

RAPPORT DE GESTION

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

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités de TransAlta Corporation pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre 2015 et 2014, ainsi qu'avec les états financiers consolidés annuels audités et le rapport de gestion annuels contenus dans notre rapport annuel de 2014. Dans le présent rapport de gestion, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», la «Société» et «TransAlta» désignent TransAlta Corporation et ses filiales. Les états financiers consolidés résumés ont été préparés selon l'IAS 34, *Information financière intermédiaire*, des Normes internationales d'information financière («IFRS»). 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 29 octobre 2015. 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.

RÉSULTATS DES ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

Les résultats des activités d'exploitation sont présentés sous la forme de résultats consolidés et par secteur d'activité. Nous comptons sept secteurs d'activité. Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels aux fins de comparaison» du présent rapport de gestion pour en savoir davantage sur les modifications apportées à nos secteurs d'activité au cours du premier trimestre de 2015. Dans le présent rapport de gestion, l'incidence des fluctuations des taux de change sur les transactions et les soldes libellés en devises est abordée en même temps que les éléments pertinents des comptes de résultat consolidés résumés et des états de la situation financière consolidés résumés. Bien que les éléments des états de la situation financière consolidés résumés puissent subir l'incidence des fluctuations des taux de change, l'incidence nette de la conversion de ces éléments dans notre monnaie de présentation, en ce qui a trait aux établissements à l'étranger, est reflétée dans le cumul des autres éléments du résultat global, dans la section Capitaux propres des états de la situation financière consolidés résumés.

MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité selon diverses mesures. Certaines des mesures 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 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 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», 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 avec les mesures établies selon les IFRS.

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. 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 ayant trait à nos activités et au rendement financier futur attendu; à la mise en œuvre réussie de nos projets de croissance; au calendrier de la construction et de la mise en service de projets en cours, y compris des projets d'envergure, tels que le projet d'électricité de South Hedland ou le projet de l'unité 7 de notre centrale de Sundance, et leurs coûts connexes; aux dépenses engagées dans les projets de croissance et les projets d'investissement de maintien et de productivité; aux attentes en matière de coûts d'exploitation, de dépenses d'investissement et de coûts d'entretien, et à la variabilité de ces coûts; à l'incidence de certaines couvertures sur le résultat et les flux de trésorerie futurs, y compris les reprises futures au titre des profits et pertes latents; aux attentes relatives au résultat futur et aux flux de trésorerie futurs liés aux activités d'exploitation et aux activités contractuelles (y compris les estimations du bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA») aux fins de comparaison, des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison et des flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison et des dépenses d'investissement de maintien de l'exercice 2015); aux 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); à l'incidence d'une possible révision à la baisse de la note de crédit accordée par Moody's Investor Services Inc. («Moody's»); aux estimations des conditions de l'offre et de la demande de combustible et aux coûts d'approvisionnement en combustible; aux attentes quant à la demande d'électricité à court et à long terme et à son incidence sur les prix de l'électricité; à l'incidence de la croissance de la charge, de la capacité accrue et des coûts du gaz naturel sur les prix de l'électricité; aux attentes à l'égard de la disponibilité du secteur Production, de la capacité et de la production; aux attentes relatives au rôle que joueront les différentes sources d'énergie pour répondre aux besoins énergétiques futurs; au financement prévu de nos dépenses d'investissement; à la réglementation et à la législation gouvernementales prévues, à leur incidence prévue sur la Société et au calendrier de leur mise en œuvre, ainsi qu'au coût lié au respect de celles-ci, y compris l'incidence financière prévue des obligations accrues au titre de la Specified Gas Emitters Regulation («SGER») en Alberta et la valeur des compensations générées par nos parcs éoliens dans la province; à nos stratégies commerciales et au risque qu'elles comportent; aux estimations des taux d'imposition futurs et de la charge d'impôts futurs ainsi qu'au caractère adéquat des provisions pour impôts; aux estimations comptables; aux taux de croissance prévus de nos marchés; à nos attentes concernant l'issue des réclamations contractuelles ou réclamations juridiques existantes ou éventuelles, des enquêtes réglementaires et des litiges; aux attentes relatives au renouvellement des conventions collectives; aux attentes quant à la capacité d'accès aux marchés financiers à des conditions raisonnables; à l'incidence estimée des fluctuations de taux d'intérêt et du dollar canadien par rapport au dollar américain, au dollar australien et aux autres monnaies étrangères dans lesquelles nos activités sont libellées; à la surveillance de notre exposition au risque de liquidité; aux attentes quant à l'incidence du ralentissement dans le secteur du pétrole et du gaz; aux attentes quant à la conjoncture économique mondiale et à la surveillance accrue par les investisseurs de notre performance en matière de développement durable; à nos pratiques de crédit; aux économies de coût par suite de la mise en œuvre de nos initiatives visant à accroître l'efficacité et la productivité; à l'apport estimé du secteur Commercialisation de l'énergie à la marge brute; aux attentes relatives au rendement des actifs de TransAlta

Renewables Inc. («TransAlta Renewables»); aux attentes concernant la détention continue d'actions ordinaires de TransAlta Renewables; aux attentes à l'égard du cas de force majeure survenu à l'unité 1 de la centrale de Keephills, y compris l'incidence de la réclamation, des pénalités et de la garantie d'assurance; et aux attentes relatives à la reprise des réductions de valeur des stocks de charbon.

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 dans nos centrales; les interruptions 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 centrales; les catastrophes naturelles ou les catastrophes d'origine humaine; la menace posée par le terrorisme intérieur 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 d'activité; 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 «Gestion du risque» de notre rapport de gestion annuel de 2014 et à la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle de 2015.

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 consolidés

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2015	2014	2015	2014
Produits des activités ordinaires	641	639	1 672	1 905
BAlIA aux fins de comparaison ¹	219	212	677	735
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	154	(6)	30	(7)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison ¹	(33)	(13)	(51)	22
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ¹	126	145	497	537
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	200	216	314	546
Flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison ¹	8	34	141	192
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,55	(0,03)	0,11	(0,03)
Résultat net par action aux fins de comparaison ¹	(0,12)	(0,05)	(0,18)	0,08
Fonds provenant des activités d'exploitation par action aux fins de comparaison ¹	0,45	0,53	1,78	1,97
Flux de trésorerie disponibles par action aux fins de comparaison ¹	0,03	0,12	0,51	0,71
Dividendes versés par action ordinaire	0,18	0,18	0,54	0,65
Aux			30 sept. 2015	31 déc. 2014
Total de l'actif			10 756	9 833
Total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement ² , déduction faite de la trésorerie			4 413	4 013
Total des passifs non courants			5 766	4 504

Faits saillants financiers

- Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2015, le BAlIA aux fins de comparaison a augmenté de 7 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2014, pour s'établir à 219 millions de dollars. Les prix en Alberta ont diminué, passant de 64 \$ par mégawattheure («MWh») au troisième trimestre de 2014 à 26 \$ par MWh au troisième trimestre de 2015, mais notre niveau élevé de contrats et de couvertures a atténué en grande partie l'incidence des bas prix. L'amélioration continue de nos activités minières en vue de réduire les coûts du combustible, ainsi que le retour à la normale de la marge dans le secteur Commercialisation de l'énergie, ont contribué à notre bonne performance pour le trimestre. Nos activités dans les secteurs de l'hydroélectricité et de l'énergie éolienne en Alberta ont subi l'incidence de la baisse des prix. Depuis le début de l'exercice, le BAlIA aux fins de comparaison a diminué de 58 millions de dollars pour s'établir à 677 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2014. La diminution est en grande partie imputable aux résultats défavorables du secteur Commercialisation de l'énergie au deuxième trimestre de 2015, à la baisse de la disponibilité dans le secteur Charbon au Canada au cours du premier semestre de l'exercice, et à la baisse des prix en Alberta et dans la région du nord-ouest du Pacifique. La volatilité accrue découlant des conditions extraordinaires ayant prévalu au premier trimestre a eu une incidence favorable sur la performance du secteur Commercialisation de l'énergie à l'exercice précédent.

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) Comprend la partie courante.

- Les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ont diminué de 19 millions de dollars, pour s'établir à 126 millions de dollars pour la période de trois mois close le 30 septembre 2015, en dépit d'une hausse du BAIIA, puisque les pertes latentes liées à l'évaluation à la valeur du marché comprises dans le BAIIA au deuxième trimestre ont été reprises au troisième trimestre. Depuis le début de l'exercice, les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ont diminué de 40 millions de dollars pour s'établir à 497 millions de dollars. La variation des fonds provenant des activités d'exploitation est principalement imputable à la diminution du BAIIA. La diminution de la charge d'intérêt et des impôts au comptant, et l'augmentation des profits de change réalisés ont compensé une partie du manque à gagner au titre du BAIIA.
- Pour le trimestre, la perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison a été de 33 millions de dollars (perte nette de 0,12 \$ par action), une baisse par rapport à une perte nette aux fins de comparaison de 13 millions de dollars (perte nette de 0,05 \$ par action) pour la période correspondante de 2014. La baisse est surtout attribuable à une hausse de l'amortissement découlant du raffermissement du dollar américain, à une augmentation des mises hors service d'actifs et à une hausse de la charge d'impôts liée à une augmentation des différences temporaires imposables. Depuis le début de l'exercice, la perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison a été de 51 millions de dollars (perte nette de 0,18 \$ par action), une baisse par rapport au résultat net aux fins de comparaison de 22 millions de dollars (résultat net de 0,08 \$ par action) pour la période correspondante de 2014. La diminution découle principalement du fléchissement du BAIIA aux fins de comparaison.
- Le résultat net présenté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires s'est élevé à 154 millions de dollars pour le trimestre (résultat net de 0,55 \$ par action), en regard d'une perte nette de 6 millions de dollars (perte nette de 0,3 \$ par action) pour la période correspondante de 2014. Le résultat net présenté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires depuis le début de l'exercice a atteint 30 millions de dollars (résultat net de 0,11 \$ par action) comparativement à une perte nette de 7 millions de dollars (perte nette de 0,03 \$ par action) pour la période correspondante de 2014. Pour chacune des périodes, les différences entre le résultat net aux fins de comparaison et le résultat net présenté sont principalement attribuables au profit sur la restructuration du contrat de Poplar Creek (193 millions de dollars¹), à la provision relative au règlement proposé avec l'administrateur de la surveillance du marché (l'«ASM») (55 millions de dollars¹) et aux coûts de restructuration (8 millions de dollars¹ pour le trimestre et 13 millions de dollars¹ depuis le début de l'exercice). Les variations de la juste valeur des couvertures dont la désignation a été annulée et des couvertures économiques du secteur Charbon aux États-Unis ont également eu une incidence négative sur notre résultat net depuis le début de l'exercice (31 millions de dollars^{1, 2}). La charge d'impôt différé au premier semestre de 2015 a aussi été touchée par la hausse du taux d'imposition des sociétés en Alberta en juin 2015 et par la réorganisation interne découlant de la vente d'une participation financière dans nos activités en Australie à TransAlta Renewables.
- Au cours des neuf premiers mois de 2015, les facilités de crédit, la dette à long terme et les obligations au titre des contrats de location-financement ont augmenté de 400 millions de dollars, du fait surtout du raffermissement du dollar américain (312 millions de dollars) et de l'acquisition au cours du trimestre d'installations d'énergie solaire (106 millions de dollars).

1) *Compte non tenu de la charge d'impôts connexe.*

2) *Nous n'avons pas pu appliquer la comptabilité de couverture à certains contrats et, par conséquent, l'évaluation à la valeur du marché de ces contrats a eu une incidence sur le résultat comptabilisé. L'incidence des fluctuations de l'évaluation à la valeur du marché a été supprimée des produits pour présenter des résultats aux fins de comparaison qui reflètent la nature économique de ces contrats.*

Faits saillants des initiatives stratégiques

Au cours du trimestre, nous avons continué de consolider notre situation financière, d'améliorer le rendement de l'exploitation et de déployer d'importants efforts pour accroître notre portefeuille d'actifs faisant l'objet de contrats au moyen d'initiatives, notamment les suivantes :

- Nous avons restructuré nos accords contractuels à la centrale de Poplar Creek afin de reporter à 2030 les flux de trésorerie contractuels attribuables à Poplar Creek, par rapport à l'année d'expiration antérieure qui était fixée à 2023, et nous avons aussi acquis deux parcs éoliens d'une capacité de 65 mégawatts («MW»). Dans le cadre de la restructuration, notre client a pris le contrôle de l'exploitation de la centrale et a fait l'acquisition de nos générateurs de vapeur ainsi que des droits sur la production des générateurs de gaz. L'opération a été conclue le 1^{er} septembre 2015, et nous avons comptabilisé sur celle-ci un profit de 263 millions de dollars :
 - comptabilisation d'un contrat de location-financement de 372 millions de dollars, moins la décomptabilisation de l'actif net de la centrale de Poplar Creek, y compris le fonds de roulement échangé, d'une valeur comptable de 247 millions de dollars;
 - acquisition de deux parcs éoliens d'une valeur de 138 millions de dollars.

Au cours des trois derniers exercices, nous avons presque doublé la durée contractuelle moyenne pondérée résiduelle de notre flotte de gaz, la faisant passer de 6 ans à 12 ans.

- Nous avons fait l'acquisition de 71 MW d'actifs de production d'énergie renouvelable entièrement assujettis à des contrats pour une contrepartie au comptant de 76 millions de dollars américains et la prise en charge d'une partie de la masse fiscale et de la dette liée au projet sans recours de 42 millions de dollars américains. Les actifs comprennent nos premières centrales d'énergie solaire, représentant une capacité de 21 MW au Massachusetts, et un parc éolien de 50 MW au Minnesota. L'acquisition des centrales d'énergie solaire a été conclue le 1^{er} septembre 2015, et celle des parcs éoliens, le 1^{er} octobre 2015.
- Nous avons conclu une entente avec l'ASM pour régler toutes les procédures pendantes devant l'Alberta Utilities Commission (l'«AUC») pour un montant total de 56 millions de dollars, qui a été approuvé par l'AUC le 29 octobre 2015. De ce montant, une tranche de 31 millions de dollars sera versée dans les 30 jours suivant la date d'approbation, et le reste, soit 25 millions de dollars, sera versé un an après le premier versement.
- Nous avons réduit nos coûts indirects de 25 millions de dollars annuellement en éliminant 239 postes. Conjuguées aux réductions des coûts indirects dans le secteur Charbon au Canada annoncées plus tôt au présent exercice, nos initiatives visant à accroître l'efficacité et la productivité contribueront aux économies de coûts à hauteur de 47 millions de dollars annuellement.
- Nous avons mobilisé 442 millions de dollars pour le financement d'un projet à long terme qui a été conclu le 1^{er} octobre 2015. Le produit servira à réduire les emprunts sur nos facilités de crédit.

Plus tôt au cours de l'exercice, nous avons conclu les opérations suivantes :

- TransAlta Renewables a acquis une participation financière fondée sur les flux de trésorerie de nos actifs australiens (l'«opération»). Nous avons reçu un produit en trésorerie net de 211 millions de dollars ainsi qu'une contrepartie d'environ 1 067 millions de dollars sous la forme d'une combinaison d'actions ordinaires et d'actions de catégorie B de TransAlta Renewables, ce qui a entraîné une augmentation de notre participation, qui est passée de 70 % à 76 %. Le produit en trésorerie reçu aux termes de l'opération a servi à réduire les emprunts sur nos facilités de crédit.

- TAMA Power, notre coentreprise avec Berkshire Hathaway Energy Company, a obtenu de l'AUC une approbation visant la construction de l'unité 7 à la centrale de Sundance, une centrale alimentée au gaz naturel d'une grande efficacité de 856 MW, en Alberta. La construction de l'unité 7 à la centrale de Sundance ne commencera pas tant qu'une partie importante de la capacité de la centrale ne fera pas l'objet d'un contrat.
- Achèvement réussi de la construction du gazoduc relié à notre centrale électrique de Solomon. Depuis le début de l'exercice, le gazoduc a contribué à hauteur de 6 millions de dollars à notre BAIIA et à nos fonds provenant des activités d'exploitation.
- Début de la construction du projet d'électricité de South Hedland. Les travaux de génie civil vont bon train, et les tests d'acceptation en usine de l'équipement électrique primaire sont terminés. Les pièces d'équipement importantes devraient être livrées sur le site à compter du quatrième trimestre.
- Conclusion d'un nouveau contrat d'approvisionnement en énergie de 72 MW d'une durée de 15 ans pour notre centrale de Windsor avec l'Independent Electricity System Operator («IESO») de l'Ontario. Le nouveau contrat entrera en vigueur en décembre 2016.
- Réduction de notre effectif dans le secteur Charbon au Canada et optimisation des activités minières qui ont donné lieu à des économies durables de 22 millions de dollars par année.

Résultats d'exploitation

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2015	2014	2015	2014
Disponibilité (%) ¹	91,2	92,0	87,3	88,6
Disponibilité ajustée (%) ²	91,2	92,0	87,8	89,6
Production (GWh) ^{1,3}	10 839	11 445	29 559	32 795
BAIIA aux fins de comparaison :				
Charbon au Canada	101	92	267	270
Charbon aux États-Unis	10	13	44	46
Gaz	80	77	240	232
Énergie éolienne ⁴	23	27	111	123
Hydroélectricité	15	27	54	67
Commercialisation de l'énergie	6	(4)	11	49
Siège social	(16)	(20)	(50)	(52)
Total du BAIIA aux fins de comparaison	219	212	677	735

1) La disponibilité et la production comprennent tous les actifs de production (activités de production et contrats de location-financement que nous exploitons). La disponibilité de 2014 comprend également les placements en titres de capitaux propres qui ont été vendus en mai 2014.

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

3) La production de 2014 comprend 314 GWh de CE Generation, LLC et de Wailuku Holding Company, LLC, toutes deux vendues en mai 2014. Voir la rubrique «Événements importants de 2014 et événements postérieurs à la date de clôture» du rapport de gestion de 2014 pour plus de renseignements.

4) Le secteur Énergie éolienne comprend les résultats des centrales d'énergie solaire acquises au cours du trimestre. Pour plus d'information, voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture».

- Charbon au Canada : Le BAIIA aux fins de comparaison a été de 101 millions de dollars pour le troisième trimestre et de 267 millions de dollars depuis le début de l'exercice, comparativement à respectivement 92 millions de dollars et 270 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2014. Notre niveau élevé de contrats et de couvertures dans le secteur Charbon au Canada compense en grande partie l'incidence des bas prix en Alberta par rapport à l'exercice dernier. Le secteur Charbon au Canada a également connu des réductions accrues de la capacité nominale au cours du trimestre en raison de l'incidence du temps chaud sur les bassins de refroidissement. De plus, au cours du trimestre, nous avons réalisé des interruptions planifiées à l'unité 5 de la centrale de Sundance et à l'unité 3 de la centrale de Keephills. La réduction des charges d'exploitation à nos centrales électriques et à la mine Highvale, et les profits liés à l'évaluation à la valeur du marché de certains contrats financiers de gré à gré qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture compensent entièrement l'incidence négative d'une diminution de la disponibilité et de la baisse des prix sur notre BAIIA aux fins de comparaison.
- Charbon aux États-Unis : Le BAIIA aux fins de comparaison s'est établi à 10 millions de dollars pour le trimestre par rapport à 13 millions de dollars pour la période correspondante de 2014, et à 44 millions de dollars depuis le début de l'exercice, par rapport à 46 millions de dollars pour la période correspondante de 2014. Les résultats trimestriels ont subi l'incidence négative des réductions de valeur des stocks de charbon et de la baisse de la production résultant des bas prix de l'électricité, qui ont été contrebalancées en partie par les profits liés à l'évaluation à la valeur du marché des contrats financiers conclus dans le but de couvrir notre production future et le dollar américain plus fort. Depuis le début de l'exercice, des ventes marchandes limitées et des pertes liées à l'évaluation à la valeur du marché ont été contrebalancées en partie par l'appréciation du dollar américain. Nous anticipons les effets d'une reprise des réductions de valeur des stocks de charbon au cours du quatrième trimestre, car le charbon est utilisé pour la production.
- Gaz : Le BAIIA aux fins de comparaison s'est établi à 80 millions de dollars pour le troisième trimestre et à 240 millions de dollars depuis le début de l'exercice, comparativement à respectivement 77 millions de dollars et 232 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2014. La hausse du BAIIA aux fins de comparaison est attribuable aux produits additionnels tirés du gazoduc en Australie et à l'incidence positive du raffermissement du dollar américain sur un certain contrat en Australie.
- Énergie éolienne : Le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de neuf mois a diminué de respectivement 4 millions de dollars et 12 millions de dollars pour s'établir à 23 millions de dollars et 111 millions de dollars par rapport aux périodes correspondantes de 2014, en raison surtout d'une baisse des volumes d'énergie éolienne dans l'est du Canada et d'un recul des prix de l'électricité en Alberta.
- Hydroélectricité : Le BAIIA aux fins de comparaison s'est établi à 15 millions de dollars pour le trimestre, comparativement à 27 millions de dollars pour la période correspondante de 2014, et à 54 millions de dollars pour la période depuis le début de l'exercice comparativement à 67 millions de dollars en 2014. Le recul découle de la baisse des prix et d'une diminution de la volatilité des prix en Alberta au cours du troisième trimestre, qui ont limité notre capacité de tirer parti de notre flexibilité pour produire de l'électricité au cours des heures facturées à des prix plus élevés.
- Commercialisation de l'énergie : Le secteur Commercialisation de l'énergie a enregistré un BAIIA aux fins de comparaison de 6 millions de dollars pour le trimestre comparativement à une perte au titre du BAIIA de 4 millions de dollars pour la période correspondante de 2014. Cela représente un retour à la normale de la marge brute pour ce secteur. Pour la période depuis le début de l'exercice, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué pour passer de 38 millions de dollars à 11 millions de dollars. La baisse est imputable à la conjoncture exceptionnelle du marché au premier trimestre de l'exercice précédent, qui a entraîné des marges relatives à la clientèle importantes, et à la volatilité du marché dans les régions de l'Alberta et du nord-ouest du Pacifique au deuxième trimestre de l'exercice considéré, qui a eu une incidence négative sur les résultats du secteur Commercialisation de l'énergie.
- Siège social : Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015, notre secteur Siège social a engagé des charges moins élevées qu'aux périodes correspondantes de 2014, du fait des frais juridiques engagés relativement à la procédure de l'ASM devant l'AUC en 2014.

DISPONIBILITÉ ET PRODUCTION

La disponibilité pour la période de trois mois close le 30 septembre 2015 est légèrement inférieure à celle de la période correspondante de 2014, du fait surtout des réductions accrues de la capacité nominale dans le secteur Charbon au Canada en raison de l'incidence du temps chaud sur les bassins de refroidissement.

La disponibilité pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015 est aussi légèrement sous le niveau de l'exercice précédent, en raison surtout d'une interruption de deux mois pour cause de force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keephills causée par un surchauffeur endommagé. L'unité a été remise en service le 17 mai 2015. La disponibilité au cours de la période a aussi été touchée par des réductions accrues de la capacité nominale dans le secteur Charbon au Canada, la prolongation de l'interruption planifiée à l'unité 3 de la centrale de Sundance pour permettre l'exécution de plus de travaux, et la réalisation d'une interruption planifiée à l'unité 3 de la centrale de Keephills en août. En 2014, nous avons eu une interruption planifiée pour travaux d'entretien d'envergure à l'unité 3 de la centrale de Genesee au quatrième trimestre. Au 30 septembre 2015, nos activités planifiées pour travaux d'entretien majeurs dans le secteur du charbon étaient terminées pour l'exercice.

La production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015 a diminué de respectivement 606 GWh et 3 236 GWh par rapport aux périodes correspondantes de 2014 en raison d'une baisse de la disponibilité dans le secteur Charbon au Canada au premier semestre de l'exercice et d'une augmentation de la répartition économique dans le secteur Charbon aux États-Unis découlant de la baisse des prix dans la région du nord-ouest du Pacifique cette année. Cette baisse des prix nous a permis d'arrêter ou de réduire notre production et de satisfaire à nos obligations contractuelles en achetant de l'électricité à plus bas prix sur le marché.

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 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2015	2014	2015	2014
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	200	216	314	546
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(81)	(76)	166	(50)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	119	140	480	496
Ajustements :				
Paiement des frais de restructuration	1	-	8	-
Incidence liée à la réclamation en Californie	-	-	-	33
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	6	1	8	2
Frais d'entretien liés aux inondations en Alberta en 2013, déduction faite du recouvrement d'assurance	-	4	1	6
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	126	145	497	537
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien	(79)	(84)	(253)	(255)
Recouvrement d'assurance à l'égard des dépenses d'investissement de maintien liées aux inondations en Alberta en 2013	2	1	2	1
Dividendes versés sur les actions privilégiées	(12)	(9)	(35)	(28)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(29)	(19)	(70)	(63)
Flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison	8	34	141	192
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	281	273	279	272
Fonds provenant des activités d'exploitation par action aux fins de comparaison	0,45	0,53	1,78	1,97
Flux de trésorerie disponibles par action aux fins de comparaison	0,03	0,12	0,51	0,71

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 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2015	2014	2015	2014
BAIIA aux fins de comparaison	219	212	677	735
(Profits latents) pertes latentes sur les activités de gestion du risque	(29)	6	7	16
Charge d'intérêt	(58)	(59)	(167)	(178)
Provisions	1	(4)	(3)	-
Charge d'impôt exigible	(1)	(7)	(12)	(24)
Profit (perte) de change réalisé(e)	3	(4)	16	(3)
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(7)	(4)	(20)	(11)
Autres éléments sans effet de trésorerie	(2)	5	(1)	2
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	126	145	497	537

Les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ont diminué de 19 millions de dollars pour s'établir à 126 millions de dollars pour la période de trois mois close le 30 septembre 2015 par rapport à la période correspondante de 2014, en raison des profits liés à l'évaluation à la valeur du marché des contrats financiers conclus dans le but de couvrir notre production future, puisque les pertes liées à l'évaluation à la valeur du marché comprises dans le BAIIA aux fins de comparaison au deuxième trimestre ont été reprises au troisième trimestre. Une diminution des impôts au comptant et une augmentation du profit de change réalisé ont contrebalancé une partie de ces profits.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ont reculé de 40 millions de dollars pour se fixer à 497 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2014, en raison surtout de la réduction du BAIIA aux fins de comparaison. Une diminution de la charge d'intérêt et des impôts au comptant, et une augmentation du profit de change réalisé ont compensé une partie du manque à gagner au titre du BAIIA aux fins de comparaison.

Les flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 30 septembre 2015 se sont établis à 8 millions de dollars, comparativement à 34 millions de dollars pour la période correspondante de 2014. Outre la baisse des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison, les flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison ont diminué du fait d'une hausse des dividendes versés sur les actions privilégiées et d'une augmentation des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales, contrebalancées en partie par une baisse des dépenses d'investissement de maintien.

Pour la période depuis le début de l'exercice, la baisse des flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison est principalement imputable à la réduction des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison, à une hausse des dividendes versés sur les actions privilégiées et à une augmentation des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales.

SITUATION FINANCIÈRE

Nous visons à maintenir notre souplesse financière en utilisant des sources multiples pour financer nos plans d'affaires, tout en conservant un niveau de liquidités disponibles suffisant pour soutenir les activités de conclusion de contrats et de négociation. Nous tenons à renforcer notre situation financière et nos ratios de couverture des flux de trésorerie de façon à obtenir des notes de crédit de première qualité stables.

Nous avons élaboré notre propre définition des ratios et des objectifs pour gérer notre capital. 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.

Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison avant intérêts sur les intérêts ajustés

Aux	30 sept. 2015	31 déc. 2014
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ¹	722	762
Ajouter : intérêt sur la dette, déduction faite du produit d'intérêt et des intérêts incorporés au coût de l'actif ¹	224	236
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison avant intérêts¹	946	998
Intérêt sur la dette, déduction faite du produit d'intérêt ¹	233	239
Ajouter : 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées ¹	24	21
Intérêt ajusté¹	257	260
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 est comparable à celui de l'exercice précédent. Nous cherchons à atteindre le ratio souhaité d'ici 2016.

1) Pour les 12 derniers mois.

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

Aux	30 sept. 2015	31 déc. 2014
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ¹	722	762
Déduire : 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées ¹	(24)	(21)
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés¹	698	741
Dette à long terme à la fin de la période, y compris les obligations au titre des contrats de location-financement	4 450	4 056
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie (excluant les liquidités soumises à restrictions)	(37)	(43)
Juste valeur (de l'actif) des instruments de couverture sur la dette ²	(171)	(96)
Dette nette ajustée	4 713	4 388
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée (%)	14,8	16,9

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 %. Nous prévoyons atteindre cet objectif en 2016. La diminution du ratio depuis le début de l'exercice découle de la baisse des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison et de l'incidence du raffermissement du dollar américain sur notre dette libellée en dollars américains. Notre dette libellée en dollars américains est entièrement couverte au moyen d'actifs libellés en dollars américains, et nous réévaluons certains de ces actifs sans tenir compte des ajustements de la dette nette. Au 30 septembre 2015, la dette nette subissait également l'incidence de l'ajout de la dette découlant de l'acquisition des centrales d'énergie solaire au Massachusetts (106 millions de dollars) et des fluctuations du fonds de roulement (164 millions de dollars), qui contrebalance la réduction de la dette de 211 millions de dollars au moyen des capitaux mobilisés dans le cadre de l'opération conclue avec TransAlta Renewables.

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

Aux	30 sept. 2015	31 déc. 2014
Dette à long terme à la fin de la période, y compris les obligations au titre des contrats de location-financement	4 450	4 056
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(37)	(43)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471
Juste valeur (de l'actif) des instruments de couverture sur la dette ²	(171)	(96)
Dette nette ajustée	4 713	4 388
BAIIA aux fins de comparaison¹	978	1 036
Dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison (multiple)	4,8	4,2

Notre ratio cible au titre de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison est de trois à quatre fois. Depuis le début de l'exercice, notre ratio s'est détérioré par rapport à celui au 31 décembre 2014, du fait principalement de la diminution du BAIIA aux fins de comparaison pendant la période et du raffermissement du dollar américain, comme il est mentionné à la rubrique «Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée» ci-dessus. Nous prévoyons atteindre cet objectif en 2016.

1) Pour les 12 derniers mois.

2) Comprise dans les actifs et passifs de gestion du risque des états financiers consolidés résumés au 30 septembre 2015 et au 31 décembre 2014.

ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS ET ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Vente d'une participation financière à TransAlta Renewables Inc.

Le 7 mai 2015, nous avons conclu la vente d'une participation financière fondée sur les flux de trésorerie de nos actifs australiens à TransAlta Renewables. Les actifs australiens se composent d'une production de 575 MW provenant de six centrales en exploitation et du projet de South Hedland actuellement en construction, ainsi que du gazoduc de 270 kilomètres récemment mis en service. L'investissement de TransAlta Renewables consiste en l'acquisition de titres qui, au total, procurent une participation financière fondée sur les flux de trésorerie des actifs australiens, pour une contrepartie totale de 1,78 milliard de dollars.

Au moment de la clôture de l'opération, TransAlta Renewables a versé à la Société 217 millions de dollars ainsi qu'une contrepartie d'environ 1 067 millions de dollars sous la forme d'une combinaison d'actions ordinaires et d'actions de catégorie B de TransAlta Renewables, ce qui a fait passer notre participation de 70 % à 76 %. TransAlta Renewables s'est également engagée à financer les coûts restants pour la construction du projet de South Hedland, évalués à 491 millions de dollars.

TransAlta Renewables a financé le produit en trésorerie au moyen d'un placement par appel public à l'épargne offrant 17 858 423 actions ordinaires à un prix de 12,65 \$ par action. La clôture du placement a eu lieu en deux étapes, soit le 15 avril et le 23 avril 2015. L'approbation de l'actionnaire de TransAlta Renewables a été obtenue le 7 mai 2015.

Poplar Creek

Le 1^{er} septembre 2015, nous avons conclu la restructuration préalablement annoncée de l'entente actuelle visant les services de production d'électricité avec Suncor Énergie («Suncor») aux installations de base des sables bitumineux de Suncor près de Fort McMurray et l'acquisition de la participation de Suncor dans deux parcs éoliens situés en Alberta et en Ontario.

Notre centrale de cogénération à Poplar Creek, d'une capacité maximale de 376 MW, a été construite et mise sous contrat pour fournir de la vapeur et de l'électricité à Suncor jusqu'en 2023. Aux termes de la nouvelle entente, Suncor a fait l'acquisition de deux turbines à vapeur d'une capacité installée de 132 MW et de certains actifs d'interconnexion aux fins de transport. De plus, Suncor avait la pleine responsabilité du contrôle de l'exploitation des installations de cogénération, y compris la responsabilité de l'ensemble des dépenses d'investissement, et le droit d'utiliser les générateurs à gaz de TransAlta à leur pleine capacité de 244 MW jusqu'au 31 décembre 2030. Nous fournirons à Suncor des services de surveillance centralisée, des services de diagnostic et du soutien technique afin de maximiser la performance et la fiabilité des pièces d'équipement. La propriété de toute la centrale de cogénération Poplar Creek sera transférée à Suncor en 2030.

Dans le cadre de l'entente, nous avons fait l'acquisition de la participation de Suncor dans les installations de Kent Breeze de 20 MW situées en Ontario, ainsi que de la participation de 51 % de Suncor dans les installations éoliennes de Wintering Hills de 88 MW situées en Alberta. Les installations de Kent Breeze font l'objet d'un contrat de 20 ans avec l'IESO de l'Ontario.

La restructuration crée de la valeur en prolongeant la durée du contrat jusqu'en 2030 et réduit notre exposition au marché de l'électricité de l'Alberta. Elle permet également d'ajouter deux parcs éoliens de première qualité à notre portefeuille et de créer des possibilités de cession des actifs de production de gaz entièrement assujettis à des contrats et de deux parcs éoliens à TransAlta Renewables. Nous avons comptabilisé un profit de 263 millions de dollars sur l'opération :

- comptabilisation d'un contrat de location-financement de 372 millions de dollars, moins la décomptabilisation des actifs nets de Poplar Creek, y compris le fonds de roulement échangé, d'une valeur comptable de 247 millions de dollars; et
- acquisition de deux parcs éoliens d'une valeur de 138 millions de dollars.

Au cours des trois derniers exercices, nous avons presque doublé la durée contractuelle moyenne pondérée résiduelle de notre flotte de gaz, la faisant passer de 6 ans à 12 ans.

Acquisition d'un parc éolien et de centrales d'énergie solaire aux États-Unis

Le 26 juillet 2015, nous avons convenu d'acquérir des actifs de production d'énergie renouvelable de 71 MW entièrement assujettis à des contrats pour une contrepartie en trésorerie de 76 millions de dollars américains ainsi que la prise en charge d'une partie de la masse fiscale et de la dette sans recours de 42 millions de dollars américains liée au projet. Les actifs acquis comprennent des centrales d'énergie solaire de 21 MW situées au Massachusetts et un parc éolien de 50 MW situé à Lakeswind, au Minnesota. Les actifs font l'objet de contrats d'achat d'électricité à long terme d'une durée de 20 à 30 ans. L'acquisition des centrales d'énergie solaire au Massachusetts a été conclue le 1^{er} septembre 2015 et celle du parc éolien de Lakeswind au Minnesota, le 1^{er} octobre 2015. Pour plus de renseignements, voir la note 3 de nos états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités aux 30 septembre 2015 et 2014 et pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes à ces dates.

Cette opération, qui nous permet d'acquérir nos premières centrales d'énergie solaire, s'harmonise à notre stratégie visant à faire croître notre plateforme d'énergies renouvelables, à diversifier notre portefeuille et à augmenter les possibilités de futurs transferts d'actifs à TransAlta Renewables. Cette acquisition permet d'accroître la diversité géographique, technologique et de contreparties, et d'élargir la plateforme aux États-Unis aux fins de la croissance future des énergies renouvelables.

Les projets d'énergie solaire, qui comprennent quatre centrales au sol et quatre installations sur des toits, sont tous assujettis à des contrats à long terme et sont admissibles à la phase un du programme Massachusetts Solar Renewable Energy Credit («SREC-I»), mis sur pied pour encourager les investissements dans la production d'énergie solaire distribuée. Le parc éolien est en service depuis mars 2014 et fait l'objet de trois contrats d'achat d'électricité à long terme jusqu'en 2034 conclus avec des contreparties de premier ordre.

Unité 7 de la centrale de Sundance

Le 9 juin 2015, TAMA Power a reçu de l'AUC une approbation visant la construction et l'exploitation d'une centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel d'une capacité de 856 MW en Alberta.

Le projet de l'unité 7 de la centrale de Sundance a obtenu toutes les approbations nécessaires des organismes de réglementation avec la réception, le 1^{er} octobre 2015, de l'approbation de l'Alberta Environment and Parks relative à la loi intitulée Environmental Protection Enhancement Act. La construction de l'unité 7 de la centrale de Sundance ne commencera pas tant qu'une partie importante de la capacité de la centrale ne fera pas l'objet d'un contrat.

Projet d'électricité de South Hedland

La construction de la centrale de South Hedland a commencé en janvier 2015. Les travaux de génie civil vont bon train, et toutes les principales fondations sont terminées, à l'exception de la turbine à vapeur. Les tests de fabrication et d'acceptation en usine de l'équipement électrique primaire sont terminés. Nous prévoyons commencer à recevoir de l'équipement sur le site au cours du quatrième trimestre.

Protocole d'entente de l'État de Washington

Le 30 juillet 2015, nous avons annoncé notre décision d'aller de l'avant avec nos plans d'investissement de 55 millions de dollars américains sur 10 ans dans des projets de promotion de l'efficacité énergétique, d'expansion économique et de développement de la collectivité, et de formation et de perfectionnement dans l'État de Washington.

L'investissement de 55 millions de dollars dans la collectivité fait partie du projet de loi intitulé *TransAlta Energy Transition Bill* adopté en 2011. Ce projet de loi représente un accord historique entre décideurs politiques, environnementalistes, dirigeants syndicaux et TransAlta visant l'abandon du charbon dans l'État de Washington et la fermeture de deux unités à la centrale Centralia, une en 2020 et l'autre en 2025.

Bien que nous n'ayons pas obtenu d'autres contrats à long terme totalisant 500 MW comme le prévoyait l'entente initiale comme condition de l'investissement, nous respectons notre engagement de financement et tirons des avantages mutuels convenus avec l'État pour assurer une transition ordonnée.

Cas de force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keephills

Le 17 mars 2015, une interruption non planifiée a commencé à l'unité 1 de notre centrale de Keephills de 395 MW en raison d'un surchauffeur endommagé. L'unité a été remise en service le 17 mai 2015.

Après avoir élaboré un plan de retour au service et examiné les causes de l'interruption, nous avons avisé l'acheteur en vertu du contrat d'achat d'électricité («CAÉ») et le Balancing Pool qu'un cas de force majeure d'interruption à faible probabilité et à incidence élevée (*High Impact Low Probability*) était survenu. En cas de force majeure, en vertu du CAÉ, nous avons le droit de continuer de recevoir des paiements de capacité et nous n'avons pas à verser de pénalités liées à la disponibilité. Nous prévoyons également que les frais engagés en raison de ce cas de force majeure seront couverts par l'assurance. Par conséquent, nous ne prévoyons pas que l'interruption aura une incidence financière importante.

Gazoduc en Australie

Le 19 mars 2015, nous avons annoncé l'achèvement du gazoduc de Fortescue River en Australie-Occidentale. Le projet, notre premier gazoduc, a été réalisé selon un échéancier de neuf mois et à un coût total estimé à 183 millions de dollars australiens. Nous détenons une participation de 43 % dans le gazoduc. Le gazoduc fournit du gaz à notre centrale de Solomon qui soutient les activités minières de Fortescue Metals Group dans le centre d'activité de Solomon.

Reconduction du contrat de Windsor

Au cours du premier trimestre de 2015, nous avons exécuté un nouveau contrat d'approvisionnement en électricité de 15 ans avec l'IESO de l'Ontario pour notre centrale de Windsor, qui entrera en vigueur le 1^{er} décembre 2016. Le contrat est semblable au contrat signé en 2013 pour notre centrale d'Ottawa. En vertu du nouveau contrat, jusqu'à 72 MW de la production de la centrale peuvent être répartis. Le nouveau contrat procure à cette centrale un résultat stable à long terme.

Nomination au sein de l'équipe de haute direction

Le 22 septembre 2015, Jennifer Pierce a été nommée première vice-présidente, activités de commercialisation et de négociation, à la suite du départ de Rob Schaefer. M^{me} Pierce était jusqu'à tout récemment notre vice-présidente, gestion de la clientèle.

Activités de financement

Le 15 janvier 2015, nos billets de premier rang à 4,75 % d'un capital de 500 millions de dollars américains sont venus à échéance et ont été payés au moyen des liquidités existantes. Le 11 février 2015, nous avons refinancé la dette venant à échéance de notre centrale hydroélectrique de Pingston, en Colombie-Britannique. La quote-part du produit brut qui revient à la Société s'élevait à 45 millions de dollars. Les obligations portent intérêt au taux fixe annuel de 2,95 %. Les intérêts sont payables tous les semestres, et aucun remboursement de capital n'est exigible avant l'échéance en mai 2023. Le produit a été affecté au remboursement des débetures garanties de 35 millions de dollars qui portent intérêt à 5,28 %. L'excédent du produit, déduction faite des coûts de transaction, a été affecté aux activités générales du siège social et au remboursement de la dette de la Société.

Le 1^{er} octobre 2015, Melancthon Wolfe Wind LP (l'«émetteur»), filiale de TransAlta Renewables, a conclu un placement d'obligations d'un montant de 442 millions de dollars, qui est garanti par une charge de premier rang sur l'ensemble des actifs de l'émetteur. Les obligations sont amortissables et portent intérêt à un taux de 3,834 %, payable tous les semestres, et viennent à échéance le 31 décembre 2028. Le produit net du financement a servi à réduire notre solde sur la facilité de crédit.

Mesures visant à accroître l'efficacité et la productivité

Le 29 septembre 2015, nous avons annoncé l'élimination de 239 postes afin de réduire nos coûts indirects. L'initiative devrait donner lieu à des économies annuelles d'environ 25 millions de dollars.

Plus tôt au cours de l'exercice, nous avons amélioré la productivité de nos centrales alimentées au charbon et activités minières au Canada. Ces initiatives devraient générer des économies annuelles d'environ 22 millions de dollars.

Règlement avec l'ASM

Le 30 septembre 2015, TransAlta et l'ASM ont conclu une entente pour régler toutes les procédures pendantes devant l'AUC. Le règlement, sous forme d'une ordonnance de consentement, a été approuvé par l'AUC le 29 octobre 2015. Aux termes de l'ordonnance de consentement, la Société versera un montant total de 56 millions de dollars, soit environ 27 millions de dollars à titre de remboursement d'un avantage économique, un montant de 4 millions de dollars pour couvrir les frais juridiques et coûts connexes engagés par l'ASM et une pénalité administrative de 25 millions de dollars. Du montant total, une tranche de 31 millions de dollars sera versée dans les 30 jours suivant la date d'approbation tandis que la pénalité administrative de 25 millions de dollars sera versée un an après le premier versement. Par suite de cette approbation, la Société abandonnera l'appel de la décision de l'AUC.

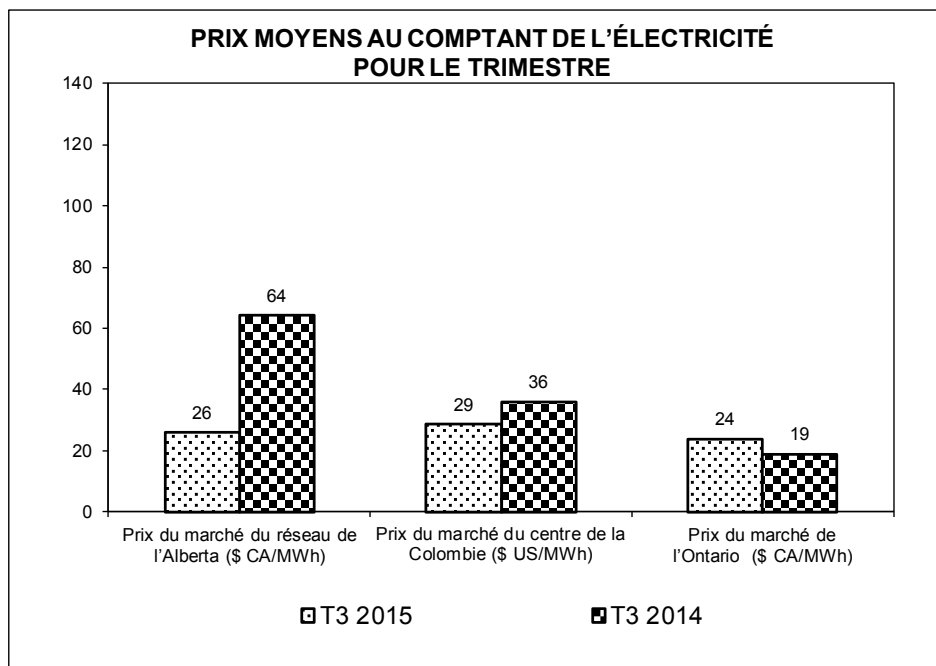
Notes de première qualité

Le 1^{er} octobre 2015, Moody's a placé la note de crédit de nos titres d'emprunt de premier rang non garantis sous surveillance en vue d'une baisse possible. L'annonce de Moody's ne devrait pas avoir une incidence financière importante sur nos activités, étant donné que trois agences de notation nous accordent une note de première qualité avec perspectives stables, soit BBB- (perspectives stables) par Standard & Poors, BBB (perspectives stables) par DBRS, et BBB- (perspectives stables) par Fitch Ratings. Nous maintenons toujours des facilités de crédit consenties de 2,1 milliards de dollars avec environ 0,9 milliard de dollars de liquidités disponibles au 30 septembre 2015, sans échéance de titres d'emprunt importants d'ici 2017.

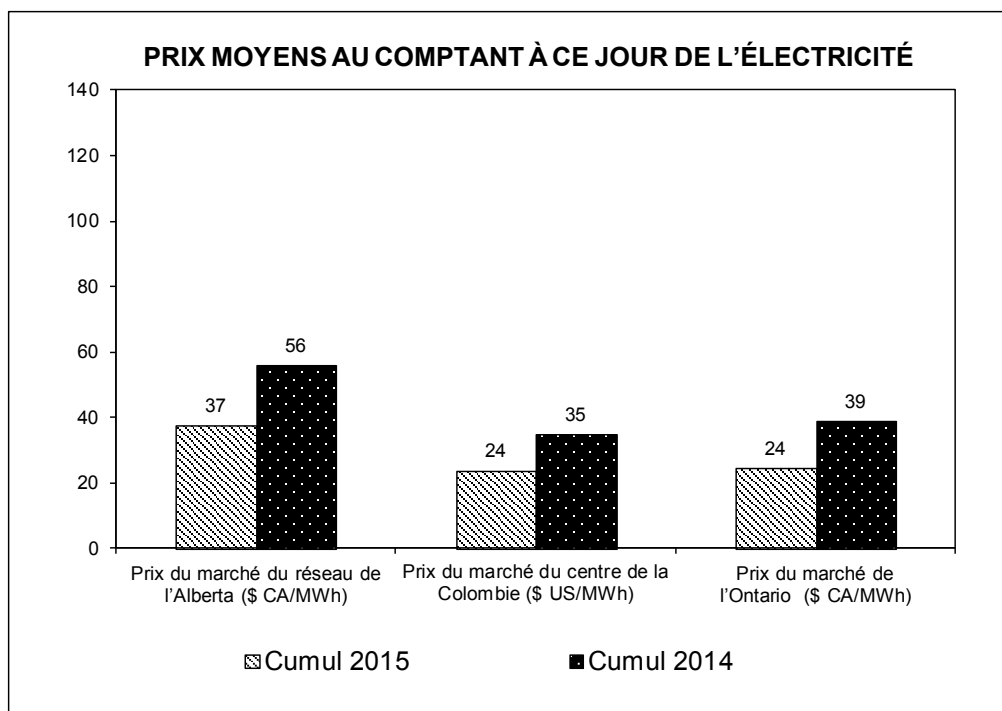
Nous continuerons d'exécuter notre plan visant à renforcer notre situation financière et poursuivrons résolument nos objectifs financiers et opérationnels pour 2015, y compris notre plan visant à réduire à nouveau notre dette.

PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

Les prix moyens au comptant de l'électricité pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre 2015 et 2014 sur les trois principaux marchés dans lesquels nous détenons une capacité marchande sont présentés dans les graphiques suivants.



Les prix moyens au comptant de l'électricité en Alberta pour la période de trois mois close le 30 septembre 2015 ont diminué par rapport à la période correspondante de 2014 surtout en raison de l'augmentation de l'offre dans la province attribuable à une nouvelle installation qui est entrée en service au premier trimestre de 2015 et à la baisse des prix du gaz naturel. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, les prix moyens au comptant ont diminué par rapport à 2014 en raison de la baisse des prix du gaz naturel, contrebalancée en partie par une hausse des coûts de consommation de chaleur sur le marché. Les prix moyens au comptant de l'électricité en Ontario pour la période de trois mois close le 30 septembre 2015 ont augmenté en regard de la période correspondante de 2014 en raison des interruptions plus nombreuses dans les centrales nucléaires, qui ont entraîné une baisse de l'offre, et du temps chaud en septembre, qui a fait grimper la demande pour la période.



Les prix moyens au comptant de l'électricité pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015 ont diminué sur les trois marchés. La baisse des prix du gaz naturel s'est répercutée sur tous les marchés. La hausse de l'offre en Alberta a fait faiblir les prix, sauf pour les mois de mai et juin. La baisse des prix du gaz naturel dans la région du nord-ouest du Pacifique a entraîné une diminution des prix de l'électricité, bien que les coûts de consommation de chaleur sur le marché aient été plus élevés qu'en temps normal en raison des conditions hydrologiques et d'une baisse de la production de charbon. Les prix en Ontario sont moins élevés pour l'exercice considéré en raison de la faiblesse des prix au premier trimestre par rapport à la période correspondante de 2014 et de la baisse des prix du gaz naturel tout au long de l'exercice.

ANALYSE DES RÉSULTATS SECTORIELS AUX FINS DE COMPARAISON

Au cours du premier trimestre de 2015, nous avons commencé à présenter les secteurs Charbon au Canada, Charbon aux États-Unis, Gaz, Énergie éolienne et Hydroélectricité comme des secteurs d'activité distincts. Auparavant, ces secteurs étaient présentés collectivement dans le secteur Production et étaient présentés séparément par type de carburant dans notre rapport de gestion afin de fournir un supplément d'information à nos lecteurs. Par conséquent, le changement dans la sectorisation selon les IFRS a eu une incidence minime sur notre rapport de gestion. Aucun changement n'a été apporté dans les secteurs Commercialisation de l'énergie et Siège social. Voir la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Les installations d'énergie solaire acquises au cours du trimestre ont été incluses dans notre secteur Énergie éolienne. Voir la rubrique Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture 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 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2015	2014	2015	2014
Disponibilité (%)	85,7	88,6	81,6	87,6
Production assujettie à des contrats (GWh)	5 521	5 401	14 702	15 664
Production marchande (GWh)	807	999	2 786	2 860
Total de la production (GWh)	6 328	6 400	17 488	18 524
Capacité installée brute (MW)	3 786	3 771	3 786	3 771
Produits des activités ordinaires	253	260	704	750
Combustible et achats d'électricité	100	113	282	323
Marge brute aux fins de comparaison¹	153	147	422	427
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	51	52	148	148
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	3	9	9
Autres (produits) d'exploitation, montant net	(2)	-	(2)	-
BAlIA aux fins de comparaison¹	101	92	267	270
Amortissement	78	72	224	216
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison¹	23	20	43	54
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	14	13	37	38
Matériel minier et achat de terrains	5	19	17	27
Contrats de location-financement	3	3	9	7
Entretien planifié d'envergure	22	17	99	81
Total	44	52	162	153

La production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015 a diminué de respectivement 72 GWh et 1 036 GWh en regard des périodes correspondantes de 2014, principalement en raison des interruptions non planifiées dans la première moitié de l'exercice (unité 4 à Sundance et unité 1 à Keephills) et des réductions de la capacité nominale imputables aux températures élevées qui ont une incidence sur nos bassins de refroidissement. L'interruption planifiée à l'unité 3 de la centrale de Sundance a été plus longue au cours de l'exercice considéré en raison de l'étendue des travaux nécessaires sur les turbines et a pris fin au début du troisième trimestre. Nous avons également terminé les interruptions planifiées à l'unité 5 de la centrale de Sundance et à l'unité 3 de la centrale de Keephills au cours du trimestre.

Le BAlIA aux fins de comparaison s'est établi à 101 millions de dollars au troisième trimestre et à 267 millions pour la période depuis le début de l'exercice, comparativement à respectivement 92 millions de dollars et 270 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2014. Notre niveau élevé de contrats et de couvertures dans le secteur Charbon au Canada a essentiellement compensé l'incidence de la baisse des prix en Alberta par rapport à l'exercice précédent. Les réductions des charges d'exploitation à nos centrales électriques et à notre mine Highvale et les profits liés à l'évaluation à la valeur du marché sur certains contrats financiers de gré à gré qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture compensent entièrement l'incidence négative de la baisse de la disponibilité et des prix sur notre BAlIA aux fins de comparaison. La diminution de la disponibilité a eu une incidence plus importante au premier semestre de 2015.

L'amortissement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015 a augmenté de respectivement 6 millions de dollars et 8 millions de dollars en regard des périodes correspondantes de 2014 en raison de la hausse du nombre de mises hors service d'actifs en 2015 en rapport avec les activités d'entretien planifiées.

1) 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.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2015, les dépenses d'investissement de maintien ont diminué de 8 millions de dollars par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. En 2014, nous avons engagé des coûts additionnels avec l'acquisition et la remise en état de véhicules pour nos activités minières. Depuis le début de l'exercice, les dépenses d'investissement de maintien ont augmenté de 9 millions de dollars comparativement à la période correspondante de l'exercice précédent en raison des coûts de réparation de l'unité 1 de la centrale de Keephills que nous devrions recouvrer en vertu de notre programme d'assurance et du calendrier d'une interruption planifiée, contrebalancés en partie par une baisse des dépenses liées aux activités minières. Toutes les interruptions planifiées en 2015 sont terminées.

Charbon aux États-Unis

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2015	2014	2015	2014
Disponibilité (%)	99,7	96,9	87,1	80,3
Disponibilité ajustée (%) ¹	99,7	96,9	89,8	86,9
Volume des ventes contractuelles (GWh)	704	-	2 089	496
Volume des ventes marchandes (GWh)	2 021	2 873	3 357	5 098
Achats d'électricité (GWh)	(849)	(619)	(2 298)	(854)
Total de la production (GWh)	1 876	2 254	3 148	4 740
Capacité installée brute (MW)	1 340	1 340	1 340	1 340
Produits des activités ordinaires	146	109	293	259
Combustible et achats d'électricité	121	84	210	176
Marge brute aux fins de comparaison	25	25	83	83
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	15	11	37	35
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	-	1	2	2
BAIIA aux fins de comparaison	10	13	44	46
Amortissement	15	13	47	40
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	(5)	-	(3)	6
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	1	2	2	3
Contrats de location-financement	1	-	2	-
Entretien planifié d'envergure	1	-	10	9
Total	3	2	14	12

La production a diminué respectivement de 378 GWh et 1 592 GWh pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015 en regard des périodes correspondantes de 2014 en raison principalement de la baisse des prix de l'électricité aux premier et troisième trimestres de 2015. Ces baisses des prix nous ont permis d'arrêter ou de réduire notre production, et de satisfaire à nos obligations contractuelles en achetant de l'électricité à plus bas prix sur le marché.

En décembre 2014, nous avons commencé à fournir de l'électricité à Puget Sound Energy aux termes d'un contrat de 10 ans. La capacité faisant l'objet du contrat s'établit actuellement à 180 MW, et grimpera à 280 MW en décembre, et le prix prévu au contrat est actuellement plus élevé que les prix courants du marché dans la région du nord-ouest du Pacifique. Pour remplir le contrat, nous pouvons aussi acheter de l'électricité sur le marché lorsque cela est économique, et ainsi améliorer notre marge.

Malgré les avantages de ce contrat, le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015 a diminué respectivement de 3 millions de dollars et 2 millions de dollars par rapport aux périodes correspondantes de 2014. Au cours du trimestre, le BAIIA a subi l'incidence négative des réductions de valeur des stocks de charbon de 17 millions de dollars (7 millions de dollars pour la période de trois mois close le 30 septembre 2014) et de la baisse de la production découlant des bas prix de l'électricité, lesquelles ont été contrebalancées en partie par les profits liés à l'évaluation à

1) Ajustée en fonction de la répartition économique.

la valeur du marché des contrats financiers conclus dans le but de couvrir notre production future et par le raffermissement du dollar américain. Pour la période depuis le début de l'exercice, les ventes marchandes limitées et les pertes liées à l'évaluation à la valeur du marché ont été en partie contrebalancées par l'appréciation du dollar américain. Nous prévoyons que les réductions de valeur des stocks de charbon feront l'objet d'une reprise au cours du quatrième trimestre, à mesure que le charbon sera utilisé pour la production.

L'amortissement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015 a augmenté respectivement de 2 millions de dollars et 7 millions de dollars, en regard des périodes correspondantes de 2014 en raison du raffermissement du dollar américain.

Gaz

	Trois mois les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2015	2014	2015	2014
Disponibilité (%)	93,3	93,7	94,6	92,9
Production assujettie à des contrats (GWh)	1 309	1 428	4 014	4 157
Production marchande (GWh)	365	292	1 420	1 410
Total de la production (GWh)	1 674	1 720	5 434	5 567
Capacité installée brute (MW) ¹	1 405	1 779	1 405	1 779
Produits des activités ordinaires	161	162	496	575
Combustible et achats d'électricité	57	60	183	266
Marge brute aux fins de comparaison	104	102	313	309
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	24	25	71	75
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	-	-	2	2
BAIIA aux fins de comparaison	80	77	240	232
Amortissement	28	29	83	85
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	52	48	157	147
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	3	5	7	13
Entretien planifié d'envergure	11	15	23	39
Total	14	20	30	52

Comme une tranche importante des produits du secteur Gaz est attribuable au transfert des coûts du gaz à nos clients, les produits et les coûts du carburant ont baissé d'un montant similaire au cours du premier semestre de 2015 comparativement à la période correspondante de l'exercice précédent, par suite de la diminution du coût des intrants au titre du gaz. L'augmentation du BAIIA aux fins de comparaison est principalement attribuable aux produits tirés du gazoduc australien mis en service en mars 2015. Les produits tirés de nos installations de Solomon ont été favorablement influencés par le raffermissement du dollar américain.

Les dépenses d'investissement de maintien ont reculé de 6 millions de dollars et de 22 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015 par rapport aux périodes correspondantes de 2014 par suite de la réduction des activités d'entretien prévues. En 2014, nous avons procédé à des interruptions planifiées aux fins d'entretien à nos installations d'Ottawa et de Sarnia.

1) Comprend les capacités de production des centrales de Fort Saskatchewan et de Solomon, qui ont été comptabilisées à titre de contrats de location-financement. Au cours du trimestre, 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 l'avons incluse 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. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements. Les actifs de la centrale alimentée au gaz de Centralia ont été vendus au quatrième trimestre de 2014, et la capacité de production a été retirée des mesures de notre capacité brute à ce moment-là.

Énergie éolienne¹

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2015	2014	2015	2014
Disponibilité (%)	95,7	94,6	95,3	94,1
Production assujettie à des contrats (GWh)	339	380	1 427	1 576
Production marchande (GWh)	200	152	697	617
Total de la production (GWh)	539	532	2 124	2 193
Capacité installée brute (MW)	1 375	1 289	1 375	1 289
Produits des activités ordinaires	38	43	160	172
Combustible et achats d'électricité	3	3	9	10
Marge brute aux fins de comparaison	35	40	151	162
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	11	11	35	34
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	2	5	5
BAIIA aux fins de comparaison	23	27	111	123
Amortissement	26	22	70	66
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	(3)	5	41	57
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	1	1	1	2
Entretien planifié d'envergure	4	1	10	5
Total	5	2	11	7

La production assujettie à des contrats pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015 a diminué de respectivement 41 GWh et 149 GWh par rapport aux périodes correspondantes de 2014, principalement en raison de la diminution des volumes d'énergie éolienne dans l'est du Canada au cours de la période et à notre parc éolien du Wyoming au premier semestre de 2015. La hausse de la disponibilité et des volumes d'énergie éolienne aux installations marchandes dans l'ouest du Canada a compensé en partie la baisse des volumes des centrales faisant l'objet de contrats. La baisse des prix en Alberta par rapport à la même période de l'exercice précédent a eu une incidence sur la performance financière de notre secteur Énergie éolienne au cours des premier et troisième trimestres de 2015, puisque, de façon générale, la production d'énergie éolienne tirée de nos installations marchandes ne fait pas l'objet d'opérations de couverture.

Au cours du trimestre, nous avons conclu l'acquisition de deux parcs éoliens en Alberta et en Ontario ainsi que de notre première installation d'énergie solaire au Massachusetts. Les trois projets ont généré 14 GWh au cours de la période et une contribution nominale au BAIIA.

L'amortissement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015 a augmenté de 4 millions de dollars dans chacune des périodes par rapport aux périodes correspondantes de 2014, en raison de la hausse du nombre de mises hors service d'actifs en rapport avec les activités d'entretien planifiées et d'une augmentation des actifs au cours de 2015.

Les dépenses d'investissement de maintien ont augmenté de respectivement 3 millions de dollars et 4 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015 en regard des périodes correspondantes de 2014 en raison d'une augmentation des interruptions planifiées.

1) Le secteur Énergie éolienne comprend les résultats de nos installations d'énergie solaire.

Hydroélectricité

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2015	2014	2015	2014
Production assujettie à des contrats (GWh)	381	503	1 286	1 393
Production marchande (GWh)	41	36	79	64
Total de la production (GWh)	422	539	1 365	1 457
Capacité installée brute (MW)	913	913	913	913
Produits des activités ordinaires	28	40	91	104
Combustible et achats d'électricité	2	4	6	8
Marge brute aux fins de comparaison	26	36	85	96
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	9	9	28	28
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	-	3	2
Autres (produits) d'exploitation, montant net	-	-	-	(1)
BAIIA aux fins de comparaison	15	27	54	67
Amortissement	7	6	19	18
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	8	21	35	49
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	3	2	14	6
Entretien planifié d'envergure	3	1	6	1
Total avant les dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations	6	3	20	7
Dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations	1	-	1	7
Total	7	3	21	14

La production pour la période de trois mois close le 30 septembre 2015 a diminué de 117 GWh en regard de la période correspondante de 2014, du fait des prix du marché moins élevés et de la répartition économique en Alberta.

Le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de respectivement 12 millions de dollars et 13 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015 par rapport aux périodes correspondantes de 2014, principalement par suite de la baisse des prix et d'une diminution de la volatilité des prix en Alberta au cours des premier et troisième trimestres, ce qui a limité notre capacité de tirer profit de notre flexibilité pour produire de l'électricité au cours des heures facturées à des prix plus élevés.

Les dépenses d'investissement de maintien ont augmenté de respectivement 4 millions de dollars et 7 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015 par rapport aux périodes correspondantes de 2014 en raison surtout des coûts liés à la prolongation de la durée d'utilité de centrales hydroélectriques, coûts qui avaient été classés dans les dépenses d'investissement de croissance à l'exercice précédent.

Commercialisation de l'énergie

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2015	2014	2015	2014
Produits des activités ordinaires et marge brute aux fins de comparaison	10	3	24	76
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	4	7	13	27
BAIIA et résultats d'exploitation aux fins de comparaison	6	(4)	11	49

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2015, le BAIIA et les résultats d'exploitation aux fins de comparaison ont augmenté de 10 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2014 en raison d'un retour à la normale de la marge brute provenant des stratégies à court terme et du solide rendement dans l'ouest des États-Unis, ce qui représente un retour au rendement attendu de nos activités de commercialisation de l'énergie. Nos attentes concernant notre secteur Commercialisation de l'énergie est de générer chaque trimestre une marge brute variant entre 10 millions et 15 millions de dollars. L'augmentation du BAIIA aux fins de comparaison est également attribuable à une baisse des coûts d'exploitation, y compris une réduction de la charge de rémunération fondée sur le rendement en 2015 imputable au recul des marges brutes.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, le BAIIA et les résultats d'exploitation aux fins de comparaison ont diminué de 38 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2014 en raison surtout de la conjoncture exceptionnelle au premier trimestre de l'exercice précédent, qui a donné lieu à des marges relatives à la clientèle importantes, et à la volatilité du marché dans les régions de l'Alberta et du nord-ouest du Pacifique au deuxième trimestre de l'exercice considéré, qui a eu une incidence négative sur les résultats du secteur Commercialisation de l'énergie. Les résultats négatifs du deuxième trimestre ont été contrebalancés par le rendement du trimestre considéré. La diminution de la marge brute a été en partie contrebalancée par une réduction des coûts d'exploitation.

Siège social

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2015	2014	2015	2014
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration et impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	16	20	50	52
Amortissement	7	7	20	20
Pertes d'exploitation aux fins de comparaison	23	27	70	72
Dépenses d'investissement de maintien				
Dépenses d'investissement courantes	6	5	15	17
Total	6	5	15	17

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015, les coûts du siège social ont diminué par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2014 en raison des frais juridiques engagés relativement à la procédure de l'ASM devant l'AUC en 2014.

Les dépenses d'investissement courantes pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015 ont diminué en regard de celles de la période correspondante de 2014 en raison surtout de la diminution des coûts liés aux technologies de l'information de la Société.

AUTRES RÉSULTATS CONSOLIDÉS

Charge d'intérêt nette

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2015	2014	2015	2014
Intérêt sur la dette	57	60	170	179
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(1)	(1)	(6)	(1)
Intérêt sur les obligations au titre des contrats de location-financement	2	-	3	-
Désactualisation des provisions	5	5	15	14
Charge d'intérêt nette	63	64	182	192

La charge d'intérêt nette pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015 a diminué par rapport à celle des périodes correspondantes de 2014 en raison de la baisse des taux d'intérêt et de l'augmentation des intérêts incorporés dans le coût de l'actif, le tout en partie contrebalancé par la hausse des intérêts sur notre dette libellée en dollars américains imputable au raffermissement du dollar américain.

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 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2015	2014	2015	2014
Résultat avant impôts sur le résultat	219	31	175	90
Ajustements aux fins de comparaison :				
Incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces	(26)	(35)	47	(7)
Imputations (reprises) pour dépréciation d'actifs	-	(1)	(1)	(1)
Profit à la vente d'actifs	-	-	-	(1)
Couvertures économiques des participations ne donnant pas le contrôle dans le cadre des contrats de change intragroupe	(1)	-	-	-
Frais d'entretien liés aux inondations, déduction faite du recouvrement d'assurance	-	4	1	5
Restructuration	11	-	18	-
Perte de change sur la réclamation en Californie	-	2	-	2
Profit tiré du contrat restructuré de Poplar Creek	(263)	-	(263)	-
Autres résultats d'exploitation, montant net	56	-	56	5
Résultat aux fins de comparaison avant impôts	(4)	1	33	93
(Résultat) attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle aux fins de comparaison avant impôts	(11)	(9)	(42)	(37)
Résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta aux fins de comparaison assujéti à l'impôt	(15)	(8)	(9)	56
Ajustements au titre de la charge d'impôts sur le résultat aux fins de comparaison :				
(Recouvrement) charge d'impôts sur le résultat au titre de l'incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces	(9)	(12)	16	(2)
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié au profit à la vente d'actifs	-	-	-	1
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la vente de placements	-	-	-	36
Ajustement à l'égard de l'impôt différé	-	-	(20)	-
Recouvrement (charge) d'impôts sur le résultat lié à la reprise de (provision pour) la réduction de valeur des actifs d'impôt différé	50	(12)	62	(63)
Charge d'impôts sur le résultat liée à l'opération	-	-	(48)	-
Charge d'impôts sur le résultat liée aux frais d'entretien liés aux inondations, déduction faite du recouvrement d'assurance	-	1	-	1
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la restructuration	3	-	5	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la perte de change sur la réclamation en Californie	-	1	-	1
Charge d'impôts sur le résultat liée au profit tiré du contrat restructuré de Poplar Creek	(70)	-	(70)	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié aux autres résultats d'exploitation, montant net	1	-	1	1
Total des ajustements au titre de la charge d'impôts sur le résultat aux fins de comparaison	(25)	(22)	(54)	(25)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	31	18	62	33
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat aux fins de comparaison	6	(4)	8	8
(Charge) d'impôts sur le résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle aux fins de comparaison	-	-	(1)	(2)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta aux fins de comparaison	6	(4)	7	6
Taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta aux fins de comparaison (%)	(40)	50	(78)	11

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015, la charge d'impôts sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta aux fins de comparaison a augmenté par rapport à celle des périodes correspondantes de 2014, du fait de certains montants qui ne fluctuent pas avec le résultat. Cette augmentation a été contrebalancée par une variation du montant du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes est réalisé.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015, le taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta aux fins de comparaison a changé en regard de celui des périodes correspondantes de 2014, en raison de l'effet de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le résultat, contrebalancé par des variations du montant du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes est réalisé.

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015, nous avons repris une réduction de valeur antérieure d'actifs d'impôt différé de respectivement 50 millions de dollars (comptabilisation d'une réduction de valeur de 13 millions de dollars au 30 septembre 2014) et 62 millions de dollars (comptabilisation d'une réduction de valeur de 27 millions de dollars au 30 septembre 2014). Les actifs d'impôt différé ont trait principalement aux avantages fiscaux liés à des pertes subies dans le cadre de nos activités aux États-Unis détenues directement. Nous avons sorti ces actifs du bilan, puisqu'il n'était plus considéré comme probable que nos activités aux États-Unis détenues directement 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. Les autres éléments du résultat global constatés au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015 ont entraîné une différence temporaire imposable sur laquelle est fondée en grande partie l'utilisation de certaines de ces pertes fiscales et de la reprise de la réduction de valeur.

Afin de tenir compte de la transaction avec TransAlta Renewables, une réorganisation de certaines des sociétés de TransAlta a été effectuée. La réorganisation a entraîné la comptabilisation aux premier et deuxième trimestres de 2015 d'un passif d'impôt différé de respectivement 8 millions de dollars et 40 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 serait reprise dans un avenir prévisible.

Au cours du deuxième trimestre de 2015, le gouvernement de l'Alberta a adopté une loi faisant augmenter le taux d'impôt sur le résultat des sociétés provincial de 10 % à 12 %, à compter du 1^{er} juillet 2015, ce qui a donné lieu à une hausse nette de notre passif d'impôt différé de 18 millions de dollars. De ce montant, une tranche de 20 millions de dollars a été comptabilisée dans le compte de résultat consolidé résumé, y compris un montant compensatoire de 2 millions de dollars au titre d'un recouvrement d'impôt différé sur le résultat comptabilisé dans l'état des autres éléments du résultat global résumé.

Participations ne donnant pas le contrôle

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015, le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle a augmenté de 12 millions de dollars en regard des périodes correspondantes de 2014, en raison principalement des profits latents sur les instruments financiers intersociétés réalisés par TransAlta Renewables. Aux fins de comparaison, le résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle a augmenté par rapport à celui des périodes correspondantes de l'exercice précédent en raison de la hausse du résultat de TransAlta Renewables, contrebalancée en partie par le fait qu'une plus faible proportion de celui-ci est attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et par une interruption supplémentaire en 2015 qui a fait baisser le résultat de TransAlta Cogeneration L.P. («TA Cogen»). Par suite de la clôture de l'opération, la participation ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables a diminué pour passer de 29,7 % à 27,2 %, tout en prenant de la valeur. Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés résumés pour obtenir des renseignements supplémentaires.

MESURES CONFORMES AUX IFRS ADDITIONNELLES

Une mesure conforme aux IFRS additionnelle est un poste, une rubrique ou un total partiel qui facilite la compréhension des états financiers, mais qui ne constitue pas une exigence minimale selon les IFRS, ou une mesure financière qui facilite la compréhension des états financiers, mais qui n'est pas autrement présentée dans ces derniers. Nous avons ajouté les postes intitulés Marge brute et Résultats d'exploitation à nos comptes de résultat consolidés résumés pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre 2015 et 2014. 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.

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.

Le tableau ci-dessous présente les ajustements apportés pour calculer le BAIIA aux fins de comparaison et les résultats aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre 2015 et 2014. Les renvois se trouvent dans le tableau de rapprochement qui suit.

Renvoi	Ajustement	Secteur	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
			2015	2014	2015	2014
Reclassement :						
1	Produits tirés des contrats de location-financement utilisés comme une approximation au titre des produits d'exploitation	Gaz	15	12	41	36
2	Diminution des créances au titre des contrats de location-financement utilisées comme une approximation au titre des produits d'exploitation et de l'amortissement	Gaz	6	1	8	2
3	Reclassement de l'amortissement minier du poste Combustible et achats d'électricité	Charbon au Canada	16	13	46	41
Ajustements apportés aux résultats pour présenter des résultats aux fins de comparaison :						
4	Incidence sur les produits découlant de certaines couvertures dont la désignation a été annulée et certaines couvertures économiques	Charbon aux É.-U.	(26)	(35)	47	(7)
5	Frais de restructuration	Charbon au Canada	2	-	9	-
		Charbon aux É.-U.	1	-	1	-
		Gaz	1	-	1	-
		Commercialisation de l'énergie	3	-	3	-
		Siège social	4	-	4	-
6	Provision liée à l'ASM	Commercialisation de l'énergie	56	-	56	-
7	Couvertures économiques des participations ne donnant pas le contrôle dans le cadre des contrats de change intragroupe	Non affecté	(1)	-	-	-
8	Profit tiré du contrat restructuré de Poplar Creek	Gaz	(263)	-	(263)	-
9	Incidence fiscale nette des ajustements aux fins de comparaison assujettis à l'impôt	Non affecté	75	10	48	(2)
10	(Reprise de) provision pour la réduction de valeur des actifs d'impôt différé	Non affecté	(50)	12	(62)	63
11	Charge d'impôts sur le résultat liée à l'opération	Non affecté	-	-	48	-
12	Ajustement au titre de l'impôt différé	Non affecté	-	-	20	-
13	Éléments non comparables attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Non affecté	11	1	7	1
14	Frais d'entretien liés aux inondations en Alberta en 2013, déduction faite du recouvrement d'assurance	Énergie hydroélectrique	-	4	1	6
15	Imputations (reprises) pour dépréciation d'actifs	Gaz	-	(1)	(1)	(1)
16	Taux de change relatif à la réclamation en Californie	Non affecté	-	2	-	2
17	Tranche non comparable du recouvrement d'assurance reçu	Énergie hydroélectrique	-	-	-	(1)
18	Réclamation en Californie	Commercialisation de l'énergie	-	-	-	5
19	Profit à la vente d'actifs non comparable	Placements en titres de capitaux propres	-	-	-	(1)
20	Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la vente d'un placement	Non affecté	-	-	-	(36)

Le tableau suivant présente un rapprochement des résultats aux fins de comparaison et des résultats présentés pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre 2015 et 2014 :

	Trois mois clos le 30 septembre 2015				Trois mois clos le 30 septembre 2014			
	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	641	21 ^{1,2}	(26) ⁴	636	639	13 ^{1,2}	(35) ⁴	617
Combustible et achats d'électricité	299	(16) ⁽³⁾	-	283	277	(13) ³	-	264
Marge brute	342	37	(26)	353	362	26	(35)	353
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	130	-	-	130	138	-	(4) ¹⁴	134
Imputations (reprises) pour dépréciation d'actifs	-	-	-	-	(1)	-	1 ¹⁵	-
Provision pour frais de restructuration	11	-	(11) ⁵	-	-	-	-	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	6	-	-	6	7	-	-	7
Autres résultats d'exploitation, montant net	54	-	(56) ⁶	(2)	-	-	-	-
BAIIA	141	37	41	219	218	26	(32)	212
Amortissement	139	22 ^{2,3}	-	161	135	14 ^{2,3}	-	149
Résultats d'exploitation	2	15	41	58	83	12	(32)	63
Produits tirés des contrats de location-financement	15	(15) ¹	-	-	12	(12) ¹	-	-
Profit (perte) de change	2	-	(1) ⁷	1	-	-	2 ¹⁶	2
Profit à la vente d'actifs	263	-	(263) ⁸	-	-	-	-	-
Résultat avant intérêts et impôts	282	-	(223)	59	95	-	(30)	65
Charge d'intérêt nette	63	-	-	63	64	-	-	64
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	31	-	(25) ^{9,10}	6	18	-	(22) ^{9,10}	(4)
Résultat net	188	-	(198)	(10)	13	-	(8)	5
Participations ne donnant pas le contrôle	22	-	(11) ¹³	11	10	-	(1) ¹³	9
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	166	-	(187)	(21)	3	-	(7)	(4)
Dividendes sur actions privilégiées	12	-	-	12	9	-	-	9
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	154	-	(187)	(33)	(6)	-	(7)	(13)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	281	-	-	281	273	-	-	273
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	0,55			(0,12)	(0,03)			(0,05)

	Neuf mois clos le 30 septembre 2015				Neuf mois clos le 30 septembre 2014			
	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	1 672	49 ^{1,2}	47 ⁴	1 768	1 905	38 ^{1,2}	(7) ⁴	1 936
Combustible et achats d'électricité	736	(46) ³	-	690	824	(41) ³	-	783
Marge brute	936	95	47	1 078	1 081	79	(7)	1 153
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	383	-	(1) ¹⁴	382	404	-	(6) ¹⁴	398
Imputations (reprises) pour dépréciation d'actifs	(1)	-	1 ¹⁵	-	(1)	-	1 ¹⁵	-
Provision pour frais de restructuration	18	-	(18) ⁵	-	-	-	-	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	21	-	-	21	21	-	-	21
Autres résultats d'exploitation, montant net	54	-	(56) ⁶	(2)	3	-	(4) ^{17,18}	(1)
BAIIA	461	95	121	677	654	79	2	735
Amortissement	409	54 ^{2,3}	-	463	402	43 ^{2,3}	-	445
Résultats d'exploitation	52	41	121	214	252	36	2	290
Produits tirés des contrats de location-financement	41	(41) ¹	-	-	36	(36) ¹	-	-
Profit (perte) de change	1	-	-	1	(7)	-	2 ¹⁶	(5)
Profit à la vente d'actifs	263	-	(263) ⁸	-	1	-	(1) ¹⁹	-
Résultat avant intérêts et impôts	357	-	(142)	215	282	-	3	285
Charge d'intérêt nette	182	-	-	182	192	-	-	192
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	62	-	(54) ^{9,10,11,12}	8	33	-	(25) ^{9,10,20}	8
Résultat net	113	-	(88)	25	57	-	28	85
Participations ne donnant pas le contrôle	48	-	(7) ¹³	41	36	-	(1) ¹³	35
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	65	-	(81)	(16)	21	-	29	50
Dividendes sur actions privilégiées	35	-	-	35	28	-	-	28
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	30	-	(81)	(51)	(7)	-	29	22
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	279	-	-	279	272	-	-	272
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	0,11			(0,18)	(0,03)			0,08

INSTRUMENTS FINANCIERS

Se reporter à la note 13 des états financiers annuels consolidés audités de notre rapport annuel de 2014 et à la note 8 de nos états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 septembre 2015 et pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes à cette date pour obtenir des renseignements sur les instruments financiers. Se reporter à la rubrique «Gestion du risque» de notre rapport annuel de 2014 et à la note 9 de nos 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 2014.

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 30 septembre 2015, la valeur comptable de l'actif net au titre des instruments financiers de niveau III était de 517 millions de dollars (valeur comptable de l'actif net de 217 millions de dollars au 31 décembre 2014). L'augmentation au cours de la période découle principalement de la 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, pour laquelle les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat global.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Le risque de liquidité découle de notre capacité à combler nos besoins généraux de financement, à mener des activités de négociation et de couverture, et à gérer les actifs, les passifs et la structure du capital de la Société. Nous gérons le risque de liquidité en maintenant suffisamment de ressources financières liquides pour financer les obligations lorsqu'elles deviennent exigibles, et ce, de la façon la plus rentable qui soit. Le risque de liquidité associé aux activités de gestion du risque lié aux produits de base est géré en maintenant suffisamment de réserves et en surveillant nos contreparties et les marchés au sein desquels nous effectuons des transactions.

Nos besoins de liquidités sont comblés par diverses sources, dont les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, la disponibilité en vertu de nos facilités de crédit à long terme, et les titres d'emprunt ou de capitaux propres à long terme émis dans le cadre de prospectus préalables au Canada et aux États-Unis. Nous utilisons surtout les fonds pour les charges d'exploitation, les dépenses d'investissement, les dividendes, les distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle, et les paiements des intérêts et du capital sur les titres d'emprunt.

Dette

La dette à long terme totalisait 4,5 milliards de dollars au 30 septembre 2015 en regard de 4,1 milliards de dollars au 31 décembre 2014. La dette à long terme a augmenté en regard du 31 décembre 2014 en raison surtout du raffermissement du dollar américain (312 millions de dollars) et d'une augmentation de la dette sans recours associée à l'acquisition des installations d'énergie solaire au Massachusetts (55 millions de dollars). Au 30 septembre 2015, une tranche de 1,7 milliard de dollars de notre dette était libellée en dollars américains (2,1 milliards de dollars au 31 décembre 2014).

Le 1^{er} septembre 2015, nos débetures non garanties à 5,33 % d'un capital de 120 millions de dollars sont venues à échéance et ont été payées au moyen des liquidités existantes. Nous avons également conclu l'acquisition d'actifs d'énergie solaire et pris en charge environ 42 millions de dollars américains de la dette à taux variable sans recours, dont une tranche d'environ 32 millions de dollars américains est couverte à un taux fixe de 4,698 %.

Le 1^{er} octobre 2015, TransAlta Renewables a clôturé un placement d'obligations d'une valeur de 442 millions de dollars. Les obligations sont amortissables et portent intérêt au taux de 3,834 %, payable tous les semestres, et viennent à échéance le 31 décembre 2028. Le produit net du financement servira à réduire les emprunts sur nos facilités de crédit.

Au cours du deuxième trimestre, nous avons affecté le produit net reçu en contrepartie de la vente d'une participation financière dans notre portefeuille d'actifs australiens, soit 211 millions de dollars, à la réduction des emprunts sur nos facilités de crédit.

La quasi-totalité de notre dette libellée en dollars américains est couverte soit par des contrats financiers, soit par une couverture naturelle des investissements nets dans nos établissements aux États-Unis. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015, les variations de notre dette libellée en dollars américains ont été contrebalancées comme suit :

	Trois mois clos le 30 sept. 2015	Neuf mois clos le 30 sept. 2015
Incidence du change sur la valeur comptable des activités aux É.-U. (couverture de l'investissement net)	52	105
Couverture de flux de trésorerie en monnaies étrangères sur la dette	82	149
Incidence du change sur la valeur libellée en dollars américains du contrat de location-financement de la centrale de Solomon	30	54
Autres couvertures économiques	2	4
Total	166	312

Facilités de crédit

Au 30 septembre 2015, nos facilités de crédit consenties totalisaient 2,1 milliards de dollars (2,1 milliards de dollars au 31 décembre 2014), dont un montant de 0,9 milliard de dollars (1,6 milliard de dollars au 31 décembre 2014) est disponible, sous réserve des modalités d'emprunt habituelles. Au 30 septembre 2015, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 1,2 milliard de dollars (0,5 milliard de dollars au 31 décembre 2014), ce qui correspondait à des emprunts réels de 0,8 milliard de dollars (0,1 milliard de dollars au 31 décembre 2014) et à des lettres de crédit de 0,4 milliard de dollars (0,4 milliard de dollars au 31 décembre 2014). Ces facilités comprennent une facilité bancaire consortiale consentie de 1,5 milliard de dollars, qui vient à échéance en 2019. Le solde est composé de facilités de crédit bilatérales. Un montant de 0,3 milliard de dollars vient à échéance en 2017, et un montant de 0,2 milliard de dollars, au quatrième trimestre de 2016. Nous prévoyons renouveler ces facilités, selon des modalités commerciales raisonnables, avant leur échéance.

Outre le montant de 0,9 milliard de dollars disponible en vertu des facilités de crédit, nous disposons de liquidités disponibles d'une valeur de 37 millions de dollars (43 millions de dollars au 31 décembre 2014).

Capital social

Le 29 octobre 2015, nous avons 284,1 millions d'actions ordinaires émises et en circulation, ainsi que 12,0 millions d'actions privilégiées de série A, 11,0 millions d'actions privilégiées de série C, 9,0 millions d'actions privilégiées de série E et 6,6 millions d'actions privilégiées de série G en circulation. Au 30 septembre 2015, nous avons 280,6 millions d'actions ordinaires (273,4 millions au 30 septembre 2014) émises et en circulation. Au 30 septembre 2015, nous avons 38,6 millions d'actions privilégiées de premier rang (38,6 millions au 30 septembre 2014) émises et en circulation.

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015, respectivement 1,9 million et 5,6 millions d'actions ordinaires (respectivement 1,6 million et 5,2 millions au 30 septembre 2014) ont été émises aux actionnaires ayant choisi de recevoir des dividendes afin de les réinvestir, pour un montant de respectivement 19 millions de dollars et 57 millions de dollars (respectivement 19 millions de dollars et 65 millions de dollars au 30 septembre 2014).

Le 29 octobre 2015, nous avons déclaré un dividende trimestriel de 0,18 \$ par action ordinaire, qui sera versé le 1^{er} janvier 2016. Le conseil peut, à sa discrétion, déclarer des dividendes.

Le 29 octobre 2015, nous avons déclaré 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. Ces dividendes seront versés le 31 décembre 2015.

Lettres de crédit et garanties en trésorerie

Nous sommes tenus d'émettre des lettres de crédit et des garanties en trésorerie 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 obligations au titre des prestations de retraite non capitalisées, aux projets de construction et aux obligations d'achat. Au 30 septembre 2015, nous avons consenti des lettres de crédit et des garanties au comptant totalisant 489 millions de dollars (421 millions de dollars au 31 décembre 2014). Ces lettres de crédit et garanties au comptant garantissent certains montants compris dans nos états de la situation financière consolidés résumés au titre des passifs de gestion du risque, des provisions pour frais de démantèlement et d'autres provisions, et des obligations au titre des prestations définies.

Situation financière

Le tableau suivant présente les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés résumés du 31 décembre 2014 au 30 septembre 2015 :

	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Créances clients et autres débiteurs	44	Calendrier des encaissements des montants dus par les clients, y compris le caractère saisonnier des produits et les variations au titre des garanties
Charges payées d'avance	24	Paiements anticipés annuels des primes d'assurance, des redevances et des ententes de service
Stocks	51	Augmentation des stocks de charbon dans les secteurs Charbon aux É.-U. et au Canada par suite d'une baisse de la production
Créances au titre de contrats de location-financement (non courantes)	367	Contrat restructuré de Poplar Creek
Immobilisations corporelles, montant net	(30)	Incidence nette du contrat restructuré de Poplar Creek (141 millions de dollars), amortissement de la période (402 millions de dollars) et révision et augmentation des frais de démantèlement et de remise en état (30 millions de dollars), le tout en partie contrebalancé par l'acquisition d'actifs d'énergie solaire (107 millions de dollars), les ajouts (375 millions de dollars) et les variations favorables des taux de change (75 millions de dollars)
Immobilisations incorporelles	36	Acquisition du parc éolien de Kent Breeze en vertu du contrat restructuré de Poplar Creek
Actifs d'impôt différé	35	Incidence de la réorganisation interne liée à l'opération et augmentation des différences temporaires déductibles
Actifs et passifs de gestion du risque (courants et non courants), montant net	338	Profits sur les couvertures des prix des produits de base et des flux de trésorerie
Autres actifs	19	Reclassement de la contribution aux investissements dans la collectivité dans l'État de Washington constituée mais non encore déboursée
Divers	39	
Total de l'augmentation des actifs	923	
Dettes fournisseurs et charges à payer	(95)	Calendriers des paiements et des charges
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement (y compris la tranche courante)	394	Incidence défavorable des variations des taux de change et augmentation de la dette sans recours associée à l'acquisition des centrales d'énergie solaire (55 millions de dollars) et au financement de capitaux propres pour acquérir un projet (51 millions de dollars)
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions (courantes et non courantes)	46	Provision liée à l'ASM (56 millions de dollars)
Passifs d'impôt différé	154	Augmentation des taux d'imposition en Alberta et incidence de la réorganisation interne liée à l'opération et augmentation des différences temporaires imposables
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	169	Profits sur les couvertures des flux de trésorerie et profits à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger comptabilisés dans les autres éléments du résultat global, résultat net pour la période et émission d'actions ordinaires, le tout en partie contrebalancé par les dividendes déclarés pour la période et la vente de participations dans des filiales à TransAlta Renewables
Participations ne donnant pas le contrôle	211	Vente de participations dans des filiales à TransAlta Renewables et résultat net pour la période, en partie contrebalancés par les distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle
Divers	44	
Total de l'augmentation du passif et des capitaux propres	923	

Flux de trésorerie

Le tableau suivant présente les variations importantes dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015 comparativement aux périodes correspondantes de 2014 :

Trois mois clos les 30 septembre	2015	2014	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	71	94	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	200	216	Diminution du résultat en trésorerie de 21 millions de dollars, en partie contrebalancée par une augmentation du fonds de roulement de 5 millions de dollars
Activités d'investissement	(166)	(158)	Acquisition d'actifs d'énergie solaire au Massachusetts de 51 millions de dollars, en partie contrebalancée par une augmentation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement de 20 millions de dollars et une diminution des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles de 15 millions de dollars
Activités de financement	(68)	94	Diminution du produit net tiré de l'émission d'actions privilégiées de 161 millions de dollars
Conversion de la trésorerie en monnaies étrangères	-	(1)	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	37	245	
Neuf mois clos les 30 septembre	2015	2014	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	43	42	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	314	546	Diminution supplémentaire du fonds de roulement de 216 millions de dollars et baisse du résultat en trésorerie de 16 millions de dollars
Activités d'investissement	(425)	(137)	Diminution du produit tiré de la vente de placements de 218 millions de dollars et augmentation des ajouts d'immobilisations corporelles et incorporelles de 52 millions de dollars et acquisition d'actifs d'énergie solaire de 51 millions de dollars, le tout en partie contrebalancé par une augmentation des profits réalisés sur les instruments financiers de 17 millions de dollars
Activités de financement	104	(206)	Réduction de la diminution nette des prêts de 331 millions de dollars, augmentation du produit tiré de la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale de 82 millions de dollars et augmentation des profits réalisés sur les instruments financiers de 60 millions de dollars, le tout en partie contrebalancé par une diminution du produit net tiré de l'émission d'actions privilégiées de 161 millions de dollars
Conversion de la trésorerie en monnaies étrangères	1	-	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	37	245	

CHANGEMENTS CLIMATIQUES ET ENVIRONNEMENT

Les questions environnementales et la législation connexe ont, et continueront d'avoir, une incidence sur nos activités. Nous demeurons engagés à nous conformer aux exigences législatives et réglementaires et à réduire au minimum l'incidence de nos activités sur l'environnement. Nous collaborons avec les gouvernements et le public pour élaborer des cadres de travail appropriés pour protéger l'environnement et promouvoir le développement durable. Pour de plus amples renseignements, voir la rubrique «Changements climatiques et environnement» du rapport de gestion annuel de 2014.

Faits nouveaux en matière de réglementation

Alberta

Le 29 juin 2015, le gouvernement albertain a annoncé une augmentation de taux dans le cadre de sa réglementation provinciale appelée SGER.

- Le 1^{er} janvier 2016, une augmentation de l'obligation en matière de réduction des gaz à effet de serre («GES») pour les grands émetteurs, qui passera de 12 % à 15 % des émissions, et une hausse du coût lié à la conformité à verser dans le fonds technologique, qui passera de 15 \$ la tonne à 20 \$ la tonne.
- Le 1^{er} janvier 2017, une autre augmentation de l'obligation en matière de réduction, qui sera établie à 20 %, et du coût lié à la conformité, qui sera fixé à 30 \$ la tonne.

Parallèlement, le gouvernement albertain a annoncé son intention d'élaborer un programme de lutte contre le changement climatique plus large qui entraînerait une réduction accrue des émissions au fil du temps. Ce programme sera élaboré à l'automne de 2015 par voie de consultations avec les Albertains et de conseils d'un panel d'experts indépendants. À l'heure actuelle, on ne sait pas si ce programme de lutte contre le changement climatique plus large remplacera le cadre de la SGER ou le complétera.

La valeur des crédits compensatoires au titre des GES de nos parcs éoliens en Alberta devrait augmenter jusqu'en 2017, puisque les émetteurs de GES peuvent les utiliser en tant qu'instruments de conformité en lieu et place d'une cotisation au fonds technologique.

Le 1^{er} octobre 2015, nous avons soumis une proposition au comité consultatif sur les changements climatiques de l'Alberta voulant que la province réduise sa production d'électricité à partir du charbon et augmente sa production d'énergie à partir de sources renouvelables. La proposition imposerait un plafond fixe sur les émissions de GES provenant de la production à partir du charbon. Les centrales alimentées au charbon fonctionneraient à capacité réduite à compter de 2016, tout en maintenant des niveaux de production de base durant la transition. Parallèlement, la proposition faciliterait les investissements accélérés dans la production d'énergie à partir de sources renouvelables, y compris l'énergie hydroélectrique, éolienne et solaire. TransAlta est déjà la plus grande société de production d'énergie éolienne au Canada et possède les plus importantes activités hydroélectriques en Alberta.

TransAlta est déterminée à travailler en collaboration avec tous les intervenants, y compris les groupes environnementaux, les collectivités et nos syndicats, afin d'arriver à une solution qui permettrait à la province d'atteindre ses objectifs en matière de réduction des GES, de protéger les consommateurs des prix élevés de l'électricité, d'accélérer la production d'énergie à partir de sources renouvelables, de protéger les emplois et de soutenir la croissance économique.

Ontario

Le 13 avril 2015, le gouvernement de l'Ontario a annoncé que la province allait mettre en œuvre un système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions de GES en vue de réduire les émissions et de lutter contre les changements climatiques. Le système plafonne fermement les émissions de GES permises dans chaque secteur de l'économie. Les détails de ce système (plafond possible, secteurs touchés ou date prévue de mise en œuvre) n'ont pas été établis, mais doivent être élaborés au moyen de consultations auprès des parties prenantes. Nos contrats pour nos centrales alimentées au gaz de la province comprennent généralement des clauses qui nous protègent des changements législatifs défavorables.

États-Unis

Le 3 août 2015, le président Obama a annoncé le plan pour une énergie propre, qui fixe les normes d'émission de GES pour les nouvelles centrales alimentées avec des combustibles fossiles ainsi que les limites d'émissions pour les différents États. Les États auront l'option d'interpréter leurs limites selon qu'elles se fondent sur la masse (tonnes) ou sur le taux (livres par mégawattheure). Le plan vise à atteindre, d'ici 2030, une réduction globale des émissions de GES de 32 % par rapport aux niveaux de 2005. Il sera mis en œuvre en deux étapes : 2022 à 2029, et 2030 et au-delà.

Le plan ne devrait pas avoir d'incidence sur le secteur Charbon aux États-Unis, puisque nous ne sommes pas soumis à ces règlements selon l'entente de 2011 intervenue entre l'État de Washington et TransAlta.

PERSPECTIVES POUR 2015

Selon les résultats depuis le début de l'exercice et nos prévisions pour le quatrième trimestre de 2015, conjugués au report d'une interruption planifiée aux fins de travaux d'entretien d'envergure au secteur Charbon aux États-Unis, nous avons révisé nos perspectives concernant le BAIIA aux fins de comparaison, les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison et les dépenses d'investissement de maintien pour l'exercice 2015 en entier, pour les ramener près de la partie inférieure des fourchettes auparavant communiquées. Les perspectives touchant les flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison ont été révisées afin qu'elles dépassent légèrement la fourchette auparavant communiquée.

Nous prévoyons maintenant que le BAIIA aux fins de comparaison pour 2015 se situera dans une fourchette de 980 millions de dollars à 1 010 millions de dollars d'après les prévisions actuelles des prix de l'électricité en Alberta et dans la région du nord-ouest du Pacifique. Les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison devraient se situer dans une fourchette de 725 millions de dollars à 755 millions de dollars. Les flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison, compte non tenu de l'incidence de l'investissement lié aux activités de récupération à la suite d'inondations, devraient se situer dans une fourchette de 275 millions de dollars à 285 millions de dollars, ou de 0,98 \$ à 1,02 \$ par action, en fonction des dépenses d'investissement de maintien, compte non tenu de l'incidence de l'investissement lié aux activités de récupération à la suite d'inondations, d'environ 305 millions de dollars à 320 millions de dollars. Nous prévoyons que la baisse des intérêts au comptant sera contrebalancée par une hausse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle et des dividendes versés sur les actions privilégiées. Le dividende prévu est de 71 % à 73 % des flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison.

Marché

Prix de l'électricité

Pour le reste de 2015, les prix de l'électricité en Alberta devraient être comparables à ceux de 2014 puisque l'augmentation de l'offre sera compensée par la baisse des prix du gaz naturel. Toutefois, les prix peuvent varier en fonction de l'offre et des conditions météorologiques. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, nous prévoyons que les prix seront moins élevés qu'en 2014 par suite d'une diminution des prix du gaz naturel. En Ontario, nous prévoyons que les prix seront comparables à ceux de 2014, puisque les interruptions de la production de base devraient contrebalancer la baisse des prix du gaz naturel.

Environnement économique

Le ralentissement dans le secteur du pétrole et du gaz a entraîné l'Alberta dans une récession en 2015, et la conjoncture actuelle devrait se poursuivre pendant le reste de l'exercice. Toutefois, les prix peuvent varier en fonction de l'offre et des conditions météorologiques. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, nous prévoyons que les prix seront moins élevés qu'en 2014 par suite d'une diminution des prix du gaz naturel. La croissance en Ontario a été modérée en 2015 à environ 2 %, et le reste de l'exercice devrait être légèrement plus solide étant donné que le secteur des exportations gagne du terrain en raison de la faiblesse du dollar canadien.

Nous n'avons enregistré aucune perte importante liée à une contrepartie au troisième trimestre de 2015. Nous continuons de surveiller le risque de crédit lié aux contreparties et avons établi des politiques de gestion du risque afin de réduire ce risque. Nous ne prévoyons pas apporter de modification importante à nos pratiques existantes en matière de crédit et continuerons de faire affaire principalement avec des contreparties ayant une note de première qualité.

Activités d'exploitation

Capacité, production et disponibilité

La capacité de production devrait augmenter légèrement en 2015 en raison surtout de l'acquisition de projets d'énergie renouvelable qui sont contrebalancés par une baisse de la capacité résultant du transfert de capacité entre deux turbines à vapeur et Suncor dans le cadre de la restructuration du contrat de Poplar Creek. L'ensemble de la production devrait diminuer de 8 % à 9 % en 2015 en raison de la période de répartition économique plus longue à notre centrale au charbon Centralia, des interruptions non planifiées plus nombreuses dans le secteur Charbon au Canada et de la restructuration du contrat de Poplar Creek. La disponibilité globale devrait se maintenir entre 89 % et 91 % en 2015.

Flux de trésorerie contractuels

En raison des CAÉ de l'Alberta, des contrats à long terme, et d'autres contrats prévoyant la livraison et contrats sur instruments financiers à court terme, environ 75 % de notre capacité moyenne est liée à des contrats pour la période allant jusqu'à la fin de 2020. En ce qui a trait à 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 de 2014, environ 88 % de notre capacité de 2015 était assujettie à des contrats. Pour 2015, le prix moyen de nos contrats prévoyant la livraison et de nos contrats sur instruments financiers à court terme s'établit à environ 50 \$ le MWh en Alberta et à environ 40 \$ US le MWh dans la région du nord-ouest du Pacifique.

Coûts du combustible

L'extraction du charbon en Alberta est soumise à des baisses de coûts imputables à un contrôle efficace des coûts et à la baisse des prix des produits de base. 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 2015, selon la méthode du coût standard par tonne, devraient être de 3 % à 4 % plus bas que les coûts unitaires de 2014.

Dans la région du nord-ouest du Pacifique, notre mine de charbon aux États-Unis, adjacente à notre centrale, fait actuellement l'objet d'une remise en état. Le combustible du secteur Charbon aux États-Unis est acquis 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 2015 devrait subir une hausse d'environ 1 % à 2 % en raison de l'inflation et de notre programme de récupération du charbon.

La valeur des stocks de charbon est évaluée chaque date de clôture afin de déterminer s'ils ont subi une dépréciation. Si les stocks ont perdu de la valeur, des imputations additionnelles sont comptabilisées dans le résultat net.

Nous achetons du gaz naturel auprès de sociétés externes parallèlement à la production, ou auprès de notre clientèle, atténuant ainsi notre risque lié à la variation des prix. Le succès continu de la production de gaz non classique en Amérique du Nord pourrait réduire la volatilité des prix d'un exercice à l'autre dans un proche avenir.

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

Les résultats de notre secteur Commercialisation de l'énergie sont touchés par les prix du marché, les stratégies globales adoptées, les comportements concurrentiels d'autres participants du marché 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 pour 2015 à ce que la contribution du secteur Commercialisation de l'énergie dégage une marge brute variant entre 40 millions de dollars et 60 millions de dollars pour l'exercice.

Exposition aux fluctuations des taux de change

Notre stratégie consiste à réduire au minimum l'incidence des fluctuations du dollar canadien par rapport au dollar américain, à l'euro 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'intérêt, qui contrebalancent dans une grande mesure nos produits libellés en monnaies étrangères.

Charge d'intérêt nette

La charge d'intérêt nette pour 2015 devrait être plus basse qu'en 2014 en raison de la diminution du niveau d'endettement et 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'intérêt nette engagée.

Situation de trésorerie et sources de financement

Nous prévoyons maintenir des liquidités disponibles adéquates sur nos facilités de crédit consenties.

Impôts sur le résultat

Le taux d'imposition effectif sur le résultat aux fins de comparaison pour 2015 devrait se situer entre 35 % et 40 %, ce qui est supérieur au taux d'imposition prévu par la loi de 25,87 %, en raison des variations du montant du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes est réalisé et de l'effet de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le résultat.

Dépenses d'investissement

Nos 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 :

Project	Total du projet		2015		Date d'achèvement cible (réelle)	Détails
	Dépenses estimées	Engagées à ce jour ¹	Dépenses estimées	Engagées à ce jour ¹		
Centrale de South Hedland ²	560	192	178	123	T2 2017	Centrale à cycle combiné de 150 MW
Gazoduc en Australie ³	98	96	21	19	(T1 2015)	Gazoduc de 270 km pour approvisionner en gaz naturel notre centrale de Solomon en Australie-Occidentale
Facilité bancaire au titre de la charge de la centrale de Solomon ³	5	2	3	2	T2 2016	Conclusion d'une facilité bancaire au titre de la charge de 20 MW requise pour achever la centrale de Solomon
Transport	17	5	10	3	T1 2016	Transport réglementé qui obtient un rendement sur le capital investi
Total	680	295	212	147		

Les dépenses estimées en 2015 pour la facilité bancaire au titre de la charge de la centrale Solomon ont diminué de 2 millions de dollars, et la date d'achèvement cible a été révisée au cours du trimestre en raison de retards dans le projet.

Les dépenses estimées en 2015 pour le transport ont reculé de 5 millions de dollars au cours du trimestre du fait du report d'une partie du projet en 2016.

1) Représentent les montants engagés au 30 septembre 2015.

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 des charges d'intérêt estimatives incorporées au coût de l'actif. 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.

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

Nos estimations révisées des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité se présentent comme suit :

Catégorie	Description	Coût prévu	Engagées à ce jour ¹
Dépenses d'investissement courantes ²	Investissement requis afin de maintenir notre capacité de production existante	100 - 105	76
Entretien planifié d'envergure	Travaux d'entretien planifié d'envergure	165 - 175	148
Dépenses d'investissement liées aux mines	Investissement lié au matériel minier et à l'achat de terrains	25 - 25	17
Contrats de location-financement	Paievements au titre des contrats de location-financement	15 - 15	11
Total des dépenses d'investissement de maintien, excluant les dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations		305 - 320	252
Dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations	Investissement découlant des inondations en Alberta en 2013	0 - 5	1
Total des dépenses d'investissement de maintien		305 - 325	253
Dépenses d'investissement liées à la productivité	Projets visant à accroître l'efficacité de la production d'électricité et initiatives d'amélioration générales	5 - 10	5
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité		310 - 335	258

Au cours du trimestre, les dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations ont été reportées en 2016. Nous continuons d'anticiper que la plupart des dépenses de rétablissement des activités à la suite des inondations de 2013 en Alberta seront recouvrées auprès de tiers.

Par suite de la diminution de la production de nos actifs liés au charbon aux États-Unis, nous avons décidé de reporter une interruption planifiée aux fins de travaux d'entretien d'envergure à l'une de nos unités, réduisant ainsi nos dépenses d'investissement de maintien estimatives pour l'exercice en cours de plus de 15 millions de dollars.

Les coûts prévus liés aux travaux d'entretien d'envergure planifiés pour l'exercice comprennent un montant de 12 millions de dollars relativement à des travaux d'entretien d'envergure à la centrale de Poplar Creek, qui ont été effectués avant la conclusion de la restructuration contractuelle décrite à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion. Notre client prend en charge les obligations liées aux investissements de la centrale qui se présenteront après la clôture, et de façon continue par la suite.

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 étaient prévus pendant une période visée par une répartition économique, était estimée comme suit en 2015 :

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Total	Perdus à ce jour ³
GWh perdus	1 180 - 1 190	220 - 230	1 400 - 1 420	1 400

1) Représentent les montants engagés au 30 septembre 2015.

2) Comprennent les coûts prévus liés à la prolongation de la durée d'utilité de centrales hydroélectriques de 18 millions de dollars et les montants réellement engagés jusqu'à maintenant de 14 millions de dollars. Au cours du trimestre, nous avons augmenté les coûts liés à la prolongation de la durée d'utilité de centrales hydroélectriques en raison des charges supplémentaires engagées du fait de retards survenus à la suite de problèmes d'installation d'équipement.

3) Au 30 septembre 2015.

Au cours du trimestre, nous avons augmenté le nombre estimé de GWh perdus pour l'exercice par suite des interruptions planifiées prolongées à nos centrales alimentées au charbon au Canada.

Financement

Le financement de ces dépenses d'investissement devrait provenir des flux de trésorerie découlant des activités d'exploitation, de la capacité d'emprunt existante, des dividendes réinvestis, de la vente de la participation financière dans des actifs ou des transferts à TransAlta Renewables et des marchés financiers. Les fonds requis aux fins des dépenses de croissance, des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité ne devraient pas être touchés de manière importante par la conjoncture économique en raison de nos flux de trésorerie qui reposent en grande partie sur des contrats, de notre situation financière et du montant en capital dont nous disposons en vertu de nos facilités de crédit consenties existantes.

MODIFICATIONS COMPTABLES

Secteurs d'exploitation et secteurs à présenter

En janvier 2015, nous avons apporté les derniers changements à notre comptabilisation interne visant à systématiser la répartition de certains coûts en fonction de chaque type de carburant dans notre secteur Production. Cela nous a permis de présenter des rapports internes périodiques au chef de l'exploitation selon chaque type de carburant. Ainsi, à compter du premier trimestre de 2015, nous considérons les types de carburant suivants comme des secteurs à présenter : Charbon au Canada, Charbon aux États-Unis, Gaz, Énergie éolienne et Hydroélectricité. Auparavant, ils étaient comptabilisés collectivement dans le secteur Production. Les résultats aux fins de comparaison du deuxième trimestre de 2014 ont été retraités pour s'harmoniser aux nouveaux secteurs : les frais généraux du secteur Production ont été répartis entre chaque type de carburant en fonction de l'avantage relatif estimatif tiré de ces frais, et, pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015, des tranches de respectivement 5 millions de dollars et 9 millions de dollars de frais liés à certaines fonctions pour lesquelles il a été déterminé qu'elles représentaient un avantage pour l'entreprise dans son ensemble ont été retirées des secteurs Charbon au Canada, Gaz, Énergie éolienne et Hydroélectricité et réaffectées au secteur Siège social. Aucun changement n'a été apporté dans le secteur Commercialisation de l'énergie.

La direction a eu recours à son jugement au moment de regrouper les secteurs Gaz au Canada et Gaz en Australie en un seul secteur à présenter, soit le secteur Gaz. Il a été déterminé que les secteurs d'exploitation partageaient les caractéristiques économiques semblables suivantes : nature des sources de produits, volume des contrats, et hypothèses sur la consommation de carburant par les consommateurs et coûts de conformité à la réglementation. En outre, les secteurs Gaz au Canada et Gaz en Australie partagent de nombreuses similitudes en matière de produits (énergie), de processus (turbines au gaz), de clients (services publics régionaux et industriels) et de modes de distribution (connexion à un réseau ou production consommée sur place).

Changements apportés aux estimations – durée d'utilité

Au cours du premier trimestre de 2015, notre filiale TA Cogen a signé un nouveau contrat d'approvisionnement en électricité de 15 ans avec l'IESO de l'Ontario visant la centrale de Windsor, entrant en vigueur le 1^{er} décembre 2016. Ainsi, la durée d'utilité de la centrale de Windsor a été prolongée jusqu'au 30 novembre 2031. Par conséquent, la dotation aux amortissements pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015 a diminué de respectivement 2 millions de dollars et 5 millions de dollars, et la dotation aux amortissements pour l'exercice 2015 en entier devrait diminuer de 8 millions de dollars.

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 nous n'avons pas encore appliquées, comprennent l'IFRS 9, *Instruments financiers*, et l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*. Veuillez vous reporter à la rubrique «Modifications comptables futures» de notre rapport de gestion annuel de 2014 pour obtenir plus d'information sur les exigences de l'IFRS 9 et de l'IFRS 15.

En septembre 2015, l'IASB a publié une modification à l'IFRS 15 visant à reporter d'un an la date d'entrée en vigueur du 1^{er} janvier 2017. En conséquence, l'IFRS 9 et l'IFRS 15 sont en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018. L'adoption anticipée est permise pour les deux normes.

Nous continuons d'évaluer l'incidence de l'adoption de ces normes sur les états financiers consolidés.

PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

	T4 2014	T1 2015	T2 2015	T3 2015
Produits des activités ordinaires	718	593	438	641
BAIIA aux fins de comparaison	301	275	183	219
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	225	211	160	126
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	148	7	(131)	154
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison	46	26	(44)	(33)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,54	0,03	(0,47)	0,55
Résultat net par action aux fins de comparaison, de base et dilué	0,17	0,09	(0,16)	(0,12)
	T4 2013	T1 2014	T2 2014	T3 2014
Produits des activités ordinaires	587	775	491	639
BAIIA aux fins de comparaison	242	310	213	212
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	179	238	154	145
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(66)	49	(50)	(6)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison	1	47	(12)	(13)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,25)	0,18	(0,18)	(0,03)
Résultat net par action aux fins de comparaison, de base et dilué	0,00	0,17	(0,04)	(0,05)

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 à chaque période au moyen 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 est généralement plus élevé aux premier et quatrième trimestres du fait de la forte demande associée au froid hivernal dans les marchés où nous exerçons nos activités. En 2014, le secteur Charbon au Canada a amélioré son rendement de l'exploitation, les troisième et quatrième trimestres étant aussi caractérisés par la diminution des coûts du charbon. Certains de ces profits ont été contrebalancés par une tendance à la baisse des prix en Alberta qui s'est poursuivie au quatrième trimestre de 2013 ainsi qu'au premier trimestre de 2015. La volatilité du marché peut également avoir une incidence sur l'apport trimestriel du secteur Commercialisation de l'énergie, le premier trimestre de 2014 ayant bénéficié de conditions météorologiques exceptionnelles dans le nord-est de l'Amérique du Nord, et les deux trimestres suivants ayant connu une atténuation de la volatilité et un recul de l'apport du secteur. Par suite des appels publics à l'épargne visant les actions ordinaires de TransAlta Renewables aux deuxième trimestres de 2014 et 2015, 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 quatrième trimestre de 2013, au deuxième trimestre de 2014 ainsi qu'au premier semestre de 2015, et leur valeur s'est accrue considérablement au deuxième semestre de 2014 et au troisième trimestre de 2015.

Les événements suivants 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 premier trimestre de 2015 et recouvrement au troisième trimestre de 2015;
- variation des taux d'imposition en Alberta et incidence de l'opération sur l'impôt différé au deuxième trimestre de 2015;
- perte associée à la réclamation en Californie au quatrième trimestre de 2013.

Les montants par action reflètent ces fluctuations, et entre un million et deux millions d'actions ont été émises chaque trimestre au cours des huit derniers trimestres.

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 fournir qu'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.

Pour la période couverte par ce rapport, le contrôle interne à l'égard de l'information financière n'a fait l'objet d'aucun changement ayant eu une incidence importante ou pouvant raisonnablement avoir une incidence importante sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances ont conclu que, en date du 30 septembre 2015, 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)

<i>Non audité</i>	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2015	2014	2015	2014
Produits des activités ordinaires	641	639	1 672	1 905
Combustible et achats d'électricité	299	277	736	824
Marge brute	342	362	936	1 081
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	130	138	383	404
Amortissement	139	135	409	402
Reprise pour dépréciation d'actifs	-	(1)	(1)	(1)
Restructuration (note 3)	11	-	18	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	6	7	21	21
Autres pertes d'exploitation nettes (note 4)	54	-	54	3
Résultats d'exploitation	2	83	52	252
Produits tirés des contrats de location-financement	15	12	41	36
Charge d'intérêt nette (note 5)	(63)	(64)	(182)	(192)
Profits (pertes) de change	2	-	1	(7)
Profit à la vente d'actifs (note 3)	263	-	263	1
Résultat avant impôts sur le résultat	219	31	175	90
Charge d'impôts sur le résultat (note 6)	31	18	62	33
Résultat net	188	13	113	57
Résultat net attribuable aux :				
Actionnaires de TransAlta	166	3	65	21
Participations ne donnant pas le contrôle (note 7)	22	10	48	36
	188	13	113	57
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	166	3	65	21
Dividendes sur actions privilégiées (note 13)	12	9	35	28
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	154	(6)	30	(7)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période (en millions)	281	273	279	272
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,55	(0,03)	0,11	(0,03)

Voir les notes jointes.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS DU RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

(en millions de dollars canadiens)

<i>Non audité</i>	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2015	2014	2015	2014
Résultat net	188	13	113	57
Profits actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes ¹	2	3	4	(8)
Profits sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ²	3	-	5	-
Total des éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net	5	3	9	(8)
Profits à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger	94	25	168	45
Reclassement des profits à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger cédés	-	-	-	(6)
Pertes sur les instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts et taxes ³	(52)	(19)	(93)	(37)
Reclassement des pertes sur les instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger cédés, déduction faite des impôts et taxes ⁴	-	-	-	7
Profits sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ⁵	225	111	316	100
Reclassement en résultat net des profits sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ⁶	(91)	(49)	(145)	(27)
Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net	176	68	246	82
Autres éléments du résultat global	181	71	255	74
Total du résultat global	369	84	368	131
Total du résultat global attribuable aux :				
Actionnaires de TransAlta	347	73	312	88
Participations ne donnant pas le contrôle (note 7)	22	11	56	43
	369	84	368	131

1) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 1 et néant respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015 (charge de 1 et recouvrement de 3 en 2014).

2) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 2 et 2 pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015 (néant en 2014).

3) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 8 et 15 respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015 (recouvrement de 2 et 5 en 2014).

4) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 1 pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014.

5) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 80 et 118 respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015 (charge de 44 et 37 en 2014).

6) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 22 et 35 respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015 (charge de 7 et 1 en 2014).

Voir les notes jointes.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS DE LA SITUATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

(en millions de dollars canadiens)

<i>Non audité</i>	30 sept. 2015	31 déc. 2014
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	43
Créances clients et autres débiteurs (note 9)	494	450
Charges payées d'avance	41	17
Actifs de gestion du risque (notes 8 et 9)	264	273
Stocks (note 15)	122	71
	958	854
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	770	403
Immobilisations corporelles (note 10)		
Coût	12 734	12 532
Amortissement cumulé	(5 526)	(5 294)
	7 208	7 238
Goodwill	464	462
Immobilisations incorporelles	367	331
Actifs d'impôt différé	80	45
Actifs de gestion du risque (notes 8 et 9)	792	402
Autres actifs	117	98
Total de l'actif	10 756	9 833
Dettes fournisseurs et charges à payer	386	481
Partie courante des provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	74	34
Passifs de gestion du risque (notes 8 et 9)	164	128
Impôts sur le résultat à payer	2	2
Dividendes à verser (note 12)	59	55
Partie courante de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement (note 11)	47	751
	732	1 451
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement (note 11)	4 403	3 305
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	328	322
Passifs d'impôt différé	588	434
Passifs de gestion du risque (notes 8 et 9)	101	94
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	346	349
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 12)	3 056	2 999
Actions privilégiées (note 13)	942	942
Surplus d'apport	9	9
Déficit	(905)	(770)
Cumul des autres éléments du résultat global	351	104
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	3 453	3 284
Participations ne donnant pas le contrôle (note 7)	805	594
Total des capitaux propres	4 258	3 878
Total du passif et des capitaux propres	10 756	9 833
Engagements et éventualités (note 14)		
Événements postérieurs à la date de clôture (note 16)		

Voir les notes jointes.

TRANSALTA CORPORATION

ÉTATS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

(en millions de dollars canadiens)

Neuf mois clos le 30 septembre 2015

<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 2014	2 999	942	9	(770)	104	3 284	594	3 878
Résultat net	-	-	-	65	-	65	48	113
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 et taxes	-	-	-	-	75	75	-	75
Profits nets sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	170	170	6	176
Profits actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	4	4	-	4
Participations intragroupes disponibles à la vente	-	-	-	-	(2)	(2)	2	-
Total du résultat global				65	247	312	56	368
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	-	(151)	-	(151)	-	(151)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(35)	-	(35)	-	(35)
Vente de participations dans des filiales à TransAlta Renewables (note 3)	-	-	-	(14)	-	(14)	229	215
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(74)	(74)
Émission d'actions ordinaires	57	-	-	-	-	57	-	57
Solde au 30 septembre 2015	3 056	942	9	(905)	351	3 453	805	4 258

Voir les notes jointes.

Neuf mois clos le 30 septembre 2014

<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 2013	2 913	781	9	(735)	(62)	2 906	517	3 423
Résultat net	-	-	-	21	-	21	36	57
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 et taxes	-	-	-	-	9	9	-	9
Profits nets sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	66	66	7	73
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(8)	(8)	-	(8)
Total du résultat global				21	67	88	43	131
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	-	(147)	-	(147)	-	(147)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(28)	-	(28)	-	(28)
Placement secondaire d'actions de TransAlta Renewables Inc.	-	-	-	20	-	20	109	129
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(62)	(62)
Émission d'actions ordinaires	66	-	-	-	-	66	-	66
Émission d'actions privilégiées	-	162	-	-	-	162	-	162
Solde au 30 septembre 2014	2 979	943	9	(869)	5	3 067	607	3 674

Voir les notes jointes.

TRANSALTA CORPORATION

TABLEAUX DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

(en millions de dollars canadiens)

Non audité	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2015	2014	2015	2014
Activités d'exploitation				
Résultat net	188	13	113	57
Amortissement	153	148	452	443
Profit à la vente d'actifs (note 3)	(263)	-	(263)	(1)
Réclamation en Californie	-	-	-	(28)
Désactualisation des provisions	5	5	15	14
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(7)	(4)	(20)	(11)
Charge d'impôt différé (note 6)	30	11	50	9
(Profits latents) pertes latentes sur les activités de gestion du risque	(55)	(29)	54	9
(Profits latents) pertes latentes de change	1	(4)	15	4
Provisions	67	(4)	63	-
Reprises pour dépréciation d'actifs	-	(1)	(1)	(1)
Autres éléments sans effet de trésorerie	-	5	2	1
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	119	140	480	496
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	81	76	(166)	50
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	200	216	314	546
Activités d'investissement				
Acquisitions d'immobilisations corporelles (note 10)	(128)	(144)	(375)	(324)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(7)	(6)	(20)	(19)
Acquisitions d'actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	(13)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	1	2	3	2
Produit de la vente de placements et de projets de mise en valeur	-	-	-	218
Acquisition de centrales d'énergie renouvelable, déduction faite de la trésorerie acquise (note 3)	(52)	-	(52)	-
Profits réalisés (pertes réalisées) sur les instruments financiers	5	3	7	(10)
Diminution nette des garanties reçues de contreparties	-	(1)	-	(1)
Diminution nette des garanties versées à des contreparties	-	-	-	4
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	6	1	8	2
Divers	2	-	2	-
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	7	(13)	2	4
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(166)	(158)	(425)	(137)
Activités de financement				
Augmentation (diminution) nette des emprunts sur les facilités de crédit (note 11)	130	1	735	(532)
Remboursement de la dette à long terme (note 11)	(120)	(2)	(754)	(207)
Émission de titres d'emprunt à long terme (note 11)	-	-	45	434
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 12)	(32)	(29)	(93)	(110)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 13)	(12)	(9)	(35)	(28)
Produit net de l'émission d'actions privilégiées (note 13)	-	161	-	161
Produit net à la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale (note 3)	-	-	211	129
Profits réalisés (pertes réalisées) sur les instruments financiers	-	(6)	77	17
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 7)	(29)	(19)	(70)	(63)
Diminution des obligations au titre des contrats de location-financement	(3)	(2)	(10)	(7)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités de financement	(1)	-	-	-
Divers	(1)	(1)	(2)	-
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(68)	94	104	(206)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement	(34)	152	(7)	203
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	-	(1)	1	-
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(34)	151	(6)	203
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	71	94	43	42
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	37	245	37	245
Impôts sur le résultat au comptant payés (reçus)	5	(6)	22	21
Intérêts au comptant payés	27	36	153	157

Voir les notes jointes.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS (NON AUDITÉ)

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

1. MÉTHODES COMPTABLES

A. Base d'établissement

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

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

Les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités ont été préparés sur la base du coût historique, sauf pour certains 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 conseil d'administration le 29 octobre 2015.

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 2015, la Société a davantage fait appel à son jugement à l'égard des secteurs d'exploitation et des secteurs à présenter. Se reporter à note 2 A) pour obtenir plus d'information.

2. MODIFICATIONS COMPTABLES

A. Modifications comptables de l'exercice considéré

I. Secteurs d'exploitation et secteurs à présenter

En janvier 2015, la Société a apporté les derniers changements à sa comptabilisation interne visant à systématiser la répartition de certains coûts en fonction de chaque type de carburant dans son secteur Production. Cela nous a permis de présenter des rapports internes périodiques au chef de l'exploitation selon le type de carburant. Ainsi, à compter du premier trimestre de 2015, la Société considère les types de carburants suivants comme des secteurs à présenter : Charbon au Canada, Charbon aux États-Unis, Gaz, Énergie éolienne et Hydroélectricité. Auparavant, ils étaient comptabilisés collectivement dans le secteur Production. Les résultats aux fins de comparaison de 2014 ont été retraités pour s'harmoniser aux nouveaux secteurs : les frais généraux du secteur Production ont été répartis entre chaque type de carburant en fonction de l'avantage relatif estimatif tiré de ces frais. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2014, des tranches de respectivement 3 millions de dollars et 12 millions de dollars de frais liés à certaines fonctions pour lesquelles il a été déterminé qu'elles représentaient un avantage pour l'entreprise dans son ensemble ont été réaffectées au secteur Siège social. Aucun changement n'a été apporté dans le secteur Commercialisation de l'énergie de la Société.

La direction a eu recours à son jugement au moment de regrouper les secteurs Gaz au Canada et Gaz en Australie en un seul secteur à présenter, soit le secteur Gaz. Il a été déterminé que les secteurs d'exploitation partageaient les caractéristiques économiques semblables suivantes : nature des sources de produits, volume des contrats et hypothèses sur la consommation de carburant par les consommateurs et coûts de conformité à la réglementation. En outre, les secteurs Gaz au Canada et Gaz en Australie partagent de nombreuses similitudes en matière de produits (énergie), de processus (turbines au gaz), de clients (services publics régionaux et industriels) et de modes de distribution (connexion à un réseau ou production consommée sur place). À compter du 1^{er} septembre 2015, les centrales d'énergie solaire acquises (se reporter à la note 3) sont incluses dans le secteur Énergie éolienne.

II. Changements apportés aux estimations – Durée d'utilité

Au cours du premier trimestre, la filiale TransAlta Cogeneration L.P. («TA Cogen») de la Société a signé un nouveau contrat d'approvisionnement en électricité de 15 ans avec l'Independent Electricity System Operator de l'Ontario visant la centrale de Windsor, et entrant en vigueur le 1^{er} décembre 2016. Ainsi, la durée d'utilité de la centrale de Windsor a été prolongée jusqu'au 30 novembre 2031. Par conséquent, la dotation aux amortissements pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015 a diminué de respectivement 2 millions de dollars et 5 millions de dollars. La dotation aux amortissements pour l'exercice 2015 en entier devrait diminuer de 8 millions de dollars.

B. Modifications comptables futures

Les normes comptables qui ont déjà été publiées par l'International Accounting Standards Board («IASB»), mais qui ne sont pas encore en vigueur et que la Société n'a pas encore appliquées, comprennent l'IFRS 9, *Instruments financiers*, et l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*. 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 et de l'IFRS 15.

En septembre 2015, l'IASB a publié une modification à l'IFRS 15 qui prévoit le report de un an, soit au 1^{er} janvier 2017, la date d'entrée en vigueur de la norme. Par conséquent, l'IFRS 9 et l'IFRS 15 seront en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018. L'adoption anticipée est permise pour les deux normes.

La Société continue d'évaluer l'incidence de l'adoption de ces normes sur les états financiers consolidés.

C. Chiffres comparatifs

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

3. ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS

I. Contrat restructuré de Poplar Creek et acquisition de parcs éoliens

Le 1^{er} septembre 2015, la Société et Suncor Energy («Suncor») ont conclu une entente restructurée visant les services de production d'électricité aux installations de base des sables pétrolifères de Suncor près de Fort McMurray.

La centrale de cogénération à Poplar Creek de la Société, d'une capacité maximale de 376 MW, a été construite et mise sous contrat pour fournir de la vapeur et de l'électricité à Suncor jusqu'en 2023. La centrale est comptabilisée dans le secteur Gaz. En vertu de la nouvelle entente, Suncor a acquis deux turbines à vapeur d'une capacité installée de 132 MW et certains actifs d'interconnexion aux fins de transport. La Société a conservé deux turbines à gaz et des générateurs de vapeur à récupération de chaleur («générateurs de gaz»), lesquels sont loués à Suncor. Suncor est le seul responsable du contrôle de l'exploitation des installations de cogénération, y compris de l'ensemble des dépenses d'investissement, et est autorisée à utiliser les générateurs de gaz de la Société à leur pleine capacité de 244 MW jusqu'au 31 décembre 2030. La Société fournira à Suncor des services de surveillance, des services de diagnostic et des services de soutien technique centralisés afin de maximiser la performance et la fiabilité des pièces d'équipement. La propriété de la totalité de la centrale de Poplar Creek sera transférée à Suncor en 2030. Puisqu'il a été établi que le nouveau contrat constituait un contrat de location-financement, la totalité de la valeur comptable de la centrale a été décomptabilisée.

Dans le cadre de l'opération, la Société a acquis la participation de Suncor dans deux parcs éoliens : la participation dans les installations de Kent Breeze de 20 MW situées en Ontario, ainsi que la participation de 51 % dans les installations de Wintering Hills de 88 MW situées en Alberta.

Les tableaux suivants décrivent les incidences provisoires de l'opération, y compris les actifs et les passifs cédés et la juste valeur des actifs acquis et des passifs pris en charge :

Actifs¹

Créances au titre des contrats de location-financement ²	372
Immobilisations corporelles	104
Immobilisations incorporelles	37
Fonds de roulement, montant net ³	2
Total des actifs acquis	515

Passifs¹

Provision pour frais de démantèlement et de remise en état	3
Actifs nets acquis	512

Contrepartie transférée

Immobilisations corporelles	245
Fonds de roulement, montant net ³	14
Trésorerie ³	1
Provision pour frais de démantèlement et de remise en état	(11)
Valeur comptable des actifs nets transférés	249

Profit comptabilisé	263
----------------------------	------------

1) La participation de 51 % de la Société dans l'installation de Wintering Hill est comptabilisée comme une entreprise commune.

2) Les paiements futurs au titre des contrats de location-financement comprennent des paiements de 16 millions de dollars au quatrième trimestre de 2015, de 57 millions de dollars par année de 2016 à 2018 et de 20 millions de dollars par année de 2019 à 2030. Les paiements futurs ont été actualisés au taux de 2,68 %, en fonction d'un rendement comparable sur les emprunts de la contrepartie ayant des échéances équivalentes.

3) La Société s'attend à finaliser le rapprochement du fonds de roulement, montant net, et de celui du cédant au cours du quatrième trimestre de 2015.

L'apport des parcs éoliens acquis aux produits des activités ordinaires et aux résultats d'exploitation de la Société depuis la date d'acquisition a été négligeable. Si l'acquisition avait eu lieu au début de l'exercice, les parcs éoliens auraient représenté un apport de 6 millions de dollars au titre des produits des activités ordinaires et une diminution de 2 millions de dollars au titre des résultats avant impôts de la Société.

II. Acquisition de centrales d'énergie solaire aux États-Unis

Le 1^{er} septembre 2015, la Société a conclu l'acquisition de la totalité des participations de membres dans RC Solar LLC pour une contrepartie en trésorerie de 55 millions de dollars. Les actifs acquis comprennent des projets d'énergie solaire de 21 MW entièrement assujettis à des contrats situés au Massachusetts qui font l'objet de contrats d'achat d'électricité à long terme variant entre 20 ans et 30 ans et sont admissibles à la phase un du programme Massachusetts Solar Renewable Energy Credit («SREC-I»).

À compter de la date d'acquisition, la juste valeur provisoire des actifs et des passifs identifiables de RC Solar LLC étaient comme suit :

Actifs	
Immobilisations corporelles	107
Stocks (SREC-I)	10
Trésorerie	4
Total des actifs acquis	121
Passifs	
Dette sans recours	55
Passifs d'impôt différé ¹	10
Autre fonds de roulement, montant net ²	1
Total des passifs pris en charge	66
Total de la contrepartie transférée²	55

1) La Société a comptabilisé un recouvrement d'impôt différé correspondant dans le compte de résultat consolidé résumé à la date de l'acquisition, ce qui représente les différences temporaires déductibles qui sont dorénavant recouvrables.

2) La Société s'attend à finaliser le rapprochement du fonds de roulement, montant net, et de celui du cédant au cours du quatrième trimestre de 2015.

L'apport des actifs acquis aux produits des activités ordinaires et aux résultats d'exploitation de la Société depuis la date d'acquisition a été négligeable. Si l'acquisition avait eu lieu au début de l'exercice, les actifs auraient représenté un apport de 4 millions de dollars au titre des produits des activités ordinaires et de 1 million de dollars au titre des résultats avant impôts de la Société.

L'acquisition du parc éolien de 50 MW déjà annoncée dans le cadre de l'opération a été conclue le 1^{er} octobre 2015 (se reporter à la note 16).

III. Vente d'une participation financière à TransAlta Renewables Inc.

Le 7 mai 2015, la Société a conclu l'acquisition déjà annoncée par TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables») d'une participation financière fondée sur les flux de trésorerie des actifs australiens de la Société (l'«opération»). Le portefeuille se compose d'une production d'électricité de 575 mégawatts («MW») provenant de six centrales en exploitation et du projet de South Hedland actuellement en construction, ainsi que du gazoduc de 270 kilomètres récemment mis en service (collectivement, le «portefeuille»). L'investissement de TransAlta Renewables consiste en l'acquisition de titres qui, au total, procureront une participation financière fondée sur les flux de trésorerie des actifs australiens correspondant plus ou moins aux résultats distribuables nets sous-jacents. La valeur combinée de l'opération s'est élevée à 1,78 milliard de dollars. La Société continue de détenir, de gérer et d'exploiter les actifs australiens.

Au moment de la clôture de l'opération, TransAlta Renewables a versé à la Société 211 millions de dollars ainsi qu'une contrepartie d'environ 1 067 millions de dollars sous la forme d'une combinaison d'actions ordinaires et d'actions de catégorie B de TransAlta Renewables, ce qui a fait passer la participation de 70 % à 76 %. Les actions de catégorie B confèrent des droits de vote équivalant à ceux des actions ordinaires et ne donnent pas droit à un dividende. Elles seront converties en actions ordinaires une fois que le projet de South Hedland sera achevé et mis en service.

Le nombre d'actions ordinaires que la Société recevra à la conversion des actions de catégorie B sera rajusté en fonction du montant réel du financement de TransAlta Renewables au titre de la construction et de la mise en service du projet de South Hedland par rapport aux coûts ciblés de 491 millions de dollars.

TransAlta Renewables a financé le produit en trésorerie au moyen d'un placement par appel public à l'épargne de 17 858 423 actions ordinaires à un prix de 12,65 \$ par action. La clôture du placement a eu lieu en deux étapes, soit le 15 avril et le 23 avril 2015. L'approbation de l'actionnaire de TransAlta Renewables a été obtenue le 7 mai 2015. TransAlta Renewables a reçu un produit brut d'environ 226 millions de dollars et, au total, a engagé des frais d'émission d'actions de 10 millions de dollars, déduction faite d'un recouvrement d'impôts sur le résultat de 4 millions de dollars. Le produit du financement par capitaux propres a aussi été diminué par les paiements d'équivalents de dividendes totalisant 1 million de dollars.

IV. Restructuration

Le 14 janvier 2015, la Société a lancé une importante initiative de réduction des coûts à nos centrales alimentées au charbon au Canada, ce qui a entraîné l'élimination de postes. Le 29 septembre 2015, la Société a réduit à nouveau ses coûts indirects en éliminant des postes principalement à son siège social à Calgary.

4. AUTRES PERTES D'EXPLOITATION NETTES

A. Règlement avec l'administrateur de la surveillance du marché

Le 21 mars 2014, l'administrateur de la surveillance du marché (l'«ASM») de l'Alberta a déposé une demande auprès de l'Alberta Utilities Commission («AUC»), alléguant notamment que TransAlta a manipulé le prix de l'électricité dans cette province au moyen d'interruptions de service dans certaines de ses centrales alimentées au charbon à la fin de 2010 et au début de 2011. La Société a nié les allégations de l'ASM. L'audience relative à la demande s'est tenue en décembre 2014, et les observations écrites ont été déposées en février 2015. En mai 2015, des observations écrites supplémentaires ont été déposées par suite d'une décision de la Cour suprême du Canada relative à la preuve d'expert présentée. Le 27 juillet 2015, l'AUC a rendu une décision selon laquelle elle établissait, entre autres, que i) la Société, en interrompant quatre fois les activités de ses centrales alimentées au charbon, pendant une durée de 11 jours en 2010 et en 2011, a empêché les acheteurs en vertu des contrats d'achat d'électricité de se tourner vers des concurrents ou a limité leurs initiatives à cet égard et a manipulé les prix du marché de façon à écarter la concurrence et ii) la Société avait violé la loi applicable en permettant à un de ses employés d'effectuer des opérations alors qu'il était en possession d'informations non publiques sur les interruptions. L'AUC a également déterminé que l'ASM n'avait pas prouvé par prépondérance des probabilités que la Société avait violé la loi applicable en raison de politiques, pratiques et contrôles inadéquats et déficients liés à la conformité à cette loi. Cette décision de l'AUC a marqué la fin de la première phase des procédures. TransAlta a demandé une autorisation d'appel à ce titre auprès de la cour d'appel de l'Alberta en août 2015. La deuxième phase des procédures de l'AUC consiste à étudier la pénalité qu'elle pourrait imposer à la Société. Le 30 septembre 2015, TransAlta et l'ASM ont conclu une entente pour régler toutes les procédures pendantes devant l'AUC. Le règlement, sous forme d'une ordonnance de consentement, a été approuvé par l'AUC le 29 octobre 2015. Aux termes de l'ordonnance de consentement, la Société versera un montant total de 56 millions de dollars, soit environ 27 millions de dollars à titre de remboursement d'un avantage économique, un montant de 4 millions de dollars pour couvrir les frais juridiques et coûts connexes engagés par l'ASM et une pénalité administrative de 25 millions de dollars. Du montant total, une tranche de 31 millions de dollars sera versée dans les 30 jours suivant la date d'approbation tandis que la pénalité administrative de 25 millions de dollars sera versée un an après le premier versement. Par suite de cette approbation, la Société abandonnera l'appel de la décision de l'AUC.

Au 30 septembre 2015, la Société avait comptabilisé la totalité du montant de 56 millions de dollars.

B. Recouvrements d'assurance

Au cours du troisième trimestre, la Société a reçu une indemnité d'assurance de 2 millions de dollars rattachée aux coûts liés aux réparations d'une de ses centrales alimentées au charbon située au Canada.

5. CHARGE D'INTÉRÊT NETTE

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2015	2014	2015	2014
Intérêt sur la dette	57	60	170	179
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(1)	(1)	(6)	(1)
Intérêt sur les obligations au titre des contrats de location-financement	2	-	3	-
Désactualisation des provisions	5	5	15	14
Charge d'intérêt nette	63	64	182	192

6. IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2015	2014	2015	2014
Charge d'impôt exigible	5	7	17	24
Ajustements à l'égard de l'impôt exigible des périodes précédentes	(4)	-	(5)	-
Ajustements à l'égard de l'impôt différé des périodes précédentes ¹	5	-	3	2
Charge (recouvrement) d'impôt différé lié(e) à la naissance et à la reprise des différences temporaires	69	(2)	35	(19)
Charge d'impôt différé liée aux différences temporaires liées à une participation dans une filiale ²	-	-	48	-
Charge d'impôt différé résultant de modifications apportées aux taux d'imposition ou aux lois fiscales ³	-	-	20	-
Avantage fiscal différé découlant de pertes fiscales, de crédits d'impôt ou de différences temporaires d'une période antérieure non comptabilisés utilisés pour réduire la charge d'impôt différé	-	-	-	(37)
Charge (recouvrement) d'impôt différé découlant de la réduction de valeur des actifs d'impôt différé ¹	(44)	13	(56)	63
Charge d'impôts sur le résultat	31	18	62	33

Présentés dans les comptes de résultat consolidés résumés comme suit :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2015	2014	2015	2014
Charge d'impôt exigible	1	7	12	24
Charge d'impôt différé	30	11	50	9
Charge d'impôts sur le résultat	31	18	62	33

- 1) Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015, la Société a repris une réduction de valeur antérieure d'actifs d'impôt différé respectivement de 51 millions de dollars (réduction de valeur de 13 millions de dollars au 30 septembre 2014) et 63 millions de dollars (réduction de valeur de 27 millions de dollars au 30 septembre 2014). De cette réduction de valeur, une tranche de 6 millions de dollars et 6 millions de dollars respectivement au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015, a été utilisée pour compenser un ajustement à l'égard des impôts différés des périodes précédentes. Les actifs d'impôt différé ont principalement trait aux avantages fiscaux liés à des pertes subies dans le cadre des activités de la Société aux États-Unis détenues directement. La Société a sorti du bilan ces actifs, puisqu'il n'était plus considéré comme probable que ses activités aux États-Unis détenues directement 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. Les autres éléments du résultat global comptabilisés au cours des périodes de

trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015 ont entraîné une différence temporaire imposable sur laquelle est fondée en grande partie l'utilisation de certaines de ces pertes fiscales et de cette reprise de réduction de valeur.

- 2) Afin de tenir compte de l'opération avec TransAlta Renewables, une réorganisation de certaines des sociétés de TransAlta a été effectuée. Pour les premier et deuxième trimestres de 2015, la réorganisation a entraîné la comptabilisation d'un passif d'impôt différé respectivement de 8 millions de dollars et 40 millions de dollars au titre de la participation 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 soit reprise dans un avenir rapproché.
- 3) Au cours du deuxième trimestre de 2015, le gouvernement de l'Alberta a pratiquement adopté une loi visant l'augmentation du taux d'imposition provincial qui passerait de 10 % à 12 %, à compter du 1^{er} juillet 2015, ce qui se traduirait par une hausse nette du passif d'impôt différé de la Société de 18 millions de dollars. De ce montant, une tranche de 20 millions de dollars a été comptabilisée dans le compte de résultat consolidé résumé. Elle a été contrebalancée par un montant de 2 millions de dollars au titre d'un recouvrement d'impôt différé comptabilisé à l'état des autres éléments du résultat global.

7. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

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

I. TA Cogen

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2015	2014	2015	2014
Produits des activités ordinaires	70	71	214	228
Résultat net	12	16	44	54
Total du résultat global	16	17	56	68
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :				
Résultat net	6	9	22	28
Total du résultat global	8	10	28	35
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	17	12	41	43

Aux	30 sept. 2015	31 déc. 2014
Actifs courants	65	58
Actifs non courants	565	588
Passifs courants	(70)	(64)
Passifs non courants	(63)	(59)
Total des capitaux propres	(497)	(523)
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	(246)	(260)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)	49,99	49,99

II. TransAlta Renewables

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

Par suite de l'opération (note 3), la quote-part de la participation et les droits de vote de la Société sont passés de 70,3 % à 76,1 % le 7 mai 2015. Comme il a été établi que les actions de catégorie B émises à la Société dans le cadre de l'opération constituaient des passifs financiers de TransAlta Renewables et ne participaient pas aux résultats jusqu'à la mise en service de South Hedland, elles sont exclues de la répartition des titres de capitaux propres et des résultats. Par conséquent, la participation en capitaux propres de la Société dans TransAlta Renewables a un peu moins augmenté, passant de 70,3 % à 72,8 % par suite de l'opération.

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2015	2014	2015	2014
Produits des activités ordinaires	41	43	161	161
Résultat net	61	1	90	29
Total du résultat global	53	1	97	29
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :				
Résultat net	16	1	26	8
Total du résultat global	14	1	28	8
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle				
	12	7	29	20

Aux	30 sept. 2015	31 déc. 2014
Actifs courants	60	61
Actifs non courants	3 187	1 903
Passifs courants	(339)	(241)
Passifs non courants	(948)	(682)
Total des capitaux propres	(1 960)	(1 041)
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	(559)	(334)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)	27,2	29,7

8. INSTRUMENTS FINANCIERS

A. Actifs financiers et passifs financiers – Évaluation

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

B. Juste valeur des instruments financiers

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

Les classements dans les niveaux I, II et III selon la hiérarchie des justes valeurs utilisée par la Société sont définis comme suit : la juste valeur d'un instrument financier est incluse dans un seul des trois niveaux, le calcul de la juste valeur 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 de 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 établies à l'aide 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 de courtiers ou d'autres fournisseurs de données de marché accessibles au public. Les justes valeurs de niveau II sont aussi établies à l'aide de 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 pour les autres actifs et passifs de gestion du risque et 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 taux d'intérêt et les taux de change. Pour certains instruments financiers pour lesquels le volume des opérations est insuffisant ou il n'y a pas d'opérations 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 l'actif ou le passif 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 des 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, ou les volatilités ainsi que les corrélations entre les produits provenant des prix historiques.

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

La Société a une politique de gestion du risque lié aux produits de base (la «politique»), qui régit les opérations sur 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 pour rendre compte de ces activités.

Les méthodes et procédures d'évaluation des justes valeurs de niveau III pour les activités 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 des 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 des données d'entrée non observables repose sur le jugement. Pour assurer la vraisemblance, les évaluations des justes valeurs de niveau III produites par le système sont passées en revue et validées par le service de gestion du risque et le service des finances. L'examen s'effectue officiellement chaque trimestre ou plus souvent si les procédures d'examen et de surveillance quotidiens permettent d'identifier des variations non prévues des justes valeurs 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 des produits de base et les corrélations, le volume des livraisons et leur forme.

Description	30 septembre 2015		31 décembre 2014	
	Juste valeur de base	Sensibilité	Juste valeur de base	Sensibilité
Ventes d'électricité à long terme – États-Unis	824	+109 -137	511	+76 -92
Ventes d'électricité à long terme – Alberta	(14)	+14 -7	(13)	+13 -8
Achats d'énergie conditionnels – centrale	(49)	+8 -8	(53)	+9 -8
Contrats structurés dans les marchés de l'est	21	+6 -7	2	+1 -1
Autres	(6)	+3 -4	(4)	+2 -4

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 : 180 MW jusqu'au 30 novembre 2015, 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 2020, les prix du marché de l'électricité à terme ne sont pas facilement observables. Pour ces périodes, des prévisions fondamentales et des indications du marché ont été utilisées comme indicateurs dans les hypothèses sur les prix de base, les prix les plus élevés et les prix les plus bas de l'électricité. La prévision sur les prix de base a été établie en faisant la moyenne des prévisions fondamentales externes (les fournisseurs sont indépendants et sont reconnus comme des experts pour les prévisions et la planification) et les indications du marché. La fourchette des prix à terme par MWh utilisée pour déterminer les justes valeurs de base de niveau III au 30 septembre 2015 se situe entre 36 \$ US et 45 \$ US (41 \$ US et 50 \$ US au 31 décembre 2014).

Le contrat est libellé en dollars américains. Comme le dollar américain s'est apprécié par rapport au dollar canadien entre le 31 décembre 2014 et le 30 septembre 2015, la juste valeur de base et la valeur de sensibilité ont augmenté d'environ respectivement 107 millions de dollars et 18 millions de dollars en raison de la variation du change. Étant donné que le contrat est présenté à la valeur actualisée, les variations à la baisse sur les courbes de rendement en dollars américains ont également fait augmenter la juste valeur de base et la valeur de sensibilité.

ii. Vente d'électricité à long terme – Alberta

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

Pour les périodes au-delà de 2020, les prix du marché à terme de l'électricité 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. 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 à terme par MWh utilisée pour établir les justes valeurs de base de niveau III au 30 septembre 2015 se situe entre 87 \$ et 98 \$ (91 \$ et 99 \$ au 31 décembre 2014).

iii. Contrats d'achat d'électricité conditionnels – centrale

En vertu des contrats d'achat d'électricité conditionnels, la Société a accepté d'acheter de l'électricité selon le rendement réel de production 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 30 septembre 2015 sont de respectivement (0,4) % à 2,8 % (de 0,3 % à 1,5 % au 31 décembre 2014) et 0 % à 9 % (de 0 % à 10 % au 31 décembre 2014).

iv. Contrats structurés dans le marché de l'est

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 consommation spécifique de chaleur tant à des emplacements où les marchés sont liquides que non liquides. Aux termes d'un contrat sur 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 ou non liquides aux emplacements où sont effectués les principaux échanges commerciaux. 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 30 septembre 2015 sont respectivement 75 % à 150 % et 65 % à 109 %.

Les principales données d'entrée non observables utilisées pour l'évaluation des contrats sur consommation spécifique de chaleur sont les volatilités et les corrélations implicites. Les volatilités et les corrélations implicites utilisées pour l'évaluation de la juste valeur de base de niveau III au 30 septembre 2015 sont respectivement de 18 % à 64 % et 36 % à 80 %.

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.

Le tableau suivant résume les facteurs clés ayant une incidence sur la juste valeur des actifs et passifs de gestion du risque lié aux produits de base par niveau de classement au cours des périodes de neuf mois closes respectivement le 30 septembre 2015 et le 30 septembre 2014 :

	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	-	(20)	316	-	58	(35)	-	38	281
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	(7)	-	-	25	(25)	-	18	(25)
Contrats réglés	-	21	(19)	-	(136)	63	-	(115)	44
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 30 septembre 2015	-	(65)	611	-	127	(94)	-	62	517
Informations supplémentaires sur le niveau III :									
Profits comptabilisés dans les autres éléments du résultat global			316			-			316
Total des profits (pertes) inclus(es) dans le résultat avant impôts sur le résultat			19			(60)			(41)
Profits latents compris dans le résultat avant impôts sur le résultat liés aux passifs nets détenus au 30 septembre 2015			-			3			3

	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 2013	-	(66)	55	-	14	11	-	(52)	66
Variations attribuables aux :									
Variations des prix du marché pour les contrats existants	-	(14)	113	-	(5)	16	-	(19)	129
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	(1)	-	-	(12)	17	-	(13)	17
Contrats réglés	-	14	(1)	-	18	(41)	-	32	(42)
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 30 septembre 2014	-	(67)	167	-	15	3	-	(52)	170
Informations supplémentaires sur le niveau III :									
Profits comptabilisés dans les autres éléments du résultat global			113			-			113
Total des profits inclus dans le résultat avant impôts sur le résultat			1			33			34
Pertes latentes comprises dans le résultat avant impôts sur le résultat liées aux actifs nets détenus au 30 septembre 2014			-			(8)			(8)

Les variations importantes des actifs (passifs) nets de gestion du risque lié aux produits de base pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015 sont attribuables aux facteurs suivants :

- 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 changements de valeur du contrat de vente d'électricité à long terme (couverture de niveau III) comme il a été mentionné à la section B)l)c)i) de la présente note.

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 de commercialisation de 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 212 millions de dollars au 30 septembre 2015 (actif net de 115 millions de dollars au 31 décembre 2014), sont classés dans les justes valeurs de niveau II. Les variations importantes dans les autres actifs (passifs) de gestion du risque au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2015 sont principalement attribuables à l'incidence du raffermissement de 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			Total	Valeur comptable totale
	Niveau I	Niveau II	Niveau III		
Dettes à long terme¹ – 30 septembre 2015	-	4 313	-	4 313	4 299
Dettes à long terme ¹ – 31 décembre 2014	-	4 091	-	4 091	3 918

1) Inclut la partie courante et exclut une dette de 73 millions de dollars (64 millions de dollars au 31 décembre 2014) évaluée et comptabilisée à la juste valeur.

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

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

C. Profits et pertes initiaux

La majorité des instruments dérivés négociés par la Société 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 note 8 B) 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 cours du marché sur un

marché actif, des opérations essentiellement identiques observables dans le marché actuel, 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 résumés consolidés 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 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2015	2014	2015	2014
Profit net non amorti au début de la période	189	165	188	160
Nouveaux profits initiaux	7	7	24	16
Variation des taux de change	13	8	24	8
Amortissement comptabilisé dans le résultat net au cours de la période	(3)	(2)	(30)	(6)
Profit net non amorti à la fin de la période	206	178	206	178

9. ACTIVITÉS DE GESTION DU RISQUE

A. Actifs et passifs nets de gestion du risque

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

Au 30 septembre 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	-	13	-	58	71
Non courants	-	533	-	(25)	508
Actifs nets de gestion du risque lié aux produits de base	-	546	-	33	579
Divers					
Courants	(1)	28	-	2	29
Non courants	-	178	6	(1)	183
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque	(1)	206	6	1	212
Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque	(1)	752	6	34	791

Au 31 décembre 2014

	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	-	(2)	-	93	91
Non courants	-	257	-	(10)	247
Actifs nets de gestion du risque lié aux produits de base	-	255	-	83	338
Divers					
Courants	-	56	-	(2)	54
Non courants	-	55	6	-	61
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque	-	111	6	(2)	115
Total des actifs nets de gestion du risque	-	366	6	81	453

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 30 septembre 2015 liée aux activités de négociation pour compte propre de la Société était de 3 millions de dollars (5 millions de dollars en 2014).

b. Risque lié au prix des produits de base – activités de 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 30 septembre 2015, la VaR liée aux instruments dérivés sur les produits de base de la Société utilisés dans les activités de couverture de la production s'établissait à 21 millions de dollars (27 millions de dollars en 2014). La VaR au 30 septembre 2015 associée aux positions et aux couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture s'établissait à 3 millions de dollars (7 millions de dollars au 31 décembre 2014).

II. Risque de change

Dans le cadre de l'opération décrite à la note 3, la Société a conclu des contrats de couverture de change avec TransAlta Renewables afin de réduire pour les actionnaires de TransAlta Renewables le risque que représentent des variations défavorables en dollars australiens des placements résiduels de 392 millions de dollars australiens visant à financer le projet de South Hedland. En outre, la Société a accepté d'atténuer pour les actionnaires de TransAlta Renewables le risque que représentent des variations défavorables en dollars américains et en dollars australiens des flux de trésorerie tirés des actifs australiens par rapport au dollar canadien pour les cinq premières années, à compter de la conclusion de l'opération. L'incidence financière de ces contrats et ententes est éliminée à la consolidation.

Afin d'atténuer une partie du risque qui est imputable aux participations ne donnant pas le contrôle, la Société a conclu des couvertures de change avec des tiers afin d'accroître le pourcentage revenant aux participations ne donnant pas le contrôle des flux de trésorerie prévus au cours des cinq années. La comptabilité de couverture ne s'applique pas à ces couvertures de change; par conséquent, le profit sur ces contrats, totalisant 1 million de dollars et néant, a été comptabilisé à titre de profit de change dans le compte de résultat consolidé résumé pour respectivement les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015.

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 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 30 septembre 2015 :

	Notation de première qualité (en pourcentage)	Notation de qualité inférieure (en pourcentage)	Total (en pourcentage)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs ¹	91	9	100	494
Créances au titre des contrats de location-financement à long terme ²	41	59	100	770
Actifs de gestion du risque ¹	100	-	100	1 056
Total				2 320

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

2) Comprennent un solde de 431 millions de dollars attribuable à un client dont la notation est de qualité inférieure. Le risque de perte importante découlant de cette contrepartie a été évalué comme faible, compte tenu de la position financière de la contrepartie, du fait que la Société fournit ses 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'une seule contrepartie sur le plan des opérations et des couvertures liées aux produits de base, compte tenu de la juste valeur des positions de négociation ouvertes et déduction faite des garanties détenues, était de 30 millions de dollars au 30 septembre 2015 (29 millions de dollars au 31 décembre 2014).

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.

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

	2015	2016	2017	2018	2019	2020 et par la suite	Total
Dettes fournisseurs et charges à payer	386	-	-	-	-	-	386
Dette à long terme ¹	5	35	546	883	1 241	1 668	4 378
(Actifs) passifs de gestion du risque lié aux produits de base	(21)	(44)	(42)	(47)	(61)	(364)	(579)
Autres (actifs) passifs de gestion du risque	(15)	(15)	(108)	(74)	-	-	(212)
Intérêt sur la dette à long terme ²	53	207	200	160	124	807	1 551
Dividendes à verser	59	-	-	-	-	-	59
Total	467	183	596	922	1 304	2 111	5 583

1) Exclut l'incidence de la comptabilité de couverture et inclut les facilités de crédit utilisées qui devraient venir à échéance entre 2016 et 2018.

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

Au 30 septembre 2015, la Société fournissait une garantie de 96 millions de dollars (73 millions de dollars au 31 décembre 2014) 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, applicables notamment en cas de révision à la baisse de la note de crédit. Si pareille révision survenait, la Société serait tenue de fournir une garantie additionnelle de 143 millions de dollars à ses contreparties (86 millions de dollars au 31 décembre 2014).

10. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

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

	Terrains	Production de charbon	Production gazière	Production d'énergie renouvelable	Biens et matériel miniers	Actifs en construction	Pièces de rechange amortissables et autres ¹	Total
Au 31 décembre 2014	82	2 862	876	2 169	615	341	293	7 238
Ajouts	1	-	6	-	-	365	3	375
Acquisitions (note 3)	-	-	-	211	-	-	-	211
Ajouts – contrats de location-financement	-	-	-	-	7	-	-	7
Cessions (note 3)	-	-	(244)	-	-	-	(1)	(245)
Reprises pour dépréciation d'actifs	-	-	1	-	-	-	-	1
Amortissement	-	(207)	(68)	(74)	(44)	-	(9)	(402)
Révision et augmentation des frais de démantèlement et de remise en état	-	(17)	(3)	(8)	(2)	-	-	(30)
Mise hors service d'actifs	-	(9)	(6)	(4)	(2)	-	(1)	(22)
Variation des taux de change	1	53	(3)	14	8	(4)	6	75
Transferts	10	166	122	28	33	(346)	(13)	-
Au 30 septembre 2015	94	2 848	681	2 336	615	356	278	7 208

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.

11. FACILITÉS DE CRÉDIT, DETTE À LONG TERME ET OBLIGATIONS AU TITRE DES CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT

A. Dette et lettres de crédit

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux	30 septembre 2015			31 décembre 2014		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹
Facilités de crédit ²	832	832	2,7 %	96	96	2,8 %
Débetures	1 044	1 051	6,0 %	1 043	1 051	6,1 %
Billets de premier rang ³	2 149	2 147	4,9 %	2 444	2 436	4,9 %
Sans recours ⁴	330	331	5,3 %	380	383	5,9 %
Divers	17	17	5,9 %	19	19	5,9 %
	4 372	4 378		3 982	3 985	
Obligations au titre des contrats de location-financement	78			74		
	4 450			4 056		
Moins : partie courante de la dette à long terme	(32)			(738)		
Moins : partie courante des obligations au titre des contrats de location-financement	(15)			(13)		
Total de la partie courante de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement	(47)			(751)		
Total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement	4 403			3 305		

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 30 septembre 2015 (2,1 milliards de dollars au 31 décembre 2014).

4) Inclut 62 millions de dollars américains au 30 septembre 2015 (20 millions de dollars américains au 31 décembre 2014).

Le 15 janvier 2015, les billets de premier rang à 4,75 % de 500 millions de dollars américains de la Société sont arrivés à échéance et ont été payés au moyen des liquidités existantes.

Le 11 février 2015, la Société et son partenaire ont émis des obligations sans recours garanties par l'installation de Pingston qu'ils détiennent conjointement. La quote-part du produit brut revenant à la Société s'élevait à 45 millions de dollars. Les obligations sans recours portent intérêt au taux fixe annuel de 2,95 %. Les intérêts sont payables tous les semestres, et aucun remboursement de capital n'est exigible avant l'échéance en mai 2023. Le produit a été affecté au remboursement des débetures sans recours de 35 millions de dollars qui portent intérêt à 5,28 % liées à l'installation de Pingston.

Le 1^{er} septembre 2015, les débetures sans recours à 5,33 % de 120 millions de dollars de la Société sont arrivées à échéance et ont été payées au moyen des liquidités existantes. La Société a également conclu l'acquisition d'actifs d'énergie solaire (se reporter à la note 3) et a pris en charge une dette sans recours, à taux variable, d'environ 42 millions de dollars américains, dont une tranche d'environ 32 millions de dollars américains est couverte à un taux fixe de 4,698 %.

Au 30 septembre 2015, les facilités de crédit consenties et les facilités de crédit bilatérales de TransAlta totalisaient 2,1 milliards de dollars (2,1 milliards de dollars au 31 décembre 2014), dont un montant de 0,9 milliard de dollars (1,6 milliard de dollars au 31 décembre 2014) n'avait pas été utilisé et était disponible, sous réserve des modalités d'emprunt habituelles.

Le 1^{er} octobre 2015, la Société a émis des débetures sans recours comme il est mentionné à la note 16.

Les lettres de crédit en cours au 30 septembre 2015 totalisaient 449 millions de dollars (396 millions de dollars au 31 décembre 2014), et aucun montant (aucun montant au 31 décembre 2014) n'a été exercé par des contreparties en vertu de ces arrangements.

Toutes les lettres de crédit arrivent à échéance à moins de un an et devraient être renouvelées, au besoin, dans le cours normal des affaires.

La dette de la Société comporte des modalités et conditions, y compris des clauses restrictives financières, qui sont considérées comme normales et courantes. Au 30 septembre 2015, la Société se conformait à toutes les clauses restrictives de la dette.

B. Restrictions

Les débetures sans recours d'un montant de 229 millions de dollars (344 millions de dollars au 31 décembre 2014) émises par Canadian Hydro Developers, Inc. («CHD»), filiale de la Société, comprennent des clauses restrictives exigeant que le produit 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 101 millions de dollars (35 millions de dollars au 31 décembre 2014) 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.

12. ACTIONS ORDINAIRES

A. Émises et en circulation

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

	Trois mois clos les 30 sept.				Neuf mois clos les 30 sept.			
	2015		2014		2015		2014	
	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant
Émises et en circulation au début de la période	278,7	3 039	271,8	2 962	275,0	3 001	268,2	2 916
Émises en vertu du régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions ordinaires facultatif	1,9	19	1,6	19	5,6	57	5,2	65
Montants à recevoir en vertu du régime d'actionariat des employés	-	(2)	-	(2)	-	(2)	-	(2)
Émises et en circulation à la fin de la période	280,6	3 056	273,4	2 979	280,6	3 056	273,4	2 979

B. Dividendes

Le 21 juillet 2015, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,18 \$ par action ordinaire qui sera versé le 1^{er} octobre 2015. Au versement, 3,4 millions d'actions ordinaires ont été émises à l'égard des dividendes réinvestis.

Le 29 octobre 2015, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,18 \$ par action ordinaire qui sera versé le 1^{er} janvier 2016.

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 résumés intermédiaires non audités.

13. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

A. Émises et en circulation

La totalité des actions émises et en circulation sont des actions privilégiées de premier rang à taux fixe et à dividende cumulatif rachetables et ne comportant pas de droit de vote. Les porteurs ont le droit de recevoir des dividendes en espèces fixes trimestriels cumulatifs à un taux donné, sur approbation du conseil d'administration. Se reporter à la note 25 des états financiers consolidés annuels les plus récents de la Société pour obtenir de l'information à propos des modalités relatives aux actions privilégiées.

Au 30 septembre 2015 et au 31 décembre 2014, la Société avait respectivement 12,0 millions, 11,0 millions, 9,0 millions et 6,6 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de séries A, C, E et G, émises et en circulation.

B. Dividendes

Le tableau suivant présente les dividendes sur actions privilégiées déclarés au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre :

Série	Montants trimestriels par action	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
		2015	2014	2015	2014
A	0,2875	3	3	10	10
C	0,2875	4	4	10	10
E	0,3125	2	2	8	8
G	0,33125	3	-	7	-
Total pour la période		12	9	35	28

Le 29 octobre 2015, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,2875 \$ par action privilégiée de série A et de série C, de 0,3125 \$ par action privilégiée de série E et de 0,33125 \$ par action privilégiée de série G. Ces dividendes seront versés le 31 décembre 2015.

14. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

A. Engagement lié au projet de loi intitulé TransAlta Energy

Le 30 juillet 2015, la Société a annoncé qu'elle officialisera son engagement d'investir 55 millions de dollars américains sur la durée de vie résiduelle de dix ans de la centrale alimentée au charbon de Centralia afin de promouvoir l'efficacité énergétique et de soutenir l'expansion économique et le développement de la collectivité ainsi que les initiatives de formation et de recyclage professionnels dans l'État de Washington en renonçant au droit de résiliation de son engagement en fonction du niveau des ventes des contrats de la centrale. Au 30 septembre 2015, la Société a financé une tranche de 14 millions de dollars américains de l'engagement, qui est comptabilisée à titre d'autre actif dans les états de la situation financière consolidés résumés.

B. Éventualités

TransAlta est à l'occasion partie à diverses réclamations et diverses actions judiciaires et procédures réglementaires dans le cours normal des affaires. TransAlta examine chacune de ces réclamations, notamment leur nature, le montant en question et l'existence de garanties d'assurance pertinentes. Rien ne garantit que les réclamations auront une issue favorable pour la Société ou qu'elles

n'auront pas d'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.

15. INFORMATIONS SECTORIELLES

A. Résultats sectoriels

Trois mois clos le 30 septembre 2015	Charbon Canada	Charbon États-Unis	Gaz	Énergie éolienne ¹	Énergie hydroélectrique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	253	172	140	38	28	10	-	641
Combustible et achats d'électricité	116	121	57	3	2	-	-	299
Marge brute	137	51	83	35	26	10	-	342
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	51	15	24	11	9	4	16	130
Amortissement	62	15	22	26	7	-	7	139
Provision pour frais de restructuration	2	1	1	-	-	3	4	11
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	-	-	1	2	-	-	6
Autres résultats d'exploitation, montant net	(2)	-	-	-	-	56	-	54
Résultats d'exploitation	21	20	36	(3)	8	(53)	(27)	2
Produits tirés des contrats de location-financement	-	-	15	-	-	-	-	15
Profit à la vente d'actifs	-	-	263	-	-	-	-	263
Charge d'intérêt nette	-	-	-	-	-	-	-	(63)
Perte de change	-	-	-	-	-	-	-	2
Résultat avant impôts sur le résultat	-	-	-	-	-	-	-	219

1) Comprend, à compter du 1^{er} septembre 2015, les résultats des centrales d'énergie solaire acquises.

Trois mois clos le 30 septembre 2014 (Retraité – voir note 2)	Charbon Canada	Charbon États-Unis	Gaz	Énergie éolienne	Énergie hydroélectrique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	260	144	149	43	40	3	-	639
Combustible et achats d'électricité	126	84	60	3	4	-	-	277
Marge brute	134	60	89	40	36	3	-	362
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	52	11	25	11	13	7	19	138
Amortissement	59	13	28	22	6	-	7	135
Reprise pour dépréciation d'actifs	-	-	(1)	-	-	-	-	(1)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	1	-	2	-	-	1	7
Résultats d'exploitation	20	35	37	5	17	(4)	(27)	83
Produits tirés des contrats de location-financement	-	-	12	-	-	-	-	12
Charge d'intérêt nette	-	-	-	-	-	-	-	(64)
Résultat avant impôts sur le résultat	-	-	-	-	-	-	-	31

Neuf mois clos le 30 septembre 2015	Charbon Canada	Charbon États-Unis	Gaz	Énergie éolienne ¹	Énergie hydroélectrique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	704	246	447	160	91	24	-	1 672
Combustible et achats d'électricité	328	210	183	9	6	-	-	736
Marge brute	376	36	264	151	85	24	-	936
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	148	37	71	35	29	13	50	383
Amortissement	178	47	75	70	19	-	20	409
Recouvrement de la dépréciation d'actifs	-	-	(1)	-	-	-	-	(1)
Provision pour frais de restructuration	9	1	1	-	-	3	4	18
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	9	2	2	5	3	-	-	21
Autres résultats d'exploitation, montant net	(2)	-	-	-	-	56	-	54
Résultats d'exploitation	34	(51)	116	41	34	(48)	(74)	52
Produits tirés des contrats de location-financement	-	-	41	-	-	-	-	41
Profit à la vente d'actifs	-	-	263	-	-	-	-	263
Charge d'intérêt nette	-	-	-	-	-	-	-	(182)
Perte de change	-	-	-	-	-	-	-	1
Résultat avant impôts sur le résultat	-	-	-	-	-	-	-	175

1) Comprend, à compter du 1^{er} septembre 2015, les résultats des centrales d'énergie solaire acquises.

Neuf mois clos le 30 septembre 2014 (Retraité – voir note 2)	Charbon Canada	Charbon États-Unis	Gaz	Énergie éolienne	Énergie hydroélectrique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	750	266	537	172	104	76	-	1 905
Combustible et achats d'électricité	364	176	266	10	8	-	-	824
Marge brute	386	90	271	162	96	76	-	1 081
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	148	35	75	34	34	27	51	404
Amortissement	175	40	83	66	18	-	20	402
Reprise pour dépréciation d'actifs	-	-	(1)	-	-	-	-	(1)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	9	2	2	5	2	-	1	21
Autres résultats d'exploitation, montant net	-	-	-	-	(2)	5	-	3
Résultats d'exploitation	54	13	112	57	44	44	(72)	252
Produits tirés des contrats de location-financement	-	-	36	-	-	-	-	36
Profit à la vente d'actifs	-	-	-	-	-	-	-	1
Charge d'intérêt nette	-	-	-	-	-	-	-	(192)
Perte de change	-	-	-	-	-	-	-	(7)
Résultat avant impôts sur le résultat	-	-	-	-	-	-	-	90

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015, la Société a comptabilisé une dépréciation de 17 millions de dollars (dépréciation de 6 millions de dollars au 30 septembre 2014) et une dépréciation de 19 millions de dollars (dépréciation de 6 millions de dollars au 30 septembre 2014) au titre des stocks de charbon afin d'en ramener la valeur 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 les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015, le secteur Énergie éolienne comprend des montants de 4 millions de dollars (4 millions de dollars au 30 septembre 2014) et de 14 millions de dollars (15 millions de dollars au 30 septembre 2014) d'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 de la dotation aux amortissements selon les comptes de résultat consolidés résumés et de celle selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés est présenté dans le tableau qui suit :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2015	2014	2015	2014
Dotation aux amortissements selon les comptes de résultat consolidés résumés	139	135	409	402
Amortissement compris dans le poste Combustible et achats d'électricité	14	13	43	41
Dotation aux amortissements selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés	153	148	452	443

16. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

A. Acquisition de parcs éoliens aux États-Unis

Le 1^{er} octobre 2015, la Société a conclu l'acquisition déjà annoncée de la totalité des participations des membres de Odin Wind Power LLC, propriétaire du parc éolien Lakeswind de 50 MW situé au Minnesota, pour une contrepartie en trésorerie de 49 millions de dollars ainsi que la prise en charge de certaines obligations liées à la masse fiscale. Le parc éolien fait l'objet de contrats d'achat d'électricité à long terme jusqu'en 2034 conclus avec des contreparties de premier ordre. La Société procède à l'évaluation de la juste valeur des actifs et passifs identifiables de l'entité.

B. Financement d'actifs d'énergie éolienne en Ontario

Le 1^{er} octobre 2015, Melancthon Wolfe Wind LP (l'«émetteur»), filiale en propriété exclusive de TransAlta Renewables, a conclu un placement d'obligations de 442 millions de dollars, lesquelles sont garanties par une sûreté de premier rang sur tous les actifs de l'émetteur, les parcs éoliens Melancthon et Wolfe Island. Les obligations sont amortissables et portent intérêt au taux de 3,834 %. Les intérêts sont payables tous les semestres et les obligations viennent à échéance le 31 décembre 2028.

Le produit net de ce placement servira à réduire l'utilisation des facilités de crédit de la Société.

INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

		30 sept. 2015	31 déc. 2014
Cours de clôture (TSX) (\$)		6,20	10,52
Fourchette de cours pour les 12 derniers mois (TSX) (\$)	Haut	12,34	14,94
	Bas	5,63	9,81
Dette nette ajustée sur le capital investi (%)		55,4	56,3
Dette nette ajustée sur le capital investi, exclusion faite de la dette sans recours ¹ (%)		53,6	54,1
Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ² (multiple)		4,8	4,2
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires ² (%)		8,2	6,3
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison ^{1,2} (%)		(0,2)	3,0
Rendement du capital investi ² (%)		6,2	5,8
Rendement du capital investi aux fins de comparaison ^{1,2} (%)		3,9	5,1
Dividendes en espèces par action ² (\$)		0,72	0,83
Couverture par le résultat ² (multiple)		2,0	1,7
Ratio de distribution fondé sur les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ^{1,2} (%)		28,7	26,4
Rendement des actions ² (%)		11,6	7,9
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée ² (%)		14,8	16,9
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) Ces ratios intègrent des composantes qui ne sont pas définies selon les IFRS. Aucune de ces mesures ne doit être utilisée séparément ou en remplacement du rendement financier ou de la situation financière de la Société tels qu'ils sont présentés selon les IFRS. Ces ratios sont des mesures complémentaires utiles pour évaluer le rendement financier, l'efficacité et la situation de trésorerie de la Société et sont courants dans les rapports des autres sociétés, mais peuvent être définis et appliqués autrement. Pour un rapprochement des mesures non conformes aux IFRS utilisées dans ce calcul, se reporter à la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

2) Pour les 12 derniers mois.

FORMULES DES RATIOS

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

Dettes nettes ajustées sur le BAIIA aux fins de comparaison = dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement, y compris la partie courante et la juste valeur (de l'actif) du passif 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'intérêt nette ou résultat aux fins de comparaison avant participations ne donnant pas le contrôle et impôts sur le résultat + charge d'intérêt 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'intérêt nette / intérêts sur la dette + 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées - produit d'intérêt

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

Rendement des actions = dividende 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 les 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 (de l'actif) du passif 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'intérêt - intérêts incorporés au coût de l'actif / intérêts sur la dette + 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées - produit d'intérêt

GLOSSAIRE DE TERMES CLÉS

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.

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

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.

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.

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.

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.

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.

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.

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



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