixer à 0,16 \$ par action ordinaire sur une base annualisée, par rapport à 0,72 \$ précédemment. L'incidence du changement n'est pas prise en compte dans les ratios historiques.

Formules des ratios

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

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

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

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

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

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

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

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

Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée = fonds provenant des activités d'exploitation - 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées / dette à long terme à la fin de la période et obligations au titre des contrats de location-financement, y compris la juste valeur (positive) négative des instruments de couverture sur la dette + 50 % des actions privilégiées émises - trésorerie et équivalents de trésorerie

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

Glossaire de termes clés

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



TransAlta Corporation

110 - 12th Avenue S.W.

Box 1900, Station "M"

Calgary, Alberta, Canada T2P 2M1

Téléphone

403.267.7110

Site Web

www.transalta.com

AST Trust Company (Canada)

C. P. 700, succursale B

Montréal (Québec) Canada H3B 3K3

Téléphone

Sans frais en Amérique du Nord : 1.800.387.0825

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

Télécopieur

514.985.8843

Courriel

inquiries@canstockta.com

Site Web

www.canstockta.com/fr

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