



Rapport de gestion

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

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités de TransAlta Corporation pour les périodes de trois mois closes les 31 mars 2016 et 2015, ainsi qu'avec les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion annuels contenus dans notre rapport intégré annuel de 2015. 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 il a été publié par l'International Accounting Standards Board («IASB») et en vigueur le 31 mars 2016. 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 2 mai 2016. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta Corporation, y compris la notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com, sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov, et sur notre site Web à l'adresse www.transalta.com. L'information que contient directement ou par hyperlien le site Internet de la Société n'est pas intégrée par renvoi dans le présent rapport de gestion.

Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles

Une mesure conforme aux IFRS additionnelle est un poste, une rubrique ou un total partiel qui facilite la compréhension des états financiers, mais qui ne constitue pas une exigence minimale selon les IFRS, ou une mesure financière qui facilite la compréhension des états financiers, mais qui n'est pas autrement présentée dans ces derniers. Nous avons ajouté les postes intitulés Marge brute et Résultats d'exploitation à nos comptes de résultat consolidés résumés pour les périodes de trois mois closes les 31 mars 2016 et 2015. 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. Voir les rubriques «Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison et flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison», «Analyse des résultats sectoriels aux fins de comparaison» et «Résultats et autres mesures 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, y compris la rubrique Perspectives financières pour 2016 du présent rapport de gestion, 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 des projets d'envergure tels que le projet de South Hedland et leurs coûts connexes; 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'incidence de certaines couvertures sur le résultat et les flux de trésorerie présentés futurs, y compris les reprises futures de profits ou pertes latents; 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 résultat avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA») aux fins de comparaison pour l'exercice complet de 2016 et les estimations des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison, des flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison et des dépenses d'investissement de maintien pour l'exercice 2016); les attentes à l'égard des ratios financiers et des cibles financières (y compris le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison 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); 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 qui sont attendues en 2016 et au-delà; la réglementation et la législation gouvernementales prévues (y compris le Plan de leadership sur le climat du gouvernement de l'Alberta et le système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions de gaz à effet de serre du gouvernement de l'Ontario), leur incidence prévue sur TransAlta et le calendrier de leur mise en œuvre, ainsi que le coût lié au respect de celles-ci; l'issue des négociations avec le gouvernement de l'Alberta concernant l'élimination des centrales alimentées au charbon selon le Plan de leadership sur le climat; les estimations des conditions de l'offre et de la demande de combustible et les coûts d'approvisionnement en combustible; les attentes quant à la demande d'électricité à court et à long terme et à son incidence sur les prix de l'électricité; 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; le financement prévu de nos dépenses d'investissement; 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; nos attentes relativement à l'issue des réclamations contractuelles ou réclamations juridiques existantes ou éventuelles, des enquêtes réglementaires et des litiges; les attentes concernant les versements de dividendes; les attentes quant à la capacité d'accès aux marchés financiers à des conditions 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; la surveillance de notre exposition au risque de liquidité; les attentes concernant l'incidence du ralentissement dans le secteur pétrolier et gazier; 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 suivant la mise en œuvre de nos initiatives d'amélioration de l'efficacité et de la productivité; l'apport estimé du secteur Commercialisation de l'énergie à la marge brute; les attentes concernant la détention continue d'actions ordinaires de TransAlta Renewables («TransAlta Renewables»); les attentes quant à l'incidence du transfert possible des contrats d'achat d'électricité («CAÉ») au Balancing Pool; et les prévisions concernant l'incidence financière de l'entente conclue avec le gouvernement de l'Alberta sur les mesures visant à réduire les inondations et la sécheresse.

Parmi les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur nos énoncés prospectifs, on compte les risques concernant : les fluctuations des cours et la disponibilité des approvisionnements en combustible nécessaires pour produire de l'électricité; 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 au titre du transport et de la distribution de l'électricité; les incidences climatiques; les interruptions de l'approvisionnement en combustible, en eau ou en vent nécessaire pour exploiter nos installations; les catastrophes naturelles ou d'origine humaine; la menace posée par le terrorisme et les cyberattaques; 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; 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; les 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 du projet de South Hedland; et la réception des approbations réglementaires applicables à l'égard des activités et des initiatives de croissance existantes et proposées.

Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du rapport de gestion annuel de 2015 et à la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle de 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 31 mars	2016	2015
Produits des activités ordinaires	568	593
BAlIA aux fins de comparaison ¹	279	275
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires (Retraité ²)	62	(40)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison ¹	14	26
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ¹	196	211
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	275	153
Flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison ¹	86	110
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué (Retraité ²)	0,22	(0,14)
Résultat net par action aux fins de comparaison ¹	0,05	0,09
Fonds provenant des activités d'exploitation par action aux fins de comparaison ¹	0,68	0,76
Flux de trésorerie disponibles par action aux fins de comparaison ¹	0,30	0,40
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	0,04	0,18

Aux	31 mars 2016	31 déc. 2015
Total de l'actif	10 554	10 947
Total des facilités de crédit, de la dette à long terme, de la masse fiscale et des obligations au titre des contrats de location-financement ³ , déduction faite de la trésorerie	4 000	4 441
Total des passifs non courants	5 227	5 704

- Le BAlIA aux fins de comparaison pour le trimestre a augmenté de 4 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2015 pour atteindre 279 millions de dollars, l'ensemble des secteurs, à l'exception du secteur du Charbon aux États-Unis, ayant affiché des résultats semblables ou supérieurs à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent. La faiblesse des prix en Alberta a été en grande partie atténuée par nos stratégies de couverture et nos initiatives de réduction des coûts. L'acquisition d'actifs en 2015 a contribué de façon positive à nos résultats du premier trimestre de 2016. La diminution de la contribution du secteur Charbon aux États-Unis découle de la conjoncture défavorable du marché dans la région du nord-ouest du Pacifique.
- Les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison pour le trimestre ont reculé de 15 millions de dollars pour se fixer à 196 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2015. Les profits de change réalisés au cours du dernier exercice ont eu une incidence positive sur les fonds provenant des activités d'exploitation.
- Le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 31 mars 2016 a été de 14 millions de dollars (résultat net de 0,05 \$ par action), une baisse par rapport au résultat net aux fins de comparaison de 26 millions de dollars (résultat net de 0,09 \$ par action) au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2015. La baisse résulte principalement de la hausse du résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, par suite de l'augmentation du nombre d'actions en circulation de TransAlta Renewables détenues par le public.

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 les rubriques «Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison et flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison» et «Résultats et autres mesures aux fins de comparaison» du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements des mesures établies selon les IFRS.

2) Les montants de 2015 ont été retraités pour tenir compte de la correction touchant l'impôt des périodes antérieures. Se reporter à la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion.

3) Comprend la partie courante.

- Le résultat net présenté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires s'est élevé à 62 millions de dollars pour le trimestre (résultat net de 0,22 \$ par action), en regard d'une perte nette de 40 millions de dollars (perte nette de 0,14 \$ par action) pour la période correspondante de 2015. L'an dernier, la baisse du résultat net a découlé d'une charge d'impôts de 55 millions de dollars liée à la vente d'une participation financière dans nos activités en Australie à TransAlta Renewables et des variations négatives de 31 millions de dollars (20 millions de dollars après impôts) de la juste valeur des couvertures dont la désignation a été annulée et des couvertures économiques du secteur Charbon aux États-Unis. Le résultat présenté en 2016 comprend des pertes latentes non comparables de 29 millions de dollars sur les instruments financiers intersociétés qui sont attribuables seulement aux participations ne donnant pas le contrôle.
- La diminution des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement est principalement attribuable au remboursement de nos facilités de crédit effectué avec des éléments de trésorerie reçus de la vente de participations financières dans certains actifs canadiens conclue en janvier. Le raffermissement du dollar canadien à la fin de mars a également contribué à la diminution des soldes par rapport à décembre.

Faits saillants

Au cours du trimestre, nous avons continué de solidifier notre situation financière afin de bénéficier d'une meilleure souplesse à cet égard, d'améliorer le rendement de l'exploitation et de faire des progrès au titre de notre transition vers la production d'énergie non polluante au moyen des initiatives suivantes :

- Le 6 janvier 2016, TransAlta Renewables a fait l'acquisition auprès de nous d'une participation financière fondée sur les flux de trésorerie de la centrale de cogénération de Sarnia et de deux centrales d'énergie renouvelable pour un produit évalué à 540 millions de dollars. Le produit en trésorerie de cette opération s'est élevé à 173 millions de dollars. Nous avons également reçu 15,6 millions d'actions ordinaires de TransAlta Renewables et des débentures convertibles d'un montant de 215 millions de dollars.
- Au cours du trimestre, nos 12 millions d'actions privilégiées de série A ont atteint la première date de rajustement du taux. Environ 10,2 millions d'actions donneront droit à des dividendes à taux fixe de près de 0,68 \$ par action par année (2,7 %) jusqu'à la prochaine date de rajustement du taux en 2021 (en baisse par rapport à 1,15 \$ par action). De plus, environ 1,8 million d'actions ont été converties en actions privilégiées de série B, qui donnent actuellement droit à des dividendes d'environ 0,62 \$ par action (en baisse par rapport à 1,15 \$ par action) par année (2,5 %), redressés trimestriellement. La déclaration des dividendes continue d'être sous réserve de l'approbation du conseil d'administration.
- Nous avons poursuivi la construction du projet de South Hedland. La majorité des principales pièces d'équipement est arrivée sur le site. Nous continuons de prévoir que le projet se déroulera selon le budget et l'échéancier prévus, soit au milieu de 2017.
- Le 14 janvier 2016, nous avons révisé notre dividende pour le faire passer de 0,72 \$ à 0,16 \$ par action ordinaire sur une base annuelle, et avons suspendu notre régime de réinvestissement de dividendes. Par conséquent, notre dividende annuel sera maintenant d'environ 46 millions de dollars, en baisse par rapport à 205 millions de dollars, ce qui nous permettra d'accroître notre souplesse financière.

En mars 2016, les acheteurs visés par les CAÉ réglementés liés aux centrales de Sundance et de Sheerness ont annoncé leur intention de transférer leurs obligations respectives en vertu des CAÉ au Balancing Pool par suite d'une modification législative. Le Balancing Pool enquête présentement pour déterminer si ces transferts sont permis aux termes des CAÉ dans les circonstances et, le cas échéant, à quel moment ils pourraient entrer en vigueur. Le dénouement demeure incertain. Si le Balancing Pool confirme les transferts, il assumera le rôle et les responsabilités des acheteurs aux termes des CAÉ, y compris la répartition des unités de production et les paiements en matière de capacité et d'énergie à TransAlta jusqu'à l'échéance des CAÉ. Conformément à l'*Electric Utilities Act* (Alberta), il pourrait choisir de résilier les CAÉ une fois les exigences de la loi satisfaites, ce qui inclut le paiement à TransAlta d'un montant égal à la valeur comptable nette de clôture des unités de production. TransAlta est d'avis que le transfert des CAÉ au Balancing Pool n'aura pas d'incidence importante sur ses activités.

Le 16 mars 2016, le gouvernement de l'Alberta a nommé M. Terry Boston, ancien chef de la direction de l'un des plus grands producteurs d'électricité d'Amérique du Nord, à titre d'animateur des discussions sur l'élimination progressive de la production d'électricité à partir du charbon dans le cadre du Plan de leadership sur le climat. Les discussions avec les propriétaires de centrales alimentées au charbon, y compris TransAlta, se poursuivent.

Le 27 avril 2016, nous avons annoncé la conclusion d'un accord de cinq ans avec le gouvernement de l'Alberta portant sur la gestion de l'eau prévoyant des mesures visant à réduire les inondations et la sécheresse pour notre réservoir Ghost et notre système hydraulique de Kananaskis. Le gouvernement de l'Alberta nous versera une contrepartie annuelle de 5,5 millions de dollars afin d'atténuer l'incidence que les changements apportés à nos activités auront sur notre capacité à produire de l'électricité à ces centrales.

Résultats d'exploitation sectoriels

Le tableau suivant présente le BAIIA aux fins de comparaison et le rendement de l'exploitation :

Trois mois clos les 31 mars	2016	2015
Disponibilité (%)	92,3	89,8
Disponibilité ajustée (%) ¹	92,3	91,3
Production (GWh) ¹	8 867	9 900
BAIIA aux fins de comparaison		
Charbon au Canada	103	95
Charbon aux États-Unis ²	(4)	22
Gaz au Canada ²	65	57
Gaz en Australie ²	31	27
Énergie éolienne et énergie solaire	61	55
Hydroélectricité	18	14
Commercialisation de l'énergie	23	23
Siège social	(18)	(18)
Total du BAIIA aux fins de comparaison	279	275

- Charbon au Canada : Le BAIIA aux fins de comparaison a atteint 103 millions de dollars au premier trimestre, soit une hausse de 8 millions de dollars par rapport au trimestre correspondant de 2015, puisque les réductions de coûts et les stratégies de couverture efficaces ont contrebalancé la baisse des prix de la production non visée par des contrats. La disponibilité a aussi été plus élevée qu'à l'exercice précédent.
- Charbon aux États-Unis : Le BAIIA aux fins de comparaison a représenté une perte de 4 millions de dollars pour le trimestre par rapport à un résultat de 22 millions de dollars pour la période correspondante de 2015, en raison de la baisse des prix réalisés et des pertes liées à l'évaluation à la valeur du marché des contrats financiers conclus dans le but de couvrir notre production future. Le premier trimestre de 2015 a tiré parti de l'augmentation des couvertures de prix conclues dans un contexte de hausse des prix en 2014.
- Gaz au Canada : Le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 8 millions de dollars au cours du premier trimestre pour se fixer à 65 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2015. Les résultats de l'exercice précédent comprenaient un montant latent au titre de l'évaluation à la valeur du marché de 4 millions de dollars sur notre position en gaz, comparativement à un profit de 3 millions de dollars pour le trimestre considéré.
- Gaz en Australie : Le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 4 millions de dollars au cours du premier trimestre pour se fixer à 31 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2015, principalement en raison des produits additionnels tirés du pipeline de gaz naturel entré en service à la fin de mars 2015.
- Énergie éolienne et énergie solaire : Le BAIIA aux fins de comparaison a progressé de 6 millions de dollars au cours du trimestre en regard de la période correspondante de 2015, en raison de la contribution de projets d'une capacité combinée de 136 MW acquis au cours du deuxième semestre de 2015. La hausse de la production de notre portefeuille, entraînée par une augmentation des volumes d'énergie éolienne, par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent a atténué l'incidence de la faiblesse des prix en Alberta.
- Hydroélectricité : Le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 4 millions de dollars pour se fixer à 18 millions de dollars, principalement en raison d'un rajustement des volumes de production des exercices antérieurs et des initiatives de réduction des coûts.

1) Ajusté en fonction de la répartition économique au titre du secteur Charbon aux États-Unis.

2) Se reporter à la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements sur les modifications apportées à la présentation du secteur isolable Gaz.

- Commercialisation de l'énergie : Le BAIIA aux fins de comparaison a été comparable à celui de 2015.
- Siège social : Les coûts indirects du secteur Siège social pour le trimestre ont été comparables à ceux de la période correspondante de 2015, puisque nos réductions de coûts ont été contrebalancées par la diminution des répartitions à nos secteurs d'activité.

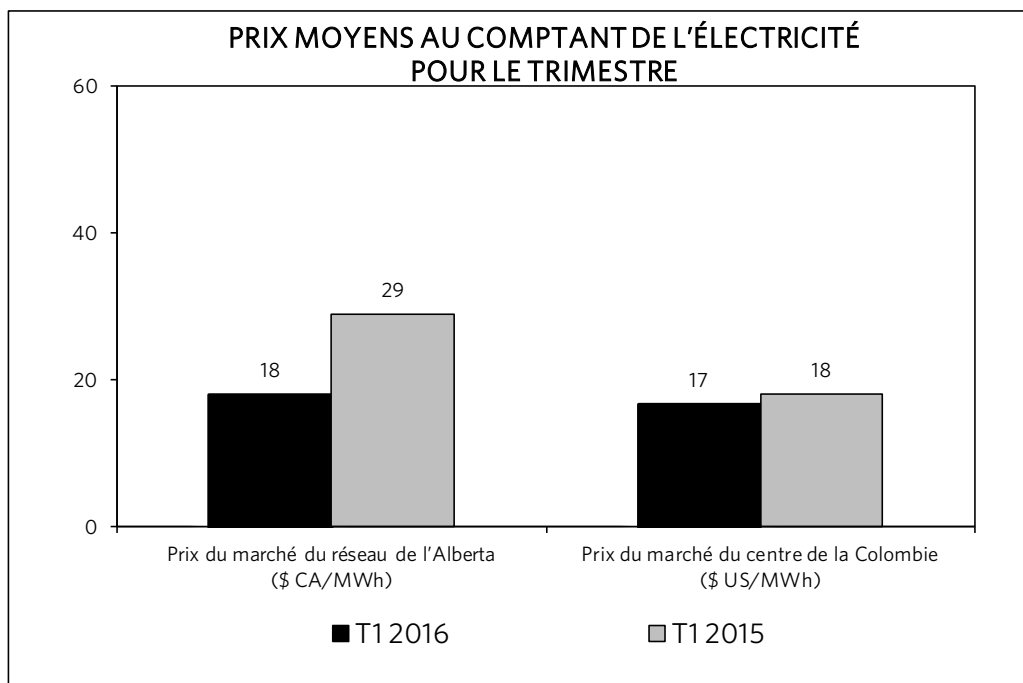
Disponibilité et production

La disponibilité pour la période de trois mois close le 31 mars 2016 a augmenté comparativement à celle de la période correspondante de 2015, du fait de la diminution du nombre d'interruptions non planifiées dans le secteur Charbon au Canada.

La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2016 a diminué de 1 033 gigawattheures («GWh») en regard de la période correspondante de 2015, en raison surtout de la restructuration de notre accord contractuel à la centrale de Poplar Creek au cours du troisième trimestre de 2015 et de la faiblesse des prix en Ontario et dans la région du nord-ouest du Pacifique.

Prix de l'électricité

Les prix moyens au comptant de l'électricité pour la période de trois mois close le 31 mars 2016 ont diminué comparativement à ceux de la période correspondante de 2015 tant sur les marchés de l'Alberta que sur ceux de la région du nord-ouest du Pacifique. La baisse des prix du gaz naturel et la diminution saisonnière de la demande ont atténué la volatilité et entraîné une baisse des prix. Nous ne prévoyons pas une hausse importante des prix en Alberta pour le reste de 2016.



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

Les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison et les flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison fournissent des indications sur le montant des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant les variations du fonds de roulement, et facilitent l'évaluation des tendances des flux de trésorerie par rapport aux résultats des périodes antérieures. Les fonds provenant des activités d'exploitation par action aux fins de comparaison et les flux de trésorerie disponibles par action aux fins de comparaison sont calculés en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.

Trois mois clos les 31 mars	2016	2015
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	275	153
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(94)	49
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	181	202
Ajustements		
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	14	1
Paiement des coûts de restructuration	-	7
Frais d'entretien liés aux inondations en Alberta en 2013, déduction faite des recouvrements d'assurance	-	1
Divers	1	-
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	196	211
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien	(59)	(70)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(12)	(12)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(39)	(19)
Flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison	86	110
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	288	277
Fonds provenant des activités d'exploitation par action aux fins de comparaison	0,68	0,76
Flux de trésorerie disponibles par action aux fins de comparaison	0,30	0,40

Les flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 31 mars 2016 ont diminué de 24 millions de dollars par suite de la baisse des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison et de la hausse des paiements de dividendes aux détenteurs de la participation ne donnant pas le contrôle découlant de l'émission d'actions additionnelles et de leur vente aux détenteurs de la participation ne détenant pas le contrôle de TransAlta Renewables en 2015 et 2016. La diminution des dépenses d'investissement de maintien par rapport à il y a un an a en partie contrebalancé la baisse des flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison.

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

Trois mois clos les 31 mars	2016	2015
BAIIA aux fins de comparaison	279	275
Charge d'intérêts	(58)	(55)
(Profits latents) pertes latentes sur les activités de gestion du risque	(7)	5
Charge d'impôt exigible	(5)	(6)
Provisions	1	(9)
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(3)	(5)
Profit (perte) de change réalisé	(1)	8
Autres éléments sans effet de trésorerie	(10)	(2)
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	196	211

Pour le premier trimestre de 2016, les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ont reculé de 15 millions de dollars pour se fixer à 196 millions de dollars par rapport au premier trimestre de 2015, surtout du fait de la hausse des profits latents compris dans le BAIIA, de la diminution des profits de change réalisés et de l'accroissement des créances à long terme, le tout en partie contrebalancé par une réduction des provisions.

Principaux ratios financiers

Les méthodes et les ratios utilisés par les agences de notation pour évaluer notre note 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 aux fins de comparaison avant intérêts sur les intérêts ajustés

Aux	31 mars 2016	31 déc. 2015
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ¹	725	740
Ajouter : intérêts sur la dette déduction faite des intérêts incorporés au coût de l'actif ¹	226	223
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison avant intérêts¹	951	963
Intérêts sur la dette ¹	235	232
Ajouter : 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées ¹	23	23
Intérêts ajustés¹	258	255
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison avant intérêts sur les intérêts ajustés (multiple)	3,7	3,8

Notre ratio cible au titre des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison avant intérêts sur les intérêts ajustés est de quatre à cinq fois. Le ratio a légèrement régressé par rapport au 31 décembre 2015, surtout en raison de la diminution des fonds provenant des activités d'exploitation au cours des douze derniers mois.

Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée

Aux	31 mars 2016	31 déc. 2015
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ¹	725	740
Déduire : 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées ¹	(23)	(23)
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés¹	702	717
Dette à long terme à la fin de la période ²	4 030	4 495
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(30)	(54)
Juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette ³	(125)	(190)
Dette nette ajustée	4 346	4 722
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée (%)	16,2	15,2

1) Douze derniers mois. Notre fourchette cible au titre des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison en 2016 est de 755 millions de dollars à 835 millions de dollars.

2) Comprend les obligations au titre des contrats de location-financement et le financement de la masse fiscale.

3) Comprise dans les actifs et passifs de gestion du risque des états financiers consolidés au 31 mars 2016 et au 31 décembre 2015.

Notre ratio cible au titre des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée est de 20 % à 25 %. La progression du ratio au cours du premier trimestre est surtout attribuable au remboursement des montants empruntés aux termes de la facilité de crédit par suite de la réception du produit tiré de l'appel public à l'épargne visant des actions ordinaires additionnelles de TransAlta Renewables et à la réduction de la dette par suite du raffermissement du dollar canadien en mars.

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

Aux	31 mars 2016	31 déc. 2015
Dette à long terme à la fin de la période ¹	4 030	4 495
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(30)	(54)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471
Juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette ²	(125)	(190)
Dette nette ajustée	4 346	4 722
BAIIA aux fins de comparaison³	949	945
Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison (multiple)	4,6	5,0

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. Au cours du premier trimestre, notre ratio s'est amélioré par rapport à celui au 31 décembre 2015, du fait principalement de la baisse du solde de la dette.

Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture

Résiliation des CAÉ des centrales de Sundance et de Sheerness

En mars 2016, les acheteurs visés par des CAÉ réglementés liés aux centrales de Sundance et de Sheerness ont annoncé leur intention de transférer leurs obligations respectives en vertu des CAÉ au Balancing Pool par suite d'une modification législative. Le Balancing Pool enquête présentement pour déterminer si ces transferts sont permis aux termes des CAÉ dans les circonstances et, le cas échéant, à quel moment ils pourraient entrer en vigueur. Le dénouement demeure incertain. Si le Balancing Pool confirme les transferts, il assumera le rôle et les responsabilités des acheteurs aux termes des CAÉ, y compris la répartition des unités de production et les paiements en matière de capacité et d'énergie à TransAlta jusqu'à l'échéance des CAÉ. Conformément à l'*Electric Utilities Act* (Alberta), il pourrait choisir de résilier les CAÉ une fois les exigences de la loi satisfaites, ce qui inclut le paiement à TransAlta d'un montant égal à la valeur comptable nette de clôture des unités de production. TransAlta est d'avis que le transfert des CAÉ au Balancing Pool n'aura pas d'incidence importante sur ses activités.

Perspectives sur les notes de crédit

Au 31 mars 2016, nous conservons des notes de crédit de première qualité auprès de trois agences de crédit, mais au cours du premier trimestre, DBRS et Fitch ont changé la perspective pour la faire passer de stable à négative. La perspective négative reflète la baisse des prix de l'énergie et les inquiétudes au sujet de la transition de la production vers une énergie moins polluante que le charbon en Alberta. Nous demeurons axés sur le raffermissement de notre situation financière au moyen de l'élimination de notre dette et de la conclusion d'une entente équitable avec le gouvernement de l'Alberta afin de l'aider à atteindre son objectif visant la transition vers une production à partir du gaz ou d'énergies renouvelables dans la province.

Accord prévoyant des mesures visant à réduire les inondations et la sécheresse

Le 27 avril 2016, nous avons annoncé la conclusion d'un accord de cinq ans avec le gouvernement de l'Alberta portant sur la gestion de l'eau de la rivière Bow à notre réservoir Ghost afin de participer aux efforts visant à réduire les inondations, ainsi que sur notre système hydraulique de Kananaskis (qui comprend les lacs Interlakes, Pocaterra et Barrier) afin de participer aux efforts visant à réduire la sécheresse. Dans la mesure du possible, cet accord a été structuré afin d'atteindre un seuil de rentabilité. TransAlta prévoit couvrir les pertes de revenus lorsque le niveau de l'eau devra être diminué, le cas échéant, et

1) Comprend les obligations au titre des contrats de location-financement et le financement de la masse fiscale.

2) Comprise dans les actifs et passifs de gestion du risque des états financiers consolidés au 31 mars 2016 et au 31 décembre 2015.

3) Douze derniers mois. Notre fourchette cible au titre du BAIIA aux fins de comparaison en 2016 est de 990 millions de dollars à 1 100 millions de dollars.

l'électricité ne pourra être générée pour les consommateurs. Cependant, elle ne prévoit pas réaliser de profit. Le gouvernement de l'Alberta nous versera une contrepartie annuelle de 5,5 millions de dollars afin d'atténuer l'incidence que les changements apportés à nos activités auront sur notre capacité à produire de l'électricité à ces centrales.

Conversion des actions privilégiées de série A en actions privilégiées de série B

Le 17 mars 2016, 1 824 620 de nos 12 millions d'actions privilégiées à taux fixe rajusté et à dividende cumulatif rachetables de série A ont été déposées aux fins de conversion, à raison d'une action contre une action, en actions privilégiées à taux variable et à dividende cumulatif rachetables de série B. Pour les cinq prochains exercices, les actions de série A verseront des dividendes en espèces à taux fixe cumulatifs privilégiés de 0,67725 \$ par action annuellement (en baisse par rapport à 1,15 \$ par action), sous réserve de la déclaration de dividendes par le conseil d'administration. Les actions de série B verseront des dividendes en espèces à taux variable cumulatifs privilégiés sur une base trimestrielle déterminés selon le total du taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours plus 2,03 %. Pour le deuxième trimestre de 2016, le taux de dividende trimestriel sur une base annualisée pour les actions de série B pour la période de trois mois à taux variable s'établit à 0,623 \$ par action.

Projet de South Hedland

Nous avons poursuivi la construction du projet de South Hedland. Nous avons reçu des pièces d'équipement importantes aux dates prévues. La majorité des principales pièces d'équipement est arrivée sur le site. Nous continuons de prévoir que le projet se déroulera selon le budget et l'échéancier prévus, soit au milieu de 2017.

Progrès de la législation environnementale

Se reporter à la rubrique «Capital touchant l'environnement et les collectivités locales» de notre rapport de gestion annuel de 2015 pour obtenir des détails qui complètent les événements récents analysés ci-après.

Alberta

Le 22 novembre 2015, le gouvernement de l'Alberta a annoncé, par l'entremise de son Plan de leadership sur le climat, son intention d'éliminer graduellement les émissions provenant de la production d'électricité à partir du charbon d'ici 2030, de remplacer les deux tiers de la production à partir du charbon par de la production à partir d'énergies renouvelables et d'imposer un nouveau coût au titre du carbone de 30 \$ par tonne de CO₂ émis selon les normes d'émission du secteur, entre autres. Le 16 mars 2016, le gouvernement de l'Alberta a annoncé la nomination de M. Terry Boston, ancien chef de la direction de PJM, le plus grand producteur d'électricité d'Amérique du Nord, à titre d'animateur des discussions sur l'élimination progressive de la production d'électricité à partir du charbon. M Boston a été mandaté pour travailler avec les propriétaires de centrales alimentées au charbon, l'Alberta Electric System Operator et le gouvernement de l'Alberta dans le but d'élaborer des solutions pour l'élimination progressive des émissions découlant de la production d'électricité à partir du charbon d'ici 2030. Il devra également présenter des options au gouvernement qui visent à maintenir la fiabilité du réseau électrique de l'Alberta, maintenir la stabilité des prix pour les consommateurs et éviter la non-utilisation des actifs sans motif valable. Les discussions avec les propriétaires de centrales alimentées au charbon, y compris TransAlta, se poursuivent.

En mars 2016, l'Alberta a entamé son processus d'approvisionnement en énergie renouvelable conçu pour permettre à l'Alberta Electric System Operator de fournir un premier lot de projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables devant être mis en service d'ici la mi-2019.

Ontario

Le 25 février 2016, l'Ontario a publié des projets de règlement pour son système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions de gaz à effet de serre. Les règlements doivent entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et s'appliqueront 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 contrats d'achat d'électricité en vigueur. De plus amples détails sont actuellement ajoutés aux règlements au moyen de consultations publiques auxquelles nous participons.

Une version provisoire d'un règlement compensatoire distinct sera élaborée en 2016.

États-Unis et région du nord-ouest du Pacifique des États-Unis

Le 9 février 2016, la Cour suprême des États-Unis a suspendu la mise en œuvre du plan pour une énergie propre sous réserve d'un examen visant à déterminer la légalité des règlements. Il est impossible d'établir quelle sera l'incidence de la décision sur

l'avenir du plan pour une énergie propre. En raison de notre entente de 2011 conclue avec l'État de Washington relativement à la transition vers l'élimination du charbon, nous ne prévoyons pas que les règlements proposés auront une incidence importante sur nos activités aux États-Unis.

Analyse des résultats sectoriels aux fins de comparaison

En janvier 2016, nous avons commencé à présenter les secteurs Gaz au Canada et Gaz en Australie comme des secteurs d'activité distincts. Auparavant, ces secteurs étaient présentés comme un seul secteur, celui de Gaz. Le secteur a été séparé en fonction des zones géographiques de façon à fournir plus de renseignements à nos lecteurs. Voir la rubrique «Modifications comptables de l'exercice considéré» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Les chiffres aux fins de comparaison ne sont pas définis selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Résultats et autres mesures aux fins de comparaison» du présent rapport de gestion pour une analyse de ces éléments, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires.

Charbon au Canada

Trois mois clos les 31 mars	2016	2015
Disponibilité (%)	86,6	84,5
Production assujettie à des contrats (GWh)	4 919	4 916
Production marchande (GWh)	909	1 021
Total de la production (GWh)	5 828	5 937
Capacité installée brute (MW)	3 786	3 771
Produits des activités ordinaires	234	246
Combustible et achats d'électricité	83	99
Marge brute aux fins de comparaison	151	147
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	45	49
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	3
BAlIA aux fins de comparaison	103	95
Amortissement	76	71
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	27	24
Dépenses d'investissement de maintien :		
Dépenses d'investissement courantes	2	8
Dépenses d'investissement liées aux mines	-	4
Contrats de location-financement	3	3
Entretien planifié d'envergure	37	30
Total des dépenses d'investissement de maintien	42	45

La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2016 a diminué de 109 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2015, surtout du fait d'une augmentation de la répartition économique et des réductions découlant de la faiblesse des prix en Alberta. La disponibilité pour le trimestre a été plus élevée que pour la période correspondante de l'exercice précédent malgré la mise en œuvre d'activités d'entretien d'envergure planifiées.

Le BAlIA aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 31 mars 2016 a atteint 103 millions de dollars comparativement à 95 millions de dollars pour la période correspondante de 2015, en raison d'une disponibilité accrue, d'une diminution du coût du charbon, d'une réduction de notre consommation de gaz, et d'une diminution des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration. Notre niveau élevé de couvertures a atténué en grande partie l'incidence des faibles prix de l'électricité sur la production qui n'est pas visée par des contrats.

L'amortissement pour la période de trois mois close le 31 mars 2016 a augmenté en regard de celui de la période correspondante de 2015 par suite surtout de la hausse du nombre de mises hors service d'actifs et d'un plus large éventail d'actifs par rapport à 2015.

Les dépenses d'investissement de maintien ont été de 3 millions de dollars de plus au premier trimestre de 2015 par suite de la reconstruction de rouleurs de charbon au cours de la période. Au cours du premier trimestre de 2016, nous avons achevé l'entretien planifié d'envergure à portée restreinte de deux unités et avons entrepris une révision importante d'une autre unité qui a été remise en service en avril. Un partenaire a également achevé des travaux d'entretien importants sur une unité que nous n'exploitons pas.

Charbon aux États-Unis

Trois mois clos les 31 mars	2016	2015 ²
Disponibilité (%)	100,0	91,0
Disponibilité ajustée (%) ¹	100,0	100,0
Volume des ventes contractuelles (GWh)	915	689
Volume des ventes marchandes (GWh)	402	577
Achats d'électricité (GWh)	(945)	(711)
Total de la production (GWh)	372	555
Capacité installée brute (MW)	1 340	1 340
Produits des activités ordinaires	61	82
Combustible et achats d'électricité	52	47
Marge brute aux fins de comparaison	9	35
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	12	12
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1
BAIIA aux fins de comparaison	(4)	22
Amortissement	(3)	15
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	(1)	7
Dépenses d'investissement de maintien :		
Dépenses d'investissement courantes	1	-
Entretien planifié d'envergure	3	3
Total	4	3

La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2016 a reculé de 183 GWh en regard de celle de la période correspondante de 2015 en raison surtout d'un départ plus hâtif de la répartition économique saisonnière. La baisse des prix au cours du trimestre nous a donné l'occasion d'arrêter notre production plus tôt et de satisfaire à nos obligations contractuelles en achetant de l'électricité à plus bas prix sur le marché. Nous profitons de cette période pour effectuer un entretien planifié important sur les deux unités. Nous prévoyons que les unités seront prêtes en juin au moment où les prix devraient être plus élevés.

Le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 26 millions de dollars pour la période de trois mois close le 31 mars 2016 par rapport à la période correspondante de 2015, principalement en raison de la diminution marquée des prix réalisés. Les résultats pour le premier trimestre de 2015 ont tiré parti des couvertures de prix plus élevées conclues en 2014.

1) Ajustée en fonction de la répartition économique.

2) Retraités pour inclure les coûts d'origine liés au secteur Gaz aux États-Unis, qui n'est pas exploité. Se reporter à la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion.

L'amortissement était en position de recouvrement au premier trimestre de 2016 en raison de la hausse des taux d'actualisation appliqués à notre obligation liée au démantèlement de la mine de Centralia. Puisque la mine fait actuellement l'objet d'une remise en état, l'ajustement est porté directement en résultat.

Gaz au Canada

Trois mois clos les 31 mars	2016	2015
Disponibilité (%)	99,4	99,8
Production assujettie à des contrats (GWh)	743	1 026
Production marchande (GWh)	-	695
Total de la production (GWh)	743	1 721
Capacité installée brute (MW) ¹	1 057	1 183
Produits des activités ordinaires	122	143
Combustible et achats d'électricité	42	67
Marge brute aux fins de comparaison	80	76
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	14	18
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1
BAlIA aux fins de comparaison	65	57
Amortissement	28	24
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	37	33
Dépenses d'investissement de maintien :		
Dépenses d'investissement courantes	-	2
Entretien planifié d'envergure	2	7
Total	2	9

La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2016 a diminué de 978 GWh en regard de la période correspondante de 2015, surtout du fait de la restructuration de notre contrat avec Suncor à la centrale de Poplar Creek au cours du troisième trimestre de 2015 et de la faiblesse des prix en Ontario.

Le BAlIA aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 31 mars 2016 a atteint 65 millions de dollars comparativement à 57 millions de dollars pour la période correspondante de 2015, principalement en raison d'une variation liée à l'évaluation à la valeur du marché de notre position en gaz sur douze mois. Les résultats du trimestre correspondant de l'exercice précédent comprenaient une perte de 4 millions de dollars en regard d'un profit de 3 millions de dollars pour le trimestre considéré.

L'amortissement a augmenté de 4 millions de dollars au cours du premier trimestre par rapport à la période correspondante de 2015 en raison de la restructuration de la centrale de Poplar Creek, laquelle a entraîné une hausse des actifs faisant l'objet d'un contrat de location-financement.

Les dépenses d'investissement de maintien ont diminué de 7 millions de dollars au cours du premier trimestre de 2016 comparativement au trimestre correspondant de 2015, surtout en raison de la remise en état d'un moteur de rechange au cours de 2015. En outre, l'obligation visant l'entretien de la centrale de Poplar Creek a été transférée à notre client dans le cadre d'un nouveau contrat.

1) Comprend la capacité de production de la centrale de Fort Saskatchewan, qui a été comptabilisée à titre de contrat de location-financement. Au cours de 2015, le contrôle de l'exploitation de notre centrale de Poplar Creek a été transféré à Suncor. Nous détenons toujours une portion de la centrale et avons inclus celle-ci comme faisant partie des mesures de notre capacité brute. La centrale de Poplar Creek a été retirée de nos mesures de disponibilité et de production à compter du 1^{er} septembre 2015.

Gaz en Australie

Trois mois clos les 31 mars	2016	2015
Disponibilité (%)	90,1	88,6
Production assujettie à des contrats (GWh)	372	303
Capacité installée brute (MW) ¹	348	348
Produits des activités ordinaires	42	38
Combustible et achats d'électricité	5	5
Marge brute aux fins de comparaison	37	33
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	6	6
BAIIA aux fins de comparaison	31	27
Amortissement	5	4
Dépenses d'investissement de maintien :	26	23
Dépenses d'investissement de maintien :		
Dépenses d'investissement courantes	1	-

L'augmentation de 69 GWh de la production au cours du premier trimestre de 2016 en regard de la période correspondante de 2015 est attribuable à un changement dans le régime d'importation de l'électricité à l'emplacement de l'un de nos clients. En raison de la nature du contrat, le changement n'a pas eu d'incidence financière importante.

Le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 4 millions de dollars au cours du premier trimestre de 2016 pour se fixer à 31 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2015, surtout du fait des produits additionnels tirés du gazoduc qui a été mis en service à la fin de mars 2015.

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

Énergie éolienne et énergie solaire

Trois mois clos les 31 mars	2016	2015
Disponibilité (%)	96,8	95,0
Production assujettie à des contrats (GWh)	711	637
Production marchande (GWh)	420	340
Total de la production (GWh)	1 131	977
Capacité installée brute (MW) ¹	1 424	1 289
Produits des activités ordinaires	84	73
Combustible et achats d'électricité	9	4
Marge brute aux fins de comparaison	75	69
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	12	12
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	2
BAIIA aux fins de comparaison	61	55
Amortissement	30	22
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	31	33
Dépenses d'investissement de maintien :		
Entretien planifié d'envergure	2	2

La production pour le premier trimestre de 2016 a augmenté de 154 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2015, surtout en raison de la contribution des actifs acquis au cours du deuxième semestre de 2015 (97 GWh), et de la hausse de la production de notre portefeuille entraînée par un accroissement du volume d'énergie éolienne pour l'ensemble de nos centrales (57 GWh). La contribution des unités acquises en 2015 au BAIIA aux fins de comparaison a été de près de 6 millions de dollars au cours du trimestre. La production plus élevée de notre portefeuille comparativement à il y a un an a compensé l'incidence de la baisse des prix en Alberta. À l'extérieur de l'Alberta, la totalité de notre production est assujettie à des contrats.

Au cours du premier trimestre de 2016, l'amortissement a augmenté de 8 millions de dollars comparativement à celui de la période correspondante de 2015, principalement en raison de l'ajout de nouveaux projets au cours du deuxième semestre de 2015 et de l'incidence de 1 million de dollars découlant de la mise hors service de la centrale Cowley Ridge, soit le premier parc éolien en exploitation au Canada.

1) Notre capacité de 2015 ne comprend pas les acquisitions réalisées au cours du deuxième semestre de 2015.

Hydroélectricité

Trois mois clos les 31 mars	2016	2015
Production assujettie à des contrats (GWh)	417	398
Production marchande (GWh)	4	9
Total de la production (GWh)	421	407
Capacité installée brute (MW)	926	913
Produits des activités ordinaires	28	25
Combustible et achats d'électricité	2	1
Marge brute aux fins de comparaison	26	24
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	7	10
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	-
BAlIA aux fins de comparaison	18	14
Amortissement	7	6
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	11	8
Dépenses d'investissement de maintien :		
Prolongation de la durée des centrales hydroélectriques	3	6
Entretien planifié d'envergure	2	1
Total	5	7

La production pour le premier trimestre de 2016 a augmenté de 14 GWh en regard de la production de la période correspondante de 2015, du fait de la hausse des ressources hydrauliques par rapport à il y a un an.

Le BAlIA aux fins de comparaison s'est accru de 4 millions de dollars pour s'établir à 18 millions de dollars, ce qui reflète surtout la correction effectuée au titre d'un acheteur à l'égard de volumes de production d'exercices précédents ainsi que les initiatives de réduction de coûts.

Commercialisation de l'énergie

Trois mois clos les 31 mars	2016	2015
Produits des activités ordinaires et marge brute aux fins de comparaison	32	31
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	9	8
BAlIA aux fins de comparaison	23	23
Amortissement	1	-
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	22	23

Le BAlIA aux fins de comparaison est demeuré similaire à celui de 2015 et est conforme à nos attentes pour le premier trimestre.

Siège social

Les frais engagés par le secteur Siège social sont comme suit :

Trois mois clos les 31 mars	2016	2015
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration et impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	18	18
Amortissement	7	6
Pertes d'exploitation aux fins de comparaison	25	24
Dépenses d'investissement de maintien :		
Dépenses d'investissement courantes	3	4

Au cours du trimestre, les coûts indirects du secteur Siège social sont demeurés comparables à ceux de 2015. Les avantages en matière d'économies de coûts du secteur découlant de notre restructuration et totalisant environ 3 millions de dollars au cours de la période considérée se sont en grande partie répercutés sur nos secteurs d'exploitation.

Autre analyse consolidée

Impôts sur le résultat

Le tableau qui suit présente un rapprochement des impôts sur le résultat et des taux d'imposition effectifs sur le résultat, compte non tenu des éléments non comparables :

Trois mois clos les 31 mars	2016	2015
Résultat avant impôts sur le résultat	53	29
Ajustements aux fins de comparaison :		
Incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et certaines couvertures économiques	5	31
Couvertures économiques des participations ne donnant pas le contrôle dans le cadre de contrats de change intersociétés	(2)	-
Frais de restructuration	-	7
Frais d'entretien liés aux inondations, déduction faite des recouvrements d'assurance	-	1
Résultat aux fins de comparaison avant impôts	56	68
Résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle aux fins de comparaison avant impôts	(27)	(16)
Résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta aux fins de comparaison assujéti à l'impôt	29	52
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat (<i>Retraité</i> ¹⁾)	(18)	43
Ajustements au titre de la charge d'impôts sur le résultat aux fins de comparaison :		
Charge d'impôts sur le résultat au titre de l'incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et certaines couvertures économiques	1	11
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la provision pour frais de restructuration	-	2
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la réduction de valeur des actifs d'impôt différé	23	15
Charge d'impôts sur le résultat liée au placement dans une filiale (<i>Retraité</i> ¹⁾)	-	(55)
Charge d'impôts sur le résultat lié aux variations des taux d'imposition des sociétés	(1)	-
Charge d'impôts sur le résultat lié à des éléments non comparables attribuables aux couvertures économiques des participations ne donnant pas le contrôle dans les contrats de change intersociétés	(1)	-
Charge d'impôts sur le résultat aux fins de comparaison	4	16
Charge d'impôts sur le résultat aux fins de comparaison attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(1)	(2)
Charge d'impôts sur le résultat aux fins de comparaison attribuable aux actionnaires de TransAlta	3	14
Taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta aux fins de comparaison (%)	10	27

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2016, la charge d'impôts sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta aux fins de comparaison a diminué par rapport à celle de la période correspondante de 2015, en raison surtout d'une baisse du résultat aux fins de comparaison.

Le taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 31 mars 2016 a diminué en regard de celui de la période correspondante de 2015 en raison principalement de l'incidence de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le résultat et d'une variation du montant du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes a été réalisé.

1) Les montants de 2015 ont été retraités pour tenir compte d'une correction apportée à la période précédente. Se reporter à la rubrique « Modifications comptables » du présent rapport de gestion.

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2016, nous avons repris une réduction de valeur antérieure d'actifs d'impôt différé de 23 millions de dollars (15 millions de dollars au 31 mars 2015). De cette réduction de valeur, une tranche de 10 millions de dollars correspondait à un ajustement à l'égard des impôts différés des périodes précédentes. Les actifs d'impôt différé restants ont trait principalement aux avantages fiscaux liés à des pertes subies dans le cadre de nos activités détenues directement aux États-Unis. Nous avons sorti ces actifs du bilan, puisqu'il n'était plus considéré comme probable que nos activités détenues directement aux États-Unis puissent générer un résultat imposable futur suffisant pour nous permettre d'utiliser les pertes fiscales sous-jacentes, en raison de la baisse des attentes à l'égard de la croissance des prix. Nous comptabilisons les autres éléments du résultat global au cours de la période qui ont entraîné des écarts temporaires impossibles, sur lesquels sont fondées en grande partie l'utilisation de certaines de ces pertes fiscales et la reprise de réductions de valeur.

Afin de tenir compte de la vente d'une participation financière dans des actifs australiens avec TransAlta Renewables, une réorganisation de certaines filiales de TransAlta a été faite. La réorganisation a entraîné la comptabilisation, au premier trimestre de 2015, d'un passif d'impôt différé de respectivement 55 millions de dollars au titre de notre placement dans une filiale. Le passif d'impôt différé n'avait pas été comptabilisé auparavant puisque, avant la réorganisation, il n'était pas prévu que la différence temporaire imposable se résorberait dans un avenir prévisible.

Structure du capital et situation de trésorerie

Notre structure du capital comprenait les composantes qui suivent :

Aux	31 mars 2016		31 déc. 2015	
	\$	%	\$	%
Dette avec recours – débetures en dollars canadiens	1 045	12	1 044	12
Dette avec recours – billets de premier rang en dollars américains	2 073	24	2 221	26
Facilités de crédit	-	-	315	4
Financement de la marge fiscale aux États-Unis	45	1	50	1
Divers	34	-	17	-
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(30)	-	(54)	(1)
Déduire : juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette	(125)	(1)	(190)	(2)
Dette nette avec recours	3 042	36	3 403	40
Dette sans recours	754	9	766	9
Obligations au titre des contrats de location-financement	79	1	82	1
Total de la dette nette	3 875	46	4 251	50
Participations ne donnant pas le contrôle	1 164	14	1 029	12
Capitaux propres attribuables aux actionnaires				
Actions ordinaires	3 093	37	3 075	35
Actions privilégiées	942	11	942	11
Surplus d'apport, déficit et cumul des autres éléments du résultat global	(657)	(8)	(656)	(8)
Total du capital	8 417	100	8 641	100

Au cours du trimestre, nous avons payé un solde d'environ 315 millions de dollars sur les facilités de crédit grâce à une combinaison de flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et d'un produit en trésorerie de 173 millions de dollars tiré de la vente d'une participation financière dans la centrale de cogénération de Sarnia de 506 MW et de deux centrales à base d'énergie renouvelable à TransAlta Renewables qui a été conclue le 6 janvier 2016.

L'affaiblissement du dollar américain a réduit nos soldes sur la dette à long terme de 155 millions de dollars depuis le 31 décembre 2015. La quasi-totalité de notre dette libellée en dollars américains est couverte par des contrats financiers ou des investissements nets dans nos établissements aux États-Unis. Au cours du trimestre, les variations de notre dette libellée en dollars américains ont été contrebalancées comme suit :

Trois mois clos le 31 mars	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)
Couvertures de flux de trésorerie en monnaies étrangères sur la dette	(68)
Couvertures économiques et autres	(6)
Total	(155)

Au cours de la période et jusqu'au 31 décembre 2018, des titres d'emprunt avec recours et sans recours, totalisant environ 1,6 milliard de dollars, arriveront à échéance. Nous prévoyons refinancer une partie de ces titres arrivant bientôt à échéance en empruntant des fonds garantis par certains de nos actifs faisant l'objet de contrats au Canada et aux États-Unis. Nous prévoyons également poursuivre notre stratégie de désendettement, et la majeure partie de nos flux de trésorerie disponibles au cours des trois prochains exercices, après le financement du projet de South Hedland, sera affectée à la réduction de la dette.

Facilités de crédit

Nos facilités de crédit procurent des liquidités considérables. Au 31 mars 2016, nos facilités de crédit consenties totalisaient 2,1 milliards de dollars (2,2 milliards de dollars au 31 décembre 2015), dont un montant de 1,5 milliard de dollars (1,3 milliard de dollars au 31 décembre 2015) était disponible. Nous respectons les modalités des facilités de crédit. Au 31 mars 2016, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 0,6 milliard de dollars (0,9 milliard de dollars au 31 décembre 2015), ce qui correspondait à des emprunts réels de néant (0,3 milliard de dollars au 31 décembre 2015) et à des lettres de crédit de 0,6 milliard de dollars (0,6 milliard de dollars au 31 décembre 2015). Ces facilités comprennent une facilité bancaire consortiale consentie de 1,5 milliard de dollars, qui vient à échéance en 2019 et quatre facilités de crédit bilatérales venant à échéance en 2017. Nous prévoyons renouveler ces facilités, selon des modalités commerciales raisonnables, avant leur échéance.

Capital social

Le 17 mars 2016, nous avons annoncé que 1 824 620 des 12 millions d'actions privilégiées rachetables à taux fixe rajusté et à dividende cumulatif de série A ont été offertes à des fins de conversion, à raison de une pour une, en actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série B. Voir les rubriques «Faits saillants» et «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

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

Aux	2 mai 2016	31 mars 2016	31 déc. 2015
Nombre d'actions (en millions)			
Actions ordinaires émises et en circulation, à la fin de la période	287,9	287,9	284,0
Actions privilégiées			
Série A	10,2	10,2	12,0
Série B	1,8	1,8	-
Série C	11,0	11,0	11,0
Série E	9,0	9,0	9,0
Série G	6,6	6,6	6,6
Actions privilégiées émises et en circulation, à la fin de la période	38,6	38,6	38,6

Participations ne donnant pas le contrôle

Au 31 mars 2016, nous détenons 64,0 % (66,6 % au 31 décembre 2015) dans TransAlta Renewables. Le 6 janvier 2016, nous avons conclu la vente d'une participation financière dans la centrale de cogénération de Sarnia de 506 MW et de deux centrales à base d'énergie renouvelable d'une capacité totale de 105 MW pour un montant de 540 millions de dollars.

Nous demeurons déterminés à maintenir notre position d'actionnaire majoritaire et promoteur de TransAlta Renewables dans le but de maintenir notre participation entre 60 % et 80 %.

Rendements aux fournisseurs de capitaux

Charge d'intérêts nette

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

Trois mois clos les 31 mars	2016	2015
Intérêts sur la dette	60	57
Intérêts incorporés au coût de l'actif	(3)	(3)
Intérêts sur les obligations au titre des contrats de location-financement	1	1
Désactualisation des provisions	6	5
Charge d'intérêts nette	64	60

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2016, la charge d'intérêts nette a augmenté par rapport à celle de la période correspondante de 2015, en raison surtout de la hausse de la charge d'intérêts sur les titres d'emprunt libellés en monnaies étrangères découlant du raffermissement du dollar américain comparativement à celui de la période correspondante de l'exercice précédent.

Dividendes aux actionnaires

Le 14 janvier 2016, nous avons annoncé la diminution de notre dividende sur actions ordinaires pour le faire passer de 0,72 \$ annuellement à 0,16 \$ annuellement, et la suspension du régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires avec Dividende Bonifié^{MC}, avec prise d'effet immédiate. Ces mesures ont été prises dans le cadre d'un plan visant à maximiser notre souplesse financière à long terme. Le conseil peut, à sa discrétion, déclarer des dividendes.

Le 16 février 2016, nous avons déclaré un dividende trimestriel de 0,04 \$ par action sur les actions ordinaires, payable le 1^{er} avril 2016, et un dividende trimestriel de 0,2875 \$ par action sur les actions privilégiées de série A et de série C, de 0,3125 \$ par action sur les actions privilégiées de série E, et de 0,33125 \$ par action sur les actions privilégiées de série G, tous payables le 31 mars 2016.

Le 21 avril 2016, nous avons déclaré un dividende trimestriel de 0,04 \$ par action sur les actions ordinaires, payable le 1^{er} juillet 2016, et un dividende trimestriel de 0,16931 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, de 0,15940 \$ par action sur les actions privilégiées de série B, de 0,2875 \$ par action sur les actions privilégiées de série C, de 0,3125 \$ par action sur les actions privilégiées de série E, et de 0,33125 \$ par action sur les actions privilégiées de série G, tous payables le 30 juin 2016.

Participations ne donnant pas le contrôle

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2016, le résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle aux fins de comparaison a augmenté, passant de 12 millions de dollars à 26 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2015, en raison surtout des actions ordinaires supplémentaires émises dans le public par TransAlta Renewables dans le cadre de la cession d'actifs des portefeuilles de l'Australie et du Canada, et de la hausse du résultat de TransAlta Renewables sur un large éventail d'actifs, le tout en partie neutralisé par des pertes de change latentes à l'égard de quelques participations financières dans des actifs australiens.

Situation financière

Les tableaux suivants présentent les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés résumés du 31 décembre 2015 au 31 mars 2016 :

	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(24)	Calendrier des encaissements et des décaissements, remboursement des facilités de crédit
Créances clients et autres débiteurs	(110)	Calendrier des encaissements des montants dus par les clients, contrebalancés par une augmentation au titre des garanties versées (27 millions de dollars) et le caractère saisonnier des produits
Créances au titre de contrats de location-financement (non courantes)	(44)	Variations défavorables des taux de change
Immobilisations corporelles, montant net	(143)	Amortissement de la période (139 millions de dollars), variations défavorables des taux de change (65 millions de dollars), et révision des frais de démantèlement et de remise en état (19 millions de dollars), le tout en partie contrebalancé par des acquisitions (85 millions de dollars)
Actifs de gestion du risque (courants et non courants)	(74)	Variations des taux de change
Divers	2	
Total de la diminution des actifs	(393)	

	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement (y compris la tranche courante)	(465)	Incidence favorable des variations des taux de change (155 millions de dollars) et remboursement de la facilité de crédit (315 millions de dollars)
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions (courantes et non courantes)	(42)	Hausse des taux d'actualisation ajustés en fonction du risque
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	23	Baisse des taux d'actualisation sans risque
Passifs de gestion du risque (courants et non courants)	(31)	Règlements de contrats
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	17	Résultat net (64 millions de dollars), émission d'actions ordinaires (18 millions de dollars) et profits sur les couvertures des flux de trésorerie (43 millions de dollars), le tout en partie contrebalancé par des pertes nettes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger (52 millions de dollars) et des pertes actuarielles sur les régimes à prestations définies (20 millions de dollars)
Participations ne donnant pas le contrôle	135	Vente de participations financières à TransAlta Renewables, en partie contrebalancée par la perte nette de la période et les distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle
Divers	(30)	
Total de la diminution des passifs et des capitaux propres	(393)	

Flux de trésorerie

Le tableau suivant présente les variations importantes dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés pour la période de trois mois close le 31 mars 2016 comparativement à la période correspondante de 2015 :

Trois mois clos les 31 mars	2016	2015	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	54	43	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	275	153	Variation favorable du fonds de roulement hors trésorerie de 143 millions de dollars, en partie contrebalancée par la diminution du résultat en trésorerie
Activités d'investissement	(67)	(143)	Acquisitions moins élevées d'immobilisations corporelles, profits réalisés sur les instruments financiers et baisse plus marquée des créances au titre de contrats de location-financement en raison de la restructuration de Poplar Creek à la fin de 2015
Activités de financement	(230)	7	Remboursement des facilités de crédit, hausse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle et diminution des profits réalisés sur les instruments financiers, le tout en partie contrebalancé par le produit de la vente de participations additionnelles ne donnant pas le contrôle
Conversion de la trésorerie en monnaies étrangères	(2)	1	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	30	61	

Entités structurées non consolidées ou arrangements

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

Contrats de garantie

Nous sommes tenus d'émettre des lettres de crédit et des garanties au comptant afin de garantir les obligations éventuelles à l'égard de certaines parties, y compris celles liées aux obligations environnementales, aux activités de gestion du risque lié aux produits de base, aux activités de couverture, aux projets de construction et aux obligations d'achat. Au 31 mars 2016, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 588 millions de dollars (575 millions de dollars au 31 décembre 2015) et des garanties au comptant de 101 millions de dollars (74 millions de dollars au 31 décembre 2015). 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.

Résultats et autres mesures aux fins de comparaison

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité selon diverses mesures. Les mesures qui sont analysées ci-dessous, et ailleurs dans le présent rapport de gestion, ne sont pas définies selon les IFRS et, par conséquent, ne doivent pas être considérées isolément ou comme une mesure de remplacement du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ou des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ou comme une mesure plus significative de ceux-ci, ainsi qu'ils sont calculés selon les IFRS, aux fins de l'évaluation de notre rendement financier ou de notre situation de trésorerie. Ces mesures ne sont pas nécessairement comparables aux mesures intitulées de façon similaire par d'autres sociétés.

Chaque secteur d'activité est responsable de ses propres résultats d'exploitation, mesurés selon la marge brute et les résultats d'exploitation. Les résultats d'exploitation et la marge brute fournissent à la direction et aux investisseurs une mesure du rendement d'exploitation qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

Pour calculer ces éléments, nous ne tenons pas compte de certains éléments, étant donné que la direction croit que ces transactions ne sont pas représentatives de nos activités commerciales. Pour calculer le résultat par action aux fins de comparaison, on utilise le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.

En 2016, nous avons effectué des retraitements touchant la période de 2015. Se reporter à la rubrique «Modifications comptables de l'exercice considéré» du rapport de gestion pour une description de ces éléments.

Le tableau ci-dessous présente les ajustements apportés pour calculer le BAIIA aux fins de comparaison et les résultats aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 31 mars 2016 et pour la période correspondante de 2015. Les renvois se trouvent dans les tableaux de rapprochement qui suivent.

Trois mois clos les 31 mars			2016	2015
Renvoi	Ajustement	Secteur		
Reclassement :				
1	Produits tirés des contrats de location-financement utilisés comme une approximation au titre des produits d'exploitation	Gaz en Australie	13	12
		Gaz au Canada	3	1
2	Diminution des créances au titre des contrats de location-financement utilisées comme une approximation au titre des produits et de l'amortissement	Gaz au Canada	14	1
3	Reclassement de l'amortissement minier du poste Combustible et achats d'électricité	Charbon au Canada	15	14
Ajustements (augmentation (diminution) des résultats aux fins de rapprochement avec les résultats aux fins de comparaison) :				
4	Incidence sur les produits liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et certaines couvertures économiques	Charbon aux États-Unis	5	31
5	Frais d'entretien liés aux inondations en Alberta en 2013, déduction faite des recouvrements d'assurance	Hydroélectricité	-	1
6	Frais de restructuration	Charbon au Canada	-	7
7	Couvertures économiques des participations ne donnant pas le contrôle dans le cadre de contrats de change intersociétés	Non affecté	(2)	-
8	Incidence fiscale nette des ajustements aux fins de comparaison assujettis à l'impôt	Non affecté	-	(13)
9	Ajustement au titre de l'impôt différé	Non affecté	1	-
10	Reprise de la réduction de valeur des actifs d'impôt différé	Non affecté	(23)	(15)
11	Charge d'impôt au titre des différences temporaires liées à une participation dans une filiale (<i>Retraité</i>)*	Non affecté	-	55
12	Éléments non comparables attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Non affecté	(29)	-

* Les montants de 2015 ont été retraités pour tenir compte d'une correction apportée à la période précédente. Se reporter à la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion.

Le tableau suivant présente un rapprochement des résultats aux fins de comparaison et des résultats présentés pour la période de trois mois close le 31 mars 2016 et pour la période correspondante de 2015 :

	Trois mois clos le 31 mars 2016			Trois mois clos le 31 mars 2015				
	Présentés	Reclassements aux fins de comparaison	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison	Présentés	Reclassements aux fins de comparaison	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison
Produits des activités ordinaires	568	30 ^{1,2}	5 ⁴	603	593	14 ^{1,2}	31 ⁴	638
Combustible et achats d'électricité	208	(15) ³	-	193	237	(14) ³	-	223
Marge brute	360	45	5	410	356	28	31	415
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	123	-	-	123	134	-	(1) ⁵	133
Provision pour frais de restructuration	-	-	-	-	7	-	(7) ⁶	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	8	-	-	8	7	-	-	7
BAIIA	229	45	5	279	208	28	39	275
Amortissement	122	29 ^{2,3}	-	151	133	15 ^{2,3}	-	148
Résultats d'exploitation	107	16	5	128	75	13	39	127
Produits tirés des contrats de location-financement	16	(16) ¹	-	-	13	(13) ¹	-	-
Profit (perte) de change	(6)	-	(2) ⁷	(8)	1	-	-	1
Résultat avant intérêts et impôts	117	-	3	120	89	-	39	128
Charge d'intérêts nette	64	-	-	64	60	-	-	60
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(18)	-	22 ^{8,9,10}	4	43	-	(27) ^{8,10,11}	16
Résultat net	71	-	(19)	52	(14)	-	66	52
Participations ne donnant pas le contrôle	(3)	-	29 ¹²	26	14	-	-	14
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	74	-	(48)	26	(28)	-	66	38
Dividendes sur actions privilégiées	12	-	-	12	12	-	-	12
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	62	-	(48)	14	(40)	-	66	26
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	288			288	277			277
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	0,22			0,05	(0,14)			0,09

Instruments financiers

Se reporter à la note 13 des états financiers consolidés annuels audités de notre rapport annuel de 2015 et à la note 7 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 31 mars 2016 et pour la période de trois mois close à cette date pour obtenir des renseignements sur les instruments financiers. Se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» de notre rapport annuel intégré de 2015 et à la note 8 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 2015.

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.

Nous pouvons aussi avoir divers contrats 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 doit être 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. Ils sont conclus à un prix donné avec des contreparties que nous estimons solvables.

Au 31 mars 2016, la valeur comptable de l'actif net au titre des instruments financiers de niveau III était de 576 millions de dollars (valeur comptable de l'actif net de 542 millions de dollars au 31 décembre 2015). L'augmentation au cours de la période découle d'une diminution des prix de l'électricité à long terme estimés 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, ainsi que des échéances des contrats sur gaz, le tout en partie contrebalancé par des variations défavorables des taux de change compte tenu de l'affaiblissement du dollar américain par rapport au dollar canadien.

Perspectives financières pour 2016

Malgré des prix qui demeurent bas en Alberta et dans la région du nord-ouest du Pacifique, les fourchettes cibles de nos principales mesures financières de 2016 sont les mêmes que celles déjà présentées :

Mesure	Cible
BAlIA aux fins de comparaison	De 990 millions de dollars à 1 100 millions de dollars
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	De 755 millions de dollars à 835 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison	De 250 millions de dollars à 300 millions de dollars
Dividende	0,16 \$ par action, distribution de 15 % à 18 % des flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison

Marché

En 2016, les prix de l'électricité en Alberta devraient être considérablement inférieurs à ceux de 2015 en raison de la faiblesse persistante des prix du gaz naturel, du faible taux de croissance de la demande et du niveau actuel de l'offre. Toutefois, les prix peuvent varier en fonction de l'offre et des conditions météorologiques. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, nous prévoyons également une baisse des prix de l'électricité en raison des bas prix du gaz naturel. La production non visée par des contrats dans les autres territoires n'est pas significative.

Activités d'exploitation

Disponibilité et charges d'exploitation

La disponibilité de notre portefeuille de centrales au charbon au Canada devrait se situer dans une fourchette de 87 % à 89 % en 2016. La disponibilité de nos autres centrales (gaz, énergies renouvelables) dépasse généralement 95 %. Tous nos secteurs d'activité maintiennent les initiatives de réduction de coûts mises en place en 2015. Nous continuons d'examiner des façons de réduire davantage les coûts et d'être plus concurrentiel.

Flux de trésorerie contractuels

En raison des CAÉ de l'Alberta et des contrats à long terme, environ 75 % de notre capacité en moyenne est liée à des contrats pour les deux prochains exercices. Notre capacité visée par des contrats diminuera à 65 % lorsque les CAÉ de l'Alberta pour les unités 1 et 2 de Sundance expireront en 2017. Plus de la moitié de notre production non visée par des contrats est vendue à terme 12 à 18 mois à l'avance au moyen de contrats prévoyant la livraison ou de contrats financiers à court terme, de sorte que, dans l'ensemble du portefeuille, selon la conjoncture du marché, nous visons à ce que 90 % de notre capacité fasse l'objet de contrats pour l'année civile qui vient. À la fin du premier trimestre, environ 88 % de notre capacité de 2016 faisait l'objet de contrats. Pour 2016, le prix moyen de nos contrats prévoyant la livraison et de nos contrats sur instruments financiers à court terme s'établissait à environ 50 \$ le MWh en Alberta et à environ 45 \$ US le MWh dans la région du nord-ouest du Pacifique.

Coûts du combustible

Les coûts d'extraction à notre mine de charbon en Alberta devraient diminuer en 2016 en raison de l'amélioration de l'efficacité, de la baisse du coût du diesel et de l'accroissement de la production. L'application de la méthode du coût standard permet de réduire au minimum les fluctuations saisonnières des coûts du charbon pour nos activités minières de l'Alberta. Les coûts du charbon pour 2016, selon la méthode du coût standard par tonne, devraient être de 1 % à 4 % plus bas que les coûts unitaires de 2015.

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 est 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 par MWh pour 2016 devrait diminuer d'environ 3 % en raison de la baisse du supplément sur le diesel pour les livraisons de charbon.

La valeur des stocks de charbon est évaluée chaque date de clôture afin de déterminer s'ils ont subi une dépréciation.

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

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

Commercialisation de l'énergie

Le BAIIA 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. Nous visons à ce que la contribution du secteur Commercialisation de l'énergie dégage une marge brute variant de 60 millions de dollars à 80 millions de dollars pour l'exercice. La marge brute du premier trimestre correspondait à nos attentes.

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 également des charges libellées en monnaies étrangères, y compris des charges d'intérêts, qui contrebalancent partiellement nos produits nets libellés en monnaies étrangères.

Charge d'intérêts nette

La charge d'intérêts nette pour 2016 devrait être plus basse que celle de 2015, surtout en raison de la hausse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif. 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. La majeure partie de notre dette est à taux d'intérêt fixe.

Situation de trésorerie et sources de financement

Nous prévoyons maintenir des liquidités disponibles adéquates sur nos facilités de crédit consenties. Les flux de trésorerie disponibles générés par les activités devraient être suffisants pour soutenir la construction de la centrale de South Hedland en 2016.

Impôts sur le résultat

Le taux d'imposition effectif sur le résultat, compte non tenu des éléments non comparables pour 2016, devrait se situer entre 10 % et 15 %, ce qui est inférieur au taux d'imposition prévu par la loi de 27 %, en raison des variations du montant du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts est réalisé et de l'effet de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le résultat.

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.

Dépenses liées à des projets de croissance et à des projets d'envergure

Les principaux projets de croissance et projets d'envergure en cours sont décrits sommairement ci-dessous :

Projet	Total du projet		2016	Date	Détails
	Dépenses estimées	Engagées à ce jour ¹	Dépenses estimées	d'achèvement prévue	
Centrale de South Hedland ²	593	274	119	T2 2017	Centrale à cycle combiné de 150 MW
Facilité bancaire au titre de la charge de la centrale de Solomon ³	5	2	3	T2 2016	Conclusion d'une facilité bancaire au titre de la charge de 20 MW requise pour achever la centrale de Solomon
Transport		Sans objet ⁴	13	Continue	Transport réglementé assorti d'un rendement sur le capital investi
Total	598	276	135		

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

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

1) Au 31 mars 2016.

2) Les dépenses estimées pour le projet s'élèvent à 570 millions de dollars australiens. Le total des dépenses estimées pour le projet est exprimé en dollars canadiens et inclut les charges d'intérêts estimatives. Le total des dépenses estimées pour le projet peut changer par suite de fluctuations des taux de change.

3) Comprend certains coûts de la conversion au gaz naturel à la centrale de Solomon, qui seront comptabilisés comme créances au titre des contrats de location-financement. Le total des dépenses estimées pour le projet peut changer par suite de fluctuations des taux de change.

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

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

Catégorie	Description	Engagées à ce jour ¹	Dépenses prévues en 2016
Dépenses d'investissement courantes ²	Investissement requis afin de maintenir notre capacité de production existante	10	100 - 105
Entretien d'envergure planifié	Travaux d'entretien d'envergure planifiés	46	155 - 165
Dépenses d'investissement liées aux mines	Investissement lié au matériel minier et à l'achat de terrains	-	30 - 35
Contrats de location-financement	Paielements liés à des contrats de location-financement	3	15 - 20
Total des dépenses d'investissement de maintien, excluant les dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations		59	300 - 325
Dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations	Investissement découlant des inondations en Alberta en 2013	-	5
Total des dépenses d'investissement de maintien		59	305 - 330
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	-	10 - 15
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité		59	315 - 345

Les interruptions importantes planifiées en 2016 comprennent les projets d'entretien de grande envergure de deux centrales canadiennes alimentées au charbon que nous exploitons et de deux autres centrales exploitées par nos partenaires. Au cours du premier trimestre, nous avons substitué un projet d'entretien d'envergure contre deux projets d'entretien d'une envergure plus restreinte au sein de deux centrales que nous exploitons. Ces interruptions planifiées prévoient également des travaux importants à nos installations hydroélectriques et le remplacement d'un stator.

Un de nos partenaires a réalisé des travaux d'entretien d'envergure au sein d'une centrale canadienne alimentée au charbon que nous n'exploitions pas au premier trimestre de 2016 et, en avril, nous avons procédé à une interruption planifiée d'une deuxième centrale que nous exploitons. Les deux projets d'entretien d'une envergure plus restreinte ont également été effectués au premier trimestre. Par conséquent, jusqu'à la fin de l'exercice, il ne reste qu'une interruption d'envergure planifiée aux centrales canadiennes alimentées au charbon que nous exploitons et une autre aux centrales exploitées par nos partenaires.

Au cours du premier trimestre de 2016, nous avons diminué d'environ 25 millions de dollars l'estimation précédente que nous avons faite pour nos dépenses d'investissement de maintien pour l'exercice complet afin de tenir compte de l'envergure plus restreinte d'un important projet d'entretien, du report du projet de détournement de la rivière Ghost à un exercice ultérieur, ainsi que d'autres économies et reports.

La perte de production imputable aux travaux d'entretien d'envergure planifiés, compte non tenu 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, ainsi qu'aux projets d'entretien d'une envergure plus restreinte réalisés lors d'interruptions non planifiées, est estimée comme suit pour 2016 :

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Total	Perdus à ce jour ¹
GWh perdus	825 - 835	135 - 145	960 - 980	357

La baisse de la perte de production estimée comparativement aux estimations précédentes tient à la réduction des activités d'entretien susmentionnées.

1) Au 31 mars 2016.

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

Financement

Le financement de ces dépenses d'investissement devrait provenir des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation. Nous avons accès à environ 1,5 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.

Modifications comptables

A. Modifications comptables de l'exercice considéré

I. Secteurs d'exploitation et secteurs à présenter

Au début du trimestre, nous avons décidé de diviser le secteur Gaz afin de créer deux secteurs, soit le secteur Gaz au Canada et le secteur Gaz en Australie. Les coûts auparavant inclus liés au secteur Gaz aux États-Unis, qui n'est pas exploité, ont été réattribués au secteur Charbon aux États-Unis, aux fins de conformité avec les pratiques de surveillance interne de la direction. Les résultats sectoriels aux fins de comparaison pour 2015 ont été retraités aux fins d'harmonisation avec la présentation des deux nouveaux secteurs et la réattribution des coûts liés au secteur qui n'est pas exploité.

II. Retraitement des chiffres d'un trimestre précédent

Au cours du quatrième trimestre de 2015, nous avons retraité les chiffres du compte de résultat du premier trimestre de 2015, pour accroître la charge d'impôt différé non comparable de 47 millions de dollars. Par conséquent, le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires du premier trimestre de 2015 a diminué, soit de 7 millions de dollars à une perte nette de 40 millions de dollars. L'ajustement est dû à la correction de la valeur fiscale d'un actif transféré en interne dans le cadre de la réorganisation de sociétés pour tenir compte de la vente d'une participation financière dans des actifs australiens à TransAlta Renewables, qui a été conclue au cours du deuxième trimestre de 2015. Les informations comparatives du premier trimestre de 2015 présentées dans le présent document ont été ajustées en conséquence.

B. Modifications comptables futures

Les normes comptables qui ont déjà été publiées par l'IASB, mais qui ne sont pas encore en vigueur et que la société n'a pas encore appliquées comprennent l'IFRS 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 pour obtenir plus d'information sur les exigences de l'IFRS 9, de l'IFRS 15 et de l'IFRS 16.

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 le refroidissement. 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.

	T2 2015	T3 2015	T4 2015	T1 2016
Produits des activités ordinaires	438	641	595	568
BAlIA aux fins de comparaison	183	219	268	279
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	160	126	243	196
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(131)	154	(7)	62
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison	(44)	(33)	3	14
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ¹	(0,47)	0,55	(0,02)	0,22
Résultat net par action aux fins de comparaison, de base et dilué ¹	(0,16)	(0,12)	0,01	0,05

	T2 2014	T3 2014	T4 2014	T1 2015 * Retraité
Produits des activités ordinaires	491	639	718	593
BAlIA aux fins de comparaison	213	212	301	275
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	154	145	225	211
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(50)	(6)	148	(40)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison	(12)	(13)	46	26
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ¹	(0,18)	(0,03)	0,54	(0,14)
Résultat net par action aux fins de comparaison, de base et dilué ¹	(0,04)	(0,05)	0,17	0,09

* Voir la rubrique «Modifications comptables» pour plus de renseignements sur le retraitement.

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.

Le résultat net aux fins de comparaison, le BAlIA aux fins de comparaison et les flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison 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. La volatilité du marché peut également avoir une incidence sur l'apport trimestriel du secteur Commercialisation de l'énergie. Par suite de la vente de la participation ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables au deuxième trimestre de 2015, au quatrième trimestre de 2015 et au premier trimestre de 2016, une tranche plus importante du résultat est attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

Les produits des activités ordinaires sont touchés par les facteurs liés au marché et à l'exploitation susmentionnés et les changements des prix futurs de l'électricité dans le nord-ouest du Pacifique, ce qui entraîne une fluctuation de valeur des couvertures dont la désignation a été annulée et des couvertures économiques. Ces couvertures se sont dépréciées de manière importante au deuxième trimestre de 2014 et au premier semestre de 2015, et leur valeur s'est accrue considérablement au deuxième semestre de 2014 et au troisième trimestre de 2015. Les produits du quatrième trimestre de 2015 ont aussi été touchés par une hausse importante de la provision au titre d'événements de force majeure survenus surtout au cours des exercices précédents.

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

- Profit à la cession d'actifs après la restructuration du contrat de Poplar Creek au troisième trimestre de 2015.
- Provision liée à l'ASM au troisième trimestre de 2015.
- Réduction de valeur des actifs d'impôt différé au deuxième trimestre de 2014, recouvrement au quatrième trimestre de 2014, recouvrement au troisième trimestre de 2014 et recouvrement au premier trimestre de 2016.
- Variation des taux d'imposition en Alberta au deuxième trimestre de 2015.
- Incidence de l'impôt différé par suite de la vente d'une participation financière dans des actifs australiens à TransAlta Renewables au cours des premier et deuxième trimestres de 2015.
- Répercussions des pertes latentes non comparables au premier trimestre de 2016 sur les instruments financiers intersociétés qui sont attribuables uniquement aux détenteurs de 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.

Au cours du premier trimestre de 2016, nous avons mis au point un nouveau système d'opérations sur les produits énergétiques et de gestion du risque. Parallèlement à la mise en œuvre, nous avons mis à jour les processus qui composent notre contrôle interne à l'égard de l'information financière, au besoin, pour tenir compte des changements connexes apportés à nos processus opérationnels et comptables.

À l'exception de ce qui est décrit ci-dessus, le contrôle interne à l'égard de l'information financière n'a fait l'objet d'aucun autre changement ayant eu une incidence importante ou pouvant raisonnablement avoir une incidence importante sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au cours du trimestre clos le 31 mars 2016. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances ont conclu que, en date du 31 mars 2016, fin de la période visée par le présent rapport, nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces à un niveau d'assurance raisonnable.

TransAlta Corporation

Comptes de résultat consolidés résumés

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

	Trois mois clos les 31 mars	
	2016	2015
<i>(non audité)</i>		<i>(Retraité)*</i>
Produits des activités ordinaires	568	593
Combustible et achats d'électricité	208	237
Marge brute	360	356
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	123	134
Amortissement	122	133
Restructuration	-	7
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	8	7
Résultats d'exploitation	107	75
Produits tirés des contrats de location-financement	16	13
Charge d'intérêts nette (note 4)	(64)	(60)
Profit (perte) de change	(6)	1
Résultat avant impôts sur le résultat	53	29
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat (note 5)	(18)	43
Résultat net	71	(14)
Résultat net attribuable aux :		
Actionnaires de TransAlta	64	(28)
Participations ne donnant pas le contrôle (note 6)	(3)	14
	61	(14)
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	64	(28)
Dividendes sur actions privilégiées (note 12)	12	12
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	52	(40)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période (en millions)	288	277
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,18	(0,14)

* Voir la note 2 A) pour les retraitements touchant les périodes antérieures.
Voir les notes jointes.

TransAlta Corporation

États du résultat global consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

	Trois mois clos les 31 mars	
	2016	2015
<i>Non audité</i>		(Retraité)*
Résultat net	71	(14)
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts ¹	(20)	(14)
Profits sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ²	-	2
Total des éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net	(20)	(12)
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger ³	(124)	110
Profits (pertes) sur les instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts ⁴	62	(64)
Profits sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ⁵	8	152
Reclassement en résultat net des (profits) pertes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ⁶	38	(75)
Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net	(16)	123
Autres éléments du résultat global	(36)	111
Total du résultat global	35	97
Total du résultat global attribuable aux :		
Actionnaires de TransAlta	35	80
Participations ne donnant pas le contrôle (note 6)	-	17
	35	97

* Voir la note 2 A) pour les retraitements touchant les périodes antérieures.

1) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 7 pour la période de trois mois close le 31 mars 2016 (recouvrement de 5 en 2015).

2) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de néant pour la période de trois mois close le 31 mars 2016 (charge de 1 en 2015).

3) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 10 pour la période de trois mois close le 31 mars 2016 (néant en 2015).

4) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 4 pour la période de trois mois close le 31 mars 2016 (recouvrement de 9 en 2015).

5) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 25 pour la période de trois mois close le 31 mars 2016 (charge de 47 en 2015).

6) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 3 pour la période de trois mois close le 31 mars 2016 (charge de 25 en 2015).

Voir les notes jointes.

TransAlta Corporation

États de la situation financière consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

Non audité	31 mars 2016	31 déc. 2015
Trésorerie et équivalents de trésorerie	30	54
Créances clients et autres débiteurs (note 8)	457	567
Charges payées d'avance	29	26
Actifs de gestion du risque (notes 7 et 8)	250	298
Stocks	219	219
	985	1 164
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	731	775
Immobilisations corporelles (note 9)		
Coût	12 765	12 854
Amortissement cumulé	(5 735)	(5 681)
	7 030	7 173
Goodwill	464	465
Immobilisations incorporelles	363	369
Actifs d'impôt différé	74	71
Actifs de gestion du risque (notes 7 et 8)	771	797
Autres actifs	136	133
Total de l'actif	10 554	10 947
Dettes fournisseurs et charges à payer	336	334
Partie courante des provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	166	166
Passifs de gestion du risque (notes 7 et 8)	153	200
Impôts sur le résultat à payer	1	3
Dividendes à verser (note 11)	26	63
Partie courante de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement (note 10)	103	87
	785	853
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement (note 10)	3 927	4 408
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	190	232
Passifs d'impôt différé	654	647
Passifs de gestion du risque (notes 7 et 8)	85	69
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	371	348
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 11)	3 093	3 075
Actions privilégiées (note 12)	942	942
Surplus d'apport	9	9
Déficit	(990)	(1 018)
Cumul des autres éléments du résultat global	324	353
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	3 378	3 361
Participations ne donnant pas le contrôle (note 6)	1 164	1 029
Total des capitaux propres	4 542	4 390
Total du passif et des capitaux propres	10 554	10 947

Engagements et éventualités (note 13)

Événements postérieurs à la date de clôture (note 15)

Voir les notes jointes.

TransAlta Corporation

États des variations des capitaux propres consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

Trois mois clos le 31 mars 2016

<i>Non audité</i>	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Attribuable aux actionnaires	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2015	3 075	942	9	(1 018)	353	3 361	1 029	4 390
Résultat net	-	-	-	64	-	64	(3)	61
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	-	-	-	-	(52)	(52)	-	(52)
Profits nets sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	-	-	-	-	43	43	3	46
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	-	-	-	-	(20)	(20)	-	(20)
Total du résultat global	-	-	-	64	(29)	35	-	35
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	-	(12)	-	(12)	-	(12)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(12)	-	(12)	-	(12)
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	-	-	-	-	-	-	(41)	(41)
Émission d'actions ordinaires	18	-	-	-	-	18	-	18
Solde au 31 mars 2016	3 093	942	9	(990)	324	3 378	1 164	4 542

Trois mois close le 31 mars 2015

<i>Non audité</i>	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit (Retraité) *	Cumul des autres éléments du résultat global	Attribuable aux actionnaires (Retraité) *	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total (Retraité) *
Solde au 31 décembre 2014	2 999	942	9	(770)	104	3 284	594	3 878
Résultat net	-	-	-	(28)	-	(28)	14	(14)
Autres éléments du résultat global :								
Profits nets à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts	-	-	-	-	46	46	-	46
Profits nets sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	-	-	-	-	76	76	3	79
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	-	-	-	-	(14)	(14)	-	(14)
Total du résultat global	-	-	-	(28)	108	80	17	97
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	-	(50)	-	(50)	-	(50)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(12)	-	(12)	-	(12)
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(20)	(20)
Émission d'actions ordinaires	20	-	-	-	-	20	-	20
Solde au 31 mars 2015	3 019	942	9	(860)	212	3 322	591	3 913

* Voir la note 2 A) pour les retraitements touchant les périodes antérieures.

Voir les notes jointes.

TransAlta Corporation

Tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

Non audité	Trois mois clos les 31 mars	
	2016	2015
Activités d'exploitation		
Résultat net	61	(14)
Amortissement	136	147
Désactualisation des provisions	6	5
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(3)	(5)
Charge (recouvrement) d'impôt différé (note 5)	(13)	37
Profits latents (pertes latentes) sur les activités de gestion du risque	(2)	36
Perte latente de change	5	7
Provisions	1	(9)
Autres éléments sans effet de trésorerie	(10)	(2)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	181	202
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	94	(49)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	275	153
Activités d'investissement		
Acquisitions d'immobilisations corporelles (note 9)	(85)	(124)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(4)	(6)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	1	1
Profits réalisés (pertes réalisées) sur les instruments financiers	2	(6)
Augmentation nette des garanties versées aux contreparties	-	(4)
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	14	1
Divers	1	-
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	4	(5)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(67)	(143)
Activités de financement		
Augmentation (diminution) nette des emprunts sur les facilités de crédit (note 10)	(315)	583
Remboursement de la dette à long terme	(7)	(633)
Émission de titres d'emprunt à long terme (note 10)	17	45
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 11)	(34)	(30)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 12)	(12)	(12)
Produit net à la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale (note 3)	162	-
Profits réalisés sur les instruments financiers	-	76
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 6)	(39)	(19)
Diminution des obligations au titre des contrats de location-financement	(3)	(3)
Divers	1	-
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(230)	7
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement	(22)	17
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	(2)	1
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(24)	18
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	54	43
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	30	61
Impôts sur le résultat au comptant payés	8	14
Intérêts au comptant payés	21	41

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 actifs et passifs 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 au nom du conseil d'administration le 2 mai 2016.

B. Utilisation d'estimations et de jugements importants

La préparation des présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités selon l'IAS 34 exige de la direction 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 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. Au cours du premier trimestre de 2016, la Société a davantage fait appel à son jugement à l'égard des secteurs d'exploitation et des secteurs isolables. Se reporter à note 2 A) pour obtenir plus d'information.

2. Principales méthodes comptables

A. Modifications comptables de l'exercice considéré

I. Secteurs d'exploitation et secteurs isolables

Au début du trimestre, la Société a décidé de diviser le secteur isolable Gaz afin de présenter deux secteurs d'exploitation, soit le secteur Gaz au Canada et le secteur Gaz en Australie. Les coûts auparavant inclus du secteur Gaz aux États-Unis, qui n'est pas exploité, ont été réattribués au secteur Charbon aux États-Unis aux fins de conformité avec les pratiques de surveillance interne de la direction. Les résultats sectoriels aux fins de comparaison pour 2015 ont été retraités aux fins d'harmonisation avec la présentation de deux secteurs plutôt qu'un et la réattribution des coûts liés au secteur qui n'est pas exploité.

II. Retraitement des chiffres d'un trimestre précédent

Au cours du quatrième trimestre de 2015, la Société a retraité les chiffres du compte de résultat du premier trimestre de 2015, pour accroître la charge d'impôt différé de 47 millions de dollars. Par conséquent, le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires du premier trimestre de 2015 a diminué, passant d'un résultat net de 7 millions de dollars à une perte nette de 40 millions de dollars. L'ajustement est dû à la correction de la valeur fiscale d'un actif transféré en interne dans le cadre de la réorganisation de sociétés pour tenir compte de la vente d'une participation financière dans nos actifs australiens à TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables») qui a été conclue au cours du deuxième trimestre de 2015. Les informations comparatives du premier trimestre de 2015 présentées dans le présent document ont été ajustées en conséquence.

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.

3. Événements importants

A. Placement dans la centrale de cogénération de Sarnia, le parc éolien Le Nordais et la centrale hydroélectrique de Ragged Chute par TransAlta Renewables

Le 6 janvier 2016, TransAlta Renewables a conclu son placement dans une participation financière fondée sur les flux de trésorerie de la centrale de cogénération de Sarnia, le parc éolien Le Nordais et la centrale hydroélectrique de Ragged Chute (les «actifs canadiens») pour une valeur combinée d'environ 540 millions de dollars. Les actifs canadiens sont constitués d'environ 611 MW d'actifs de production d'électricité en grande partie assujettis à des contrats situés en Ontario et au Québec. La transaction avait été annoncée le 23 novembre 2015. La Société continuera de détenir, de gérer et d'exploiter les actifs canadiens.

En contrepartie, TransAlta Renewables a remis à la Société un montant en trésorerie de 173 millions de dollars, émis 15 640 583 actions ordinaires d'une valeur totale de 152 millions de dollars, et émis une débenture subordonnée non garantie convertible de 215 millions de dollars. La débenture émise par TransAlta Renewables à la Société comporte seulement des intérêts à un taux nominal de 4,5 % par année payables semestriellement à terme échu le 30 juin et le 31 décembre et arrivera à échéance le 31 décembre 2020. À la date d'échéance, la Société aura le droit, à son gré, de convertir le montant en capital de la débenture, en totalité ou en partie, en actions ordinaires de TransAlta Renewables à un prix de conversion de 13,16 \$ l'action ordinaire, soit une prime de 35 % par rapport au prix d'offre à la date de clôture du placement dans les actifs canadiens. Si TransAlta n'exerce pas son option de conversion, TransAlta Renewables peut s'acquitter de son obligation au titre du capital en émettant des actions ordinaires dont la valeur unitaire correspond à 95 % de la valeur du cours des actions ordinaires alors en vigueur.

TransAlta Renewables a financé le produit en trésorerie au moyen d'un placement visant 17 692 750 reçus de souscription à un prix de 9,75 \$ par reçu de souscription. À la clôture de la transaction, chaque porteur de reçus de souscription a reçu une action ordinaire de TransAlta Renewables et un montant équivalant à un dividende en trésorerie de 0,07 \$ par reçu de souscription détenu. Par conséquent, TransAlta Renewables a émis 17 692 750 actions ordinaires et versé un montant équivalant à des dividendes totalisant 1 million de dollars. Les frais d'émission des actions ont totalisé 8 millions de dollars, déduction faite d'un recouvrement d'impôts sur le résultat de 2 millions de dollars. Le 6 janvier 2016, TransAlta Renewables a déclaré une hausse des dividendes de 5 %.

4. Charge d'intérêts nette

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

Trois mois clos les 31 mars	2016	2015
Intérêts sur la dette	60	57
Intérêts incorporés au coût de l'actif	(3)	(3)
Intérêts sur les obligations au titre des contrats de location-financement	1	1
Désactualisation des provisions	6	5
Charge d'intérêts nette	64	60

5. Impôts sur le résultat

Les composantes de la charge (du recouvrement) d'impôts sur le résultat sont comme suit :

Trois mois clos les 31 mars	2016	2015
		<i>(Retraité)*</i>
Charge d'impôt exigible	5	7
Ajustements à l'égard des impôts exigibles des périodes précédentes	-	(1)
Recouvrement d'impôt différé lié à la naissance et à la reprise des différences temporaires	9	(3)
Charge d'impôt différé au titre des différences temporaires liées à une participation dans une filiale ¹	-	55
Charge d'impôt différé résultant de modifications apportées aux taux d'impôt ou aux lois fiscales ²	1	-
Recouvrement d'impôt différé découlant de la réduction de valeur des actifs d'impôt différé ³	(23)	(15)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(8)	43

* Voir la note 2 A) pour les retraitements touchant les périodes antérieures.

1) Afin de tenir compte de la vente d'une participation financière dans les actifs australiens à TransAlta Renewables, une réorganisation de certaines des filiales de TransAlta a été effectuée. La réorganisation a entraîné la comptabilisation d'un passif d'impôt différé de 55 millions de dollars au titre du placement de TransAlta dans une filiale. Le passif d'impôt différé n'avait pas été comptabilisé auparavant puisque, avant la réorganisation, il n'était pas prévu que la différence temporaire imposable se résorberait dans un avenir prévisible.

2) Incidence de la hausse du taux d'impôt sur le résultat des sociétés au Nouveau-Brunswick de 12 % à 14 %, adopté le 3 février 2016.

3) Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2016, la Société a repris une réduction de valeur antérieure d'actifs d'impôt différé de 23 millions de dollars (15 millions de dollars en 2015). De cette réduction de valeur, une tranche de 10 millions de dollars correspond à un ajustement à l'égard des impôts différés des périodes précédentes. L'autre tranche d'actifs d'impôt différé a 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.

Présentés dans les comptes de résultat consolidés résumés comme suit :

Trois mois clos les 31 mars	2016	2015
		<i>(Retraité)*</i>
Charge d'impôt exigible	5	6
Charge (recouvrement) d'impôt différé	(13)	37
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(8)	43

* Voir la note 2 A) pour les retraitements touchant les périodes antérieures.

6. Participations ne donnant pas le contrôle

Le sommaire des informations financières relatives à des filiales ayant d'importantes participations ne donnant pas le contrôle est comme suit :

A. TransAlta Renewables

Les montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle comprennent la participation ne donnant pas le contrôle de 17 % dans le parc éolien de Kent Hills.

Le pourcentage de la propriété, des droits de vote et de la participation en capitaux propres de la Société a fluctué comme suit au cours des périodes considérées et présentées aux fins de comparaison :

Période	Pourcentage de la propriété et des droits de vote	Pourcentage de la participation en capitaux propres
Du 29 avril 2014 au 6 mai 2015	70,3	70,3
Du 7 mai 2015 au 25 novembre 2015	76,1	72,8
Du 26 novembre 2015 au 5 janvier 2016	66,6	62,0
Du 6 janvier 2016 et par la suite	64,0	59,8

Comme il a été établi que les actions de catégorie B du capital social de TransAlta Renewables émises à la Société constituaient des passifs financiers de TransAlta Renewables et ne participaient pas aux résultats jusqu'à la mise en service du projet de South Hedland, elles sont exclues de la répartition des titres de capitaux propres et des résultats.

Trois mois clos les 31 mars	2016	2015
Produits des activités ordinaires	68	68
Résultat net	(35)	21
Total du résultat global	(36)	21
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :		
Résultat net	(14)	7
Total du résultat global	(14)	7
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	20	8

Aux	31 mars 2016	31 déc. 2015
Actifs courants	86	74
Actifs non courants	3 754	3 262
Passifs courants	(183)	(190)
Passifs non courants	(1 405)	(1 120)
Total des capitaux propres	(2 252)	(2 026)
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	(927)	(787)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)	40,2	38,0

B. TransAlta Cogeneration L.P.

Trois mois clos les 31 mars	2016	2015
Produits des activités ordinaires	77	75
Résultat net	21	15
Total du résultat global	27	19
Montants attribuables à la participation ne donnant pas le contrôle :		
Résultat net	11	7
Total du résultat global	14	10
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	19	12

Aux	31 mars 2016	31 déc. 2015
Actifs courants	80	82
Actifs non courants	516	535
Passifs courants	(77)	(75)
Passifs non courants	(42)	(54)
Total des capitaux propres	(477)	(488)
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	(237)	(242)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)	49,99	49,99

7. 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 comme suit : l'évaluation de 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 opérations 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 des 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 (la «politique») de la Société, qui régit les opérations sur les produits de base effectuées dans le cadre de ses activités de négociation pour compte propre et celles effectuées afin de gérer le risque lié au prix des produits de base de son entreprise de production. La politique définit et précise les responsabilités en matière de contrôle et de gestion associées aux opérations liées aux produits de base, ainsi que la nature et la fréquence des rapports exigés au titre de ces activités.

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

Les informations sur les contrats de gestion du risque ou les groupes de contrats de gestion du risque qui sont inclus dans les évaluations de niveau III et les données d'entrée non observables et les sensibilités qui s'y rattachent sont comme suit, compte non tenu de l'incidence sur la juste valeur de 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	31 mars 2016		31 déc. 2015	
	Juste valeur de base	Sensibilité	Juste valeur de base	Sensibilité
Ventes d'électricité à long terme - États-Unis	836	+114 -177	863	+125 -186
Ventes d'électricité à long terme - Alberta	(5)	+11 -9	(13)	+13 -7
Achats d'énergie conditionnels - unité	(47)	+6 -4	(70)	+9 -8
Produits structurés - est des États-Unis	34	+9 -9	18	+6 -4
Capacité établie - hydroélectricité - ouest des États-Unis	(8)	+1 -1	(6)	+1 -4
Autres	(1)	+2 -3	(3)	+2 -2

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 : 280 MW jusqu'au 30 novembre 2016, 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 2017, 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 MWh utilisée pour déterminer les justes valeurs de base de niveau III au 31 mars 2016 se situe entre 28 \$ US et 45 \$ US (28 \$ US et 45 \$ US au 31 décembre 2015).

Le contrat est libellé en dollars américains. Comme le dollar américain s'est déprécié par rapport au dollar canadien entre le 31 décembre 2015 et le 31 mars 2016, la juste valeur de base et la valeur de sensibilité ont diminué respectivement d'environ 46 millions de dollars et 10 millions de dollars en raison de la variation du change.

ii. Ventes 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 de prix 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. 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 31 mars 2016 se situe entre 84 \$ et 96 \$ (86 \$ et 93 \$ au 31 décembre 2015).

iii. Achats d'énergie conditionnels - unité

En vertu des contrats d'achat d'énergie conditionnels, la Société a accepté d'acheter de l'électricité selon la production réelle de certaines centrales 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 la centrale si la centrale en question 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 réglé. D'autres données d'entrée raisonnablement possibles ont été utilisées pour établir la sensibilité des évaluations des justes valeurs.

Plus particulièrement, un écart type à la hausse et à la baisse des escomptes de volumes et de prix a été calculé. Cette analyse repose sur les données historiques disponibles sur la production des centrales. Les fourchettes d'escompte de volumes et de prix par MWh utilisées pour l'évaluation des justes valeurs de base de niveau III au 31 mars 2016 sont respectivement de 0 % à 2,8 % (de 0 % à 2,8 % au 31 décembre 2015) et 1,7 % à 7,4 % (de 1,7 % à 7,4 % au 31 décembre 2015).

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 standard. 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 à prix fixe sont les écarts de prix à terme du marché et les facteurs non standard. Une analyse de régression historique a été exécutée pour modéliser les écarts entre les marchés liquides et non liquides. Les facteurs non standard ont été établis en utilisant des données historiques. La relation de base et les facteurs non standard utilisés pour l'évaluation de la juste valeur de base de niveau III au 31 mars 2016 sont respectivement de 82 % à 129 % et de 65 % à 110 % (de 85 % à 116 % et de 65 % à 109 % au 31 décembre 2015).

Les principales données d'entrée non observables utilisées pour l'évaluation des contrats sur la consommation spécifique de chaleur sont les volatilités implicites et les corrélations. Les volatilités implicites et les corrélations utilisées pour l'évaluation des justes valeurs de base de niveau III au 31 mars 2016 sont respectivement de 18 % à 52 % et de 39 % à 80 % (de 18 % à 71 % et de 39 % à 80 % au 31 décembre 2015).

v. Capacité établie – hydroélectricité – ouest des États-Unis

La Société a accepté d'acheter de l'électricité selon la production réelle de certaines centrales hydroélectriques détenues et exploitées par des tiers. En vertu de ces types de contrats, l'acheteur paie au fournisseur une capacité établie d'un commun accord. 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. D'autres données d'entrée raisonnablement possibles ont été utilisées pour établir la sensibilité des évaluations des justes valeurs. Cette analyse repose sur la production historique des centrales qui est disponible. Les volumes utilisés pour l'évaluation des justes valeurs de base de niveau III au 31 mars 2016 se situent dans le 50^e percentile de la production historique (50^e percentile au 31 décembre 2015).

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 tableaux suivants résument les facteurs clés ayant une incidence sur la juste valeur des actifs et passifs de gestion du risque lié aux produits de base par niveau de classement au cours des périodes de trois mois closes respectivement les 31 mars 2016 et 2015 :

	Couvertures			Éléments autres que de couverture			Total		
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 décembre 2015	-	(58)	640	-	128	(98)	-	70	542
Variations attribuables aux :									
Variations des prix du marché pour les contrats existants	-	30	66	-	34	(22)	-	64	44
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	1	-	-	3	4	-	4	4
Contrats réglés	-	4	(13)	-	(82)	65	-	(78)	52
Variation des taux de change	-	4	(68)	-	(4)	2	-	-	(66)
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 mars 2016	-	(19)	625	-	79	(49)	-	60	576
Informations supplémentaires sur le niveau III :									
Pertes comptabilisées dans les autres éléments du résultat global			(2)			-			(2)
Total des profits (pertes) inclus dans le résultat avant impôts sur le résultat			13			(16)			(3)
Profits latents compris dans le résultat avant impôts sur le résultat lié aux passifs nets détenus au 31 mars 2016			-			49			49

	Couvertures			Éléments autres que de couverture			Total		
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 décembre 2014	-	(59)	314	-	180	(97)	-	121	217
Variations attribuables aux :									
Variations des prix du marché pour les contrats existants	-	17	69	-	11	(9)	-	28	60
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	-	-	-	(5)	(2)	-	(5)	(2)
Contrats réglés	-	5	(7)	-	(79)	42	-	(74)	35
Variation des taux de change	-	(6)	47	-	9	(4)	-	3	43
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 mars 2015	-	(43)	423	-	116	(70)	-	73	353
Informations supplémentaires sur le niveau III :									
Profits comptabilisés dans les autres éléments du résultat global			116			-			116
Total des profits (pertes) inclus dans le résultat avant impôts sur le résultat			7			(15)			(8)
Profits latents compris dans le résultat avant impôts sur le résultat lié aux passifs nets détenus au 31 mars 2015			-			27			27

Les variations importantes des actifs (passifs) nets de gestion du risque lié aux produits de base pour la période de trois mois close le 31 mars 2016 sont attribuables aux facteurs suivants :

- Les augmentations de valeur attribuables aux variations du marché pour ce qui est des contrats d'électricité en Alberta (éléments de couverture de niveau II).
- Les changements de 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.
- Les échéances et les augmentations de valeur attribuables aux variations du marché pour ce qui est des contrats d'électricité dans la région du nord-ouest du Pacifique (éléments autres que de couverture de niveau II).
- Les règlements et les échéances des contrats d'achat d'électricité conditionnels sont décrits à la section B) I) c) iii) de la présente note (éléments de couverture de niveau III).

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 le cadre de la couverture d'opérations 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. Les variations des autres actifs et passifs de gestion du risque liés aux positions de couverture sont reflétées dans le résultat net lorsque ces transactions ont été réglées au cours de la période ou lorsqu'il existe un niveau d'inefficacité dans la relation de couverture.

Les autres actifs et passifs de gestion du risque, totalisant une juste valeur d'actif net de 147 millions de dollars au 31 mars 2016 (actif net de 214 millions de dollars au 31 décembre 2015), sont classés dans l'évaluation de la juste valeur de niveau II. Les variations importantes dans les autres actifs nets de gestion du risque au cours de la période close au 31 mars 2016 sont principalement attribuables à l'incidence de l'affaiblissement du dollar américain par rapport au dollar canadien sur les couvertures de change de la Société.

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
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	comptable totale
Dettes à long terme¹ au 31 mars 2016	-	3 488	-	3 488	3 886
Dettes à long terme ¹ au 31 décembre 2015	-	4 067	-	4 067	4 344

1) Inclut la partie courante et exclut une dette de 65 millions de dollars (69 millions de dollars au 31 décembre 2015) 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 et autres débiteurs, dettes fournisseurs et charges à payer, 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 sont fondés sur les cours ajustés à une Bourse active ou dépassent la période pour laquelle des cours cotés sont disponibles. Les justes valeurs de ces dérivés sont établies en utilisant des données d'entrée qui ne sont pas facilement observables. Se reporter à la rubrique B de la présente note pour les techniques d'évaluation utilisées pour les justes valeurs de niveau III. Dans certains cas, une différence peut surgir entre la juste valeur d'un instrument financier à la comptabilisation initiale (le «prix de transaction») et le montant calculé selon le modèle d'évaluation. Ce profit latent ou cette perte latente est comptabilisé en résultat net seulement si la juste valeur de l'instrument est attestée par un prix du marché qui est coté sur un marché actif, des opérations observables dans le marché actuel qui sont essentiellement les mêmes, ou une technique d'évaluation qui utilise des données d'entrée du marché observables. Lorsque ces critères ne sont pas respectés, la différence est différée dans les états de la situation financière

consolidés résumés dans les actifs et passifs de gestion du risque et est comptabilisée en résultat net sur la durée du contrat correspondant. La différence entre le prix de transaction et la juste valeur établie selon le modèle d'évaluation, à comptabiliser dans le résultat net, et le rapprochement des variations se présente comme suit :

Trois mois clos les 31 mars	Trois mois clos les 31 mars	
	2016	2015
Profit net non amorti au début de la période	202	188
Nouveaux profits initiaux	2	1
Variation des taux de change	(12)	16
Amortissement comptabilisé dans le résultat net au cours de la période	(18)	(20)
Profit net non amorti à la fin de la période	174	185

8. 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 31 mars 2016					
	Couvertures de l'investissement net	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base					
Courants	-	59	-	29	88
Non courants	-	547	-	1	548
Actifs nets de gestion du risque lié aux produits de base	-	606	-	30	636
Divers					
Courants	4	8	-	(3)	9
Non courants	-	137	5	(4)	138
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque	4	145	5	(7)	147
Total des actifs nets de gestion du risque	4	751	5	23	783

Au 31 décembre 2015					
	Couvertures de l'investissement net	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base					
Courants	-	31	-	57	88
Non courants	-	551	-	(27)	524
Actifs nets de gestion du risque lié aux produits de base	-	582	-	30	612
Divers					
Courants	(7)	20	-	(3)	10
Non courants	-	207	5	(8)	204
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque	(7)	227	5	(11)	214
Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque	(7)	809	5	19	826

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 analysées plus en détail à la note 14 B) des états financiers consolidés annuels les plus récents.

I. Risque lié au prix des produits de base

La valeur à risque («VaR») est la mesure la plus fréquemment employée pour faire le suivi et gérer le risque de marché associé aux produits de base et autres instruments dérivés. 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.

a. 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.

La VaR au 31 mars 2016 liée aux activités de négociation pour compte propre de la Société était de 3 millions de dollars (5 millions de dollars au 31 décembre 2015).

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

La Société utilise divers contrats sur produits de base et d'autres instruments financiers 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'elle juge appropriés. Au 31 mars 2016, la VaR liée aux instruments dérivés sur les produits de base de la Société utilisés aux fins des activités de couverture s'établissait à 23 millions de dollars (24 millions de dollars au 31 décembre 2015). La VaR au 31 mars 2016 associée aux positions et aux couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture s'établissait à 2 millions de dollars (1 million de dollars au 31 décembre 2015).

II. Risque de change

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

III. 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. TransAlta est exposée à un risque de crédit minimal pour ce qui est du CAÉ des centrales alimentées au charbon de l'Alberta, car les créances sont en grande partie garanties par des lettres de crédit.

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. Dans certains cas, la Société a recours à des garanties, notamment des garanties de la société mère, des lettres de crédit, des garanties en trésorerie et des assurances crédits de tiers, afin de réduire l'ensemble du risque de crédit. Le tableau suivant décrit l'exposition maximale au risque de crédit de la Société, compte non tenu des garanties détenues ou des droits de compensation, y compris l'attribution des notes de solvabilité, au 31 mars 2016 :

	Notation de première qualité (en pourcentage)	Notation de qualité inférieure (en pourcentage)	Total (en pourcentage)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs ¹	89	11	100	457
Créances au titre des contrats de location-financement à long terme ²	40	60	100	731
Actifs de gestion du risque ¹	100	-	100	1 021
Total				2 209

1) Les lettres de crédit et les liquidités 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 le solde impayé s'élevait à 415 millions de dollars (446 millions de dollars au 31 décembre 2015). Le risque de perte importante découlant de cette contrepartie a été évalué comme faible à court terme, mais pourrait augmenter pour passer à modéré si la faiblesse des prix des produits de base se maintient de moyen à long terme. L'évaluation du risque tient compte de la situation financière de la contrepartie, de notations externes, et du fait que la société fournit des services dans un des secteurs de la contrepartie qui entraîne des coûts moindres, ainsi que des autres pratiques de gestion du risque de crédit de la société.

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 45 millions de dollars au 31 mars 2016 (44 millions de dollars au 31 décembre 2015).

IV. 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 opérations de couverture du prix des produits de base, ses projets en immobilisations, le refinancement de sa dette et les activités générales du siège social. En décembre 2015, Moody's a révisé à la baisse la note des obligations de premier rang non garanties de TransAlta aux États-Unis, la faisant passer de Baa3 à Ba1. Au cours du premier trimestre de 2016, deux agences de notation ont confirmé la note de première qualité à titre d'émetteur à long terme de la Société, mais ont révisé leur perspective, la faisant passer de stable à négative. Au 31 mars 2016, trois agences de notation avaient accordé de nouveau à TransAlta une note de première qualité. Se reporter à la note 14 B) des états financiers consolidés annuels les plus récents pour une analyse plus détaillée.

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

	2016	2017	2018	2019	2020	2021 et par la suite	Total
Dettes fournisseurs et charges à payer	336	-	-	-	-	-	336
Dette à long terme ¹	87	566	899	446	446	1 521	3 965
(Actifs) passifs de gestion du risque lié aux produits de base	(61)	(78)	(48)	(62)	(67)	(320)	(636)
Autres (actifs) passifs de gestion du risque	(8)	(87)	(55)	2	1	-	(147)
Obligations au titre des contrats de location-financement	12	14	13	9	7	24	79
Intérêt sur la dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement ²	161	200	158	129	102	758	1 508
Dividendes à verser	26	-	-	-	-	-	26
Total	553	615	967	524	489	1 983	5 131

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

Au 31 mars 2016, la Société avait fourni une garantie de 194 millions de dollars (220 millions de dollars au 31 décembre 2015) 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 56 millions de dollars à ses contreparties (44 millions de dollars au 31 décembre 2015).

9. 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 2015	95	2 811	611	2 455	604	351	246	7 173
Ajouts	1	-	-	-	-	90	(6)	85
Ajouts - contrats de location-financement	-	-	-	-	1	-	-	1
Cessions	(1)	-	-	-	-	-	-	(1)
Amortissement	-	(70)	(18)	(32)	(15)	-	(4)	(139)
Révision et augmentation des frais de démantèlement et de remise en état	-	(14)	(4)	(3)	2	-	-	(19)
Mise hors service d'actifs	-	(4)	-	(1)	-	-	-	(5)
Variation des taux de change	(1)	(24)	(6)	(20)	(4)	(7)	(3)	(65)
Transferts	-	18	1	7	3	(33)	4	-
Au 31 mars 2016	94	2 717	584	2 406	591	401	237	7 030

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

10. 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	31 mars 2016			31 déc. 2015		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹
Facilités de crédit ²	-	-	-	315	315	3,1 %
Déventures	1 045	1 051	6,0 %	1 044	1 051	6,0 %
Billets de premier rang ³	2 073	2 074	5,0 %	2 221	2 221	4,9 %
Dette sans recours ⁴	754	761	4,5 %	766	773	4,5 %
Divers ⁵	79	79	8,1 %	67	67	9,3 %
	3 951	3 965		4 413	4 427	
Obligations au titre des contrats de location-financement	79			82		
	4 030			4 495		
Moins : partie courante de la dette à long terme	(87)			(72)		
Moins : partie courante des obligations au titre des contrats de location-financement	(16)			(15)		
Total de la partie courante de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement	(103)			(87)		
Total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement	3 927			4 408		

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

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

3) Valeur nominale de 1,6 milliard de dollars américains au 31 mars 2016 (1,6 milliard de dollars américains au 31 décembre 2015).

4) Inclut 54 millions de dollars américains au 31 mars 2016 (59 millions de dollars américains au 31 décembre 2015).

5) Inclut 35 millions de dollars américains au 31 mars 2016 (36 millions de dollars américains au 31 décembre 2015) au titre du financement de la masse fiscale et 17 millions de dollars (néant au 31 décembre 2015) au titre d'un découvert.

Au cours du premier trimestre, la Société a remboursé le solde des facilités de crédit grâce à une combinaison de flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et d'un produit en trésorerie net de 173 millions de dollars tiré de la vente de la participation financière dans des actifs canadiens, qui a été conclue le 6 janvier 2016.

Des facilités de crédit consenties totalisant 2,1 milliards de dollars (2,2 milliards de dollars au 31 décembre 2015), un montant de 1,5 milliard de dollars (1,3 milliard de dollars au 31 décembre 2015) n'a pas été prélevé. La Société respecte les modalités de la facilité de crédit, et toute tranche non utilisée est entièrement disponible. Outre le montant de 1,5 milliard de dollars disponible en vertu des facilités de crédit, TransAlta dispose de 30 millions de dollars en trésorerie et équivalents de trésorerie.

Les lettres de crédit en cours au 31 mars 2016 totalisaient 588 millions de dollars (575 millions de dollars au 31 décembre 2015), et aucun montant (néant au 31 décembre 2015) n'avait été exercé par des tiers en vertu de ces arrangements.

La dette de TransAlta comporte des modalités et conditions, y compris des clauses restrictives financières, qui sont considérées comme normales et courantes. Au 31 mars 2016, la Société se conformait à toutes les clauses restrictives de la dette.

B. Restrictions relatives à la dette sans recours

Les débetures sans recours d'un montant de 229 millions de dollars (230 millions de dollars au 31 décembre 2015) émises par Canadian Hydro Developers, Inc. («CHD»), filiale de la Société, 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 débetures sans recours.

Une autre dette sans recours de 531 millions de dollars (536 millions de dollars au 31 décembre 2015) est garantie par certaines installations de production d'énergies renouvelables et est assujettie à des restrictions financières habituelles qui limitent la capacité de la Société d'avoir accès aux fonds générés par les activités des installations. Certaines obligations sont garanties par une charge de premier rang sur l'ensemble des actifs des filiales de la Société qui ont émis les obligations, y compris des installations de production d'énergies renouvelables dont la valeur comptable totale s'élève à 780 millions de dollars au 31 mars 2016 (798 millions de dollars au 31 décembre 2015).

11. Actions ordinaires

A. Émises et en circulation

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

	Trois mois clos les 31 mars			
	2016		2015	
	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant
Émises et en circulation au début de la période	284,0	3 077	275,0	3 001
Émises en vertu du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires	3,9	18	2,0	20
	287,9	3 095	277,0	3 021
Montants à recevoir en vertu du régime d'actionariat des employés	-	(2)	-	(2)
Émises et en circulation à la fin de la période	287,9	3 093	277,0	3 019

B. Dividendes et régime de droits des actionnaires

Le 14 janvier 2016, la Société a annoncé qu'elle ramenait son dividende de 0,72 \$ par année à 0,16 \$ par année et qu'elle suspendait immédiatement le Régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires avec Dividende Bonifié^{MC}. Ces mesures ont été prises dans le cadre d'un plan visant à maximiser la flexibilité financière à long terme de la Société, ainsi qu'à freiner la dilution par les actionnaires dans le cadre de ce régime.

Le 16 février 2016, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,04 \$ par action sur les actions ordinaires, payable le 1^{er} avril 2016.

Le 21 avril 2016, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,04 \$ par action sur les actions ordinaires, payable le 1^{er} juillet 2016.

Le 22 avril 2016, le régime de droits des actionnaires, présenté à la note 22 des états financiers consolidés annuels les plus récents, a été renouvelé pour une période approximative de trois ans.

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 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.

12. Actions privilégiées

A. Émises et en circulation

Le 17 mars 2016, la Société a annoncé que 1 824 620 des 12,0 millions d'actions privilégiées rachetables à taux fixe rajusté et à dividende cumulatif de série A avaient été offertes à des fins de conversion, à raison de une pour une, en actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série B, compte tenu de tous les avis de choix reçus. Par suite de la conversion, la Société avait 10,2 millions d'actions de série A et 1,8 million d'actions de série B émises et en circulation au 31 mars 2016.

Les actions de série A donnent droit, si le conseil en déclare et au moment où il le fera, le cas échéant, à des dividendes en espèces à taux fixe cumulatifs et privilégiés sur une base trimestrielle pour la période de cinq ans du 31 mars 2016, inclusivement, au 31 mars 2021, exclusivement, selon un taux de dividende fixe annuel de 2,709 %.

Les actions de série B donnent droit, si le conseil en déclare et au moment où il le fera, le cas échéant, à des dividendes en espèces à taux variable cumulatifs et privilégiés sur une base trimestrielle pour la période de cinq ans du 31 mars 2016, inclusivement, au 31 mars 2021, exclusivement. Le taux de dividende annualisé pour les actions de série B pour la période de trois mois à taux variable soit, du 31 mars 2016, inclusivement, au 30 juin 2016, exclusivement, est de 2,492 % et sera rajusté trimestriellement.

De plus, au 31 mars 2016, la Société avait 11,0 millions d'actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série C, 9,0 millions d'actions du même type de série E, et 6,6 millions d'actions du même type de série G, émises et en circulation.

B. Dividendes

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

Série	Montants trimestriels par action	Trois mois clos les 31 mars	
		2016	2015
		Total	Total
A	0,2875	4	4
C	0,2875	3	3
E	0,3125	3	3
G	0,33125	2	2
Total pour la période		12	12

Le 21 avril 2016, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,16931 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, 0,15490 \$ par action sur les actions privilégiées de série B, 0,2875 \$ par action sur les actions privilégiées de série C, de 0,3125 \$ par action sur les actions privilégiées de série E et de 0,33125 \$ par action sur les actions privilégiées de série G. Ces dividendes seront versés le 30 juin 2016.

13. Éventualités

TransAlta est à l'occasion partie à diverses réclamations et diverses actions judiciaires et procédures réglementaires dans le cours normal des affaires. TransAlta examine chacune de ces réclamations, notamment leur nature, le montant en question et l'existence de garanties d'assurance pertinentes. Rien ne garantit que les réclamations auront une issue favorable pour la Société ou qu'elles n'auront pas une incidence négative importante sur TransAlta. Les organismes de réglementation pourraient aussi poser des questions dans le cours normal des affaires, auxquelles la Société répond à mesure qu'elles surviennent.

14. Informations sectorielles

A. Compte de résultat présenté

Trois mois clos le 31 mars 2016	Charbon au Canada	Charbon aux États-Unis	Gaz au Canada	Gaz en Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro-électricité	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	234	56	105	29	84	28	32	-	568
Combustible et achats d'électricité	98	52	42	5	9	2	-	-	208
Marge brute	136	4	63	24	75	26	32	-	360
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	45	12	14	6	12	7	9	18	123
Amortissement	61	(3)	14	5	30	7	1	7	122
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	1	1	-	2	1	-	-	8
Résultats d'exploitation	27	(6)	34	13	31	11	22	(25)	107
Produits tirés des contrats de location-financement	-	-	3	13	-	-	-	-	16
Charge d'intérêts nette	-	-	-	-	-	-	-	-	(64)
Profit de change	-	-	-	-	-	-	-	-	(6)
Résultat avant impôts sur le résultat	-	-	3	13	-	-	-	-	53

Trois mois clos le 31 mars 2015 (Retraité - voir la note 2)	Charbon au Canada	Charbon aux États-Unis	Gaz au Canada	Gaz en Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro-électricité	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	246	51	141	26	73	25	31	-	593
Combustible et achats d'électricité	113	47	67	5	4	1	-	-	237
Marge brute	133	4	74	21	69	24	31	-	356
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	49	12	18	6	12	11	8	18	134
Amortissement	57	15	23	4	22	6	-	6	133
Provision pour frais de restructuration	7	-	-	-	-	-	-	-	7
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	1	1	-	2	-	-	-	7
Résultats d'exploitation	17	(24)	32	11	33	7	23	(24)	75
Produits tirés des contrats de location-financement	-	-	1	12	-	-	-	-	13
Charge d'intérêts nette	-	-	-	-	-	-	-	-	(60)
Profit de change	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Résultat avant impôts sur le résultat	-	-	1	12	-	-	-	-	29

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2016, les stocks de charbon de la mine de Centralia ont été dépréciés de 6 millions de dollars (10 millions de dollars en 2015) jusqu'à la valeur nette de réalisation. La dépréciation est incluse dans le poste Combustible et achats d'électricité du secteur Charbon aux États-Unis.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2016, le secteur Énergie éolienne et énergie solaire comprend des montants de 7 millions de dollars (6 millions de dollars en 2015) au titre des incitatifs reçus en vertu d'un programme du gouvernement du Canada visant des projets de production d'électricité de source éolienne admissibles.

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 31 mars	
	2016	2015
Dotation aux amortissements selon les comptes de résultat consolidés résumés	122	133
Amortissement compris dans le poste Combustible et achats d'électricité	14	14
Dotation aux amortissements selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés	136	147

Informations supplémentaires

		31 mars 2016	31 déc. 2015
Cours de clôture (TSX) (\$)		6,04	4,91
Fourchette de cours pour les 12 derniers mois (TSX) (\$)	Haut	12,34	12,34
	Bas	3,76	4,13
Dette nette ajustée sur le capital investi ¹ (%)		51,6	54,6
Dette nette ajustée sur le capital investi, exclusion faite de la dette sans recours ¹ (%)		46,9	50,2
Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ^{1,2} (multiple)		4,6	5,0
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires ² (%)		3,7	(1,2)
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison ^{1,2} (%)		(2,8)	(2,3)
Rendement du capital investi ² (%)		5,2	4,6
Rendement du capital investi aux fins de comparaison ^{1,2} (%)		2,8	3,0
Couverture par le résultat ² (multiple)		1,6	1,5
Ratio de distribution fondé sur les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ^{1,2,3} (%)		23,5	28,3
Couverture des dividendes ^{2,3} (multiple)		4,5	3,6
Rendement des actions ^{2,3}		11,9	14,7
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée ² (%)		16,2	15,2
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison avant intérêts sur les intérêts ajustés ² (multiple)		3,7	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 des 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 non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

2) Pour les 12 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

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

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

Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires = résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ou résultat aux fins de comparaison / capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires, exclusion faite du cumul des autres éléments du résultat global

Rendement du capital investi = résultat avant participations ne donnant pas le contrôle et impôts sur le résultat + charge d'intérêts nette ou résultat aux fins de comparaison avant participations ne donnant pas le contrôle et impôts sur le résultat + 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 + 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées - produit d'intérêts

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

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

Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée = fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison - 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 aux fins de comparaison avant intérêts sur les intérêts ajustés = fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison + intérêts sur la dette - produit d'intérêts - intérêts incorporés au coût de l'actif / intérêts sur la dette + 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.

Réglementation sur les émetteurs de gaz spécifiques – Règlements en vertu de la loi intitulée *Climate Change and Emissions Management Act* de l'Alberta qui énoncent les cibles de réduction de l'intensité des émissions que doivent atteindre des entités spécifiques et fixent les directives à suivre aux fins de respect de ces règlements.



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

Société de fiducie CST
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