



RAPPORT DE GESTION

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

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités de TransAlta Corporation pour les périodes de trois mois closes les 31 mars 2015 et 2014, ainsi qu'avec les états financiers consolidés 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 27 avril 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. 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 et flux de trésorerie disponibles», et «Résultats et autres mesures aux fins de comparaison» du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent rapport de gestion, les documents intégrés par renvoi ainsi que d'autres rapports et documents déposés auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières comprennent des énoncés prospectifs ou de l'information prospective (collectivement désignés aux présentes par les «énoncés prospectifs») au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables. Tous les énoncés prospectifs reposent sur nos croyances 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», «s'attendre à», «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, à l'achèvement et à la mise en service de projets en cours, y compris des projets d'envergure, tels que le projet de South Hedland, et leurs coûts connexes; les attentes quant aux mesures que prendra l'Alberta Electric System Operator pour résoudre les problèmes liés aux contraintes régionales du réseau du système de transport de l'Alberta; les dépenses engagées dans les projets de croissance et les projets d'investissement de maintien et de productivité; les attentes en matière de coûts d'exploitation, de dépenses d'investissement et de coûts d'entretien, et la variabilité de ces coûts, y compris les attentes à l'égard des économies de coûts qui devraient découler de l'entente visant des travaux d'entretien d'envergure conclue avec Alstom; l'incidence de certaines couvertures sur le résultat et les flux de trésorerie futurs; les attentes relatives au résultat futur et aux flux de trésorerie futurs liés aux activités d'exploitation et 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 de 2015); les attentes à l'égard des ratios financiers (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 la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison); les estimations des conditions de l'offre et de la demande de combustible et les coûts d'approvisionnement en combustible; les attentes quant à la demande d'électricité à court et à long terme et son incidence sur les prix de l'électricité; l'incidence de la croissance de la charge, de la capacité accrue et des coûts du gaz naturel sur les prix de l'électricité; les attentes à l'égard de la disponibilité du secteur Production, de la capacité et de la production; les attentes relatives au rôle que joueront les différentes sources d'énergie pour répondre aux besoins énergétiques futurs; le financement prévu de nos dépenses d'investissement; la réglementation et la législation gouvernementales prévues, leur incidence prévue sur la Société et le calendrier de leur mise en œuvre, ainsi que le coût lié au respect de celles-ci; nos stratégies commerciales et le risque qu'elles comportent; les estimations des taux d'imposition futurs et de la charge d'impôts futurs ainsi que le caractère adéquat des provisions pour impôts; les estimations comptables; les taux de croissance prévus sur nos marchés; nos attentes relativement à l'issue des procédures devant l'Alberta Utilities Commission («AUC») ainsi qu'au titre de l'issue des réclamations contractuelles ou réclamations juridiques existantes ou éventuelles, des enquêtes réglementaires et des litiges; les attentes relatives au renouvellement des conventions collectives; les attentes quant à la capacité d'accès aux marchés financiers à des conditions raisonnables; 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; la surveillance de notre exposition au risque de liquidité; les attentes quant à la conjoncture économique mondiale et la plus grande surveillance de la part des investisseurs de notre performance en matière de développement durable; nos pratiques de crédit; l'apport estimé du secteur Commercialisation de l'énergie à la marge brute; et les attentes relatives au rendement des actifs de TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables») et les projets et les opérations proposées de vente d'actifs faisant l'objet de contrats et de participations financières dans des actifs à TransAlta Renewables; les attentes relatives à la détention continue d'actions ordinaires de TransAlta Renewables; les attentes quant à l'opération (comme définie dans le présent document),

y compris le respect des conditions et les approbations, la réception des approbations des actionnaires et des organismes de réglementation requises; l'incidence, les résultats et les avantages perçus de l'opération, y compris le produit net en espèces, et une augmentation de notre participation dans TransAlta Renewables et le financement efficace du projet de South Hedland; le produit net du placement de reçus de souscription réalisé dans le cadre de l'opération et son emploi prévu; et les 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.

Parmi les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur nos énoncés prospectifs, on compte les risques concernant : les fluctuations des cours et de 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 des 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, notamment 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 tout en maintenant des 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; la non-réalisation de projets de vente d'actifs faisant l'objet de contrats ou de participations financières à TransAlta Renewables en raison de l'incapacité de convenir des conditions commerciales avec les administrateurs indépendants de TransAlta Renewables, des conditions du marché défavorables ou de l'incapacité d'obtenir les approbations requises des organismes de réglementation, des actionnaires ou de tout autre tiers (y compris à l'égard de l'opération); et la réception des approbations réglementaires applicables à l'égard des activités existantes et proposées et des initiatives de croissance.

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 31 mars	2015	2014
Produits des activités ordinaires	593	775
BAIIA aux fins de comparaison ¹	275	310
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	7	49
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison ¹	26	47
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ¹	211	238
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	153	279
Flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison ¹	110	139
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,03	0,18
Résultat net par action aux fins de comparaison ¹	0,09	0,17
Fonds provenant des activités d'exploitation par action aux fins de comparaison ¹	0,76	0,88
Flux de trésorerie disponibles par action aux fins de comparaison ¹	0,40	0,51
Dividendes versés par action ordinaire	0,18	0,29
	31 mars	31 déc.
Aux	2015	2014
Total de l'actif	10 050	9 833
Total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement ²	4 245	4 056
Total des passifs non courants	5 341	4 504

Faits saillants financiers

- Pour le trimestre, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 35 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2014, pour s'établir à 275 millions de dollars, du fait principalement d'une baisse du BAIIA aux fins de comparaison enregistré par le secteur Commercialisation de l'énergie. La baisse du BAIIA aux fins de comparaison du secteur Commercialisation de l'énergie est attribuable à l'atténuation de la volatilité dans les marchés de l'est par opposition aux conditions extraordinaires qui ont prévalu au premier trimestre de l'exercice précédent. Le recul des prix de l'énergie en Alberta et dans la région nord-ouest du Pacifique n'a pas eu d'incidence importante sur nos résultats pour le trimestre, étant donné que la majeure partie de notre production assujettie à des contrats fait l'objet de couvertures.
- La baisse du BAIIA aux fins de comparaison a donné lieu à une diminution de 27 millions de dollars des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison qui se sont établis à 211 millions de dollars pour la période de trois mois close le 31 mars 2015, par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent.
- Au cours du trimestre, le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison a été de 26 millions de dollars (résultat net de 0,09 \$ par action), une baisse par rapport au résultat net aux fins de comparaison de 47 millions de dollars (résultat net de 0,17 \$ par action) en regard de la période correspondante de 2014, la diminution de la charge d'intérêt nette et des impôts sur le résultat et la hausse des profits de change ayant contrebalancé en partie le recul du BAIIA aux fins de comparaison.

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», «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.

- Le résultat net présenté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a été de 7 millions de dollars pour le trimestre (résultat net de 0,03 \$ par action), en comparaison d'un résultat net de 49 millions de dollars (résultat net de 0,18 \$ par action) pour la période correspondante de 2014. Les différences entre le résultat net aux fins de comparaison et le résultat net présenté sont principalement attribuables aux variations de la juste valeur des couvertures dont la désignation a été annulée et des couvertures économiques du secteur Charbon aux États-Unis¹, compte non tenu de la charge d'impôts connexe.
- L'accroissement des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement s'explique par l'incidence du raffermissement du dollar américain sur notre dette libellée en dollars américains. Cet accroissement est contrebalancé par une augmentation correspondante des actifs libellés en dollars américains.

Faits saillants des initiatives stratégiques

Au cours du trimestre, nous avons continué de solidifier 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 :

- Conclusion d'une convention aux termes de laquelle TransAlta Renewables a convenu d'investir 1,8 milliard de dollars aux fins de l'acquisition d'une participation financière fondée sur les flux de trésorerie de nos actifs australiens et du financement de la construction du projet de centrale alimentée au gaz de South Hedland. Une fois réalisée, cette opération optimisera la valeur de nos activités en grande partie assujetties à des contrats en Australie et nous permettra de mobiliser un produit en espèces d'environ 215 millions de dollars qui sera affecté à la réduction de notre dette. Une partie du produit autre qu'en espèces de l'opération entraînera une augmentation de notre participation dans TransAlta Renewables, qui passera de 70 % à 76 %.
- Achèvement réussi de la construction du gazoduc relié à notre centrale électrique de Solomon.
- Début de la construction du projet d'électricité de South Hedland.
- Conclusion d'un nouveau contrat d'approvisionnement en énergie de 72 mégawatts («MW») d'une durée de 15 ans pour notre centrale de Windsor avec l'Independent Electricity System Operator («IESO») de l'Ontario.
- Suppression de 122 postes dans le secteur Charbon au Canada, qui a donné lieu à des économies durables de 12 millions de dollars par année.

Résultats d'exploitation

Le tableau suivant présente le BAIIA aux fins de comparaison :

Trois mois clos les 31 mars	2015	2014
Disponibilité (%) ²	89,8	91,5
Disponibilité ajustée (%) ³	91,3	91,5
Production (GWh) ^{2, 4}	9 900	12 067
BAIIA aux fins de comparaison		
Secteur Charbon au Canada	95	95
Secteur Charbon aux États-Unis	23	17
Gaz	83	83
Énergie éolienne	55	63
Énergie hydroélectrique	14	20
Commercialisation de l'énergie	23	49
Siège social	(18)	(17)
Total du BAIIA aux fins de comparaison	275	310

- Charbon au Canada : Le BAIIA aux fins de comparaison pour le premier trimestre a été comparable à celui de la période correspondante de 2014. L'incidence positive de nos couvertures et de nos contrats et la baisse du coût du carburant ont contrebalancé l'effet de l'augmentation du nombre d'interruptions non planifiées et de la diminution des prix.
- Charbon aux États-Unis : Le BAIIA aux fins de comparaison s'est établi à 23 millions de dollars au cours du trimestre par rapport à 17 millions de dollars pour la période correspondante de 2014. L'augmentation du BAIIA aux fins de comparaison découle essentiellement du recul des prix de l'électricité de remplacement en 2015, qui a donné lieu à une hausse des marges attribuables à la répartition économique ainsi qu'à la contribution du contrat avec Puget Sound Energy aux termes duquel nous avons commencé à fournir 180 MW de charge de base en décembre 2014. Les résultats sectoriels ont également été favorablement touchés par l'appréciation du dollar américain qui a contrebalancé en partie l'incidence que cette appréciation a eue sur notre dette et notre charge d'intérêt.
- Gaz : Le BAIIA aux fins de comparaison du premier trimestre a été conforme à celui de la période correspondante de 2014, malgré la baisse de prix en Alberta, nos couvertures et nos contrats ayant atténué l'incidence de la baisse des prix. Nous avons commencé à tirer des produits du gazoduc australien après sa mise en service en mars.
- Énergie éolienne : Le BAIIA aux fins de comparaison a diminué au cours du trimestre pour s'établir à 55 millions de dollars, en regard de 63 millions de dollars pour la période correspondante de 2014, du fait principalement de la diminution des volumes d'énergie éolienne par rapport à ceux de l'exercice précédent et de la baisse des prix du marché en Alberta.
- Hydroélectricité : Le BAIIA aux fins de comparaison a reculé de 6 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2014, pour s'établir à 14 millions de dollars, en raison surtout de l'atténuation de la volatilité sur le marché de l'énergie en Alberta et du prix plus bas des services accessoires. Même si nos centrales hydroélectriques sont entièrement assujetties à des contrats, la faible volatilité sur le marché de l'Alberta a limité notre capacité à tirer profit de notre flexibilité à produire de l'électricité au cours des heures facturées à des prix plus élevés.

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

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

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

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

- Commercialisation de l'énergie : Le secteur Commercialisation de l'énergie a enregistré un BAIIA aux fins de comparaison de 23 millions de dollars au cours du trimestre, en baisse de 26 millions de dollars par rapport à celui du premier trimestre de 2014, du fait principalement de l'atténuation de la volatilité du prix des produits de base qui a entraîné une baisse des possibilités de négociation. Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2014, la conjoncture du marché a été considérablement volatile par suite des phénomènes météorologiques extrêmes.
- Secteur Siège social : Au premier trimestre de 2015, notre secteur Siège social a engagé des charges similaires à celles de la période correspondante de 2014.

DISPONIBILITÉ ET PRODUCTION

La disponibilité pour la période de trois mois close le 31 mars 2015 a diminué comparativement à celle de la période correspondante de 2014, du fait surtout de l'augmentation du nombre d'interruptions non planifiées dans le secteur Charbon au Canada. Au cours du trimestre, l'unité 4 de la centrale de Sundance a été mise hors service pendant 21 jours et, comme il est mentionné à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture», un cas de force majeure est survenu le 17 mars 2015 à l'unité 1 de la centrale de Keephills.

La diminution de la production au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2015 par rapport à la production de la période correspondante de 2014 est également imputable au fait que la répartition économique saisonnière a débuté plus tôt dans le secteur Charbon aux États-Unis, l'hiver ayant été doux dans la région du nord-ouest du Pacifique.

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

Trois mois clos les 31 mars	2015	2014
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	153	279
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	49	(42)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	202	237
Ajustements :		
Paiement des frais de restructuration	7	-
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	1	1
Frais d'entretien liés aux inondations, déduction faite du recouvrement d'assurance	1	-
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	211	238
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien	(70)	(64)
Dividendes versés sur les actions privilégiées	(12)	(9)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(19)	(26)
Flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison	110	139
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	277	270
Fonds provenant des activités d'exploitation par action aux fins de comparaison	0,76	0,88
Flux de trésorerie disponibles par action aux fins de comparaison	0,40	0,51

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

Trois mois clos les 31 mars	2015	2014
BAIIA aux fins de comparaison	275	310
Pertes latentes sur les activités de gestion du risque	5	5
Charge d'intérêt	(55)	(61)
Provisions	(9)	(2)
Charge d'impôt exigible	(6)	(8)
Profit de change réalisé	8	4
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(5)	(3)
Autres éléments sans effet de trésorerie	(2)	(7)
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	211	238

Les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 31 mars 2015 ont reculé de 27 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2014, pour s'établir à 211 millions de dollars, ce qui s'explique avant tout par la diminution du BAIIA aux fins de comparaison et un paiement au titre du règlement d'un cas de force majeure. La diminution de la charge d'intérêt attribuable à la baisse de l'encours de la dette et les profits de change réalisés ont contrebalancé une partie du manque à gagner.

Les flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 31 mars 2015 ont baissé de 29 millions de dollars comparativement à ceux de la période correspondante de 2014 pour s'établir à 110 millions de dollars.

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.

Les méthodes et les ratios utilisés par les agences de notation pour évaluer notre note de solvabilité ne sont pas publiés. Nous avons élaboré notre propre définition des ratios et des objectifs pour 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

	31 mars 2015	31 décembre 2014
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ¹	735	762
Ajouter : intérêts sur la dette déduction faite du produit d'intérêt et des intérêts incorporés au coût de l'actif ¹	230	236
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison avant intérêts¹	965	998
Intérêts sur la dette déduction faite du produit d'intérêt ¹	236	239
Ajouter : 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées ¹	22	21
Intérêts ajustés¹	258	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 se situe dans une fourchette de quatre à cinq fois. La réduction de notre couverture au cours du trimestre découle de la baisse des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison par rapport à il y a un an. Nous visons un ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison avant intérêts sur les intérêts ajustés se situant dans la fourchette souhaitée d'ici la fin de l'exercice.

1) Pour les 12 derniers mois.

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

	31 mars 2015	31 déc. 2014
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ¹	735	762
Déduire : 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées ¹	(22)	(21)
Fonds aux fins de comparaison ajustés¹	713	741
Dette à long terme à la fin de la période, y compris les obligations au titre des contrats de location-financement	4 245	4 056
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie (excluant les liquidités soumises à restrictions)	(61)	(43)
Juste valeur (positive) des instruments de couverture sur la dette ²	(112)	(96)
Dette nette ajustée	4 543	4 388
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée (%)	15,7	16,9

Notre ratio cible au titre des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée se situe dans une fourchette de 20 % à 25 %. Nous prévoyons atteindre cet objectif en 2016. La diminution du ratio au cours du premier trimestre découle de la baisse des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent 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.

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

	31 mars 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	4 245	4 056
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(61)	(43)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471
Juste valeur (positive) des instruments de couverture sur la dette ²	(112)	(96)
Dette nette ajustée	4 543	4 388
BAIIA aux fins de comparaison¹	1 001	1 036
Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison (multiple)	4,5	4,2

Notre ratio cible au titre de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison se situe dans une fourchette de trois à quatre fois. Au cours du premier trimestre de 2015, 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 le trimestre en regard de celui de la période correspondante de l'exercice précédent 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) Compris dans les actifs et passifs de gestion du risque des états financiers consolidés résumés aux 31 mars 2015 et 2014.

Nous prévoyons affecter le produit net de l'investissement de TransAlta Renewables dans la participation financière de notre portefeuille d'actifs australiens, qui représente environ 215 millions de dollars, pour réduire notre dette au moment de la conclusion de l'opération au début de mai. Sur une base pro forma, en supposant l'affectation du produit net prévu au remboursement de notre dette au 31 mars, notre ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée aurait augmenté, pour passer de 15,7 % à 16,5 %, et notre ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison aurait diminué, pour passer de 4,5 fois à 4,3 fois.

ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS ET ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Convention d'investissement avec TransAlta Renewables Inc.

Le 23 mars 2015, nous avons conclu une convention d'investissement avec TransAlta Renewables, aux termes de laquelle TransAlta Renewables a convenu d'acquérir une participation financière fondée sur les flux de trésorerie de nos actifs australiens composés de notre portefeuille australien d'actifs de production d'énergie et de notre participation dans le gazoduc de Fortescue River (le «portefeuille») et de financer les coûts restants du projet de centrale alimentée au gaz de South Hedland pour une valeur combinée d'environ 1,78 milliard de dollars (l'«opération»). Le portefeuille se compose 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 consistera en l'acquisition de titres qui, au total, procureront une participation financière fondée sur les flux de trésorerie du portefeuille correspondant plus ou moins aux résultats distribuables nets sous-jacents.

Nous prévoyons que l'opération procurera à TransAlta les avantages importants suivants :

- un produit net en espèces d'environ 215 millions de dollars qui sera affecté à la réduction de la dette et au renforcement de notre situation financière;
- une augmentation de notre participation dans TransAlta Renewables, qui passera de 70 % à 76 %;
- un avantage tiré de la désactualisation prévue des flux de trésorerie par action de TransAlta Renewables par suite de cette opération;
- une source efficace de financement du projet de South Hedland en construction dont les activités commerciales et les flux de trésorerie différentiels devraient commencer au milieu de 2017;
- la création d'une entité plus solide, plus diversifiée et sponsorisée, qui positionnera TransAlta et TransAlta Renewables en vue d'une croissance future.

Le 8 avril 2015, TransAlta Renewables a déposé un prospectus simplifié définitif aux fins du placement de 15 820 000 reçus de souscription (chacun, un «reçu de souscription») à un prix de 12,65 \$ par reçu de souscription pour un produit brut d'environ 200 millions de dollars. De plus, TransAlta Renewables a accordé aux preneurs fermes une option de surallocation pouvant être exercée en tout temps dans les 30 jours suivant la date de clôture du placement, permettant de souscrire jusqu'à concurrence de 2 373 000 reçus de souscription au même prix, pour un produit brut pouvant s'élever jusqu'à environ 30 millions de dollars. La clôture du placement a eu lieu le 15 avril 2015 et l'exercice partiel de l'option de surallocation à l'égard de 2 038 423 reçus de souscription a expiré le 23 avril 2015, le produit brut revenant à TransAlta Renewables s'étant établi à environ 226 millions de dollars.

À la clôture de l'opération, nous prévoyons recevoir de TransAlta Renewables un produit net en espèces pouvant s'élever à environ 215 millions de dollars et des actions ordinaires et de catégorie B de TransAlta Renewables d'un capital d'environ 1,1 milliard de dollars, de sorte que notre participation dans TransAlta Renewables augmentera, pour passer 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, mais seront converties en actions ordinaires une fois que le projet de South Hedland sera entièrement achevé. Le nombre d'actions ordinaires que nous recevrons à la conversion des actions de catégorie B sera rajusté en fonction du montant réel du financement par TransAlta Renewables au titre de la construction et de la mise en service du projet de South Hedland par rapport aux coûts budgétés restants, estimés à environ 490 millions de dollars. La Société continuera de détenir, de gérer et d'exploiter les actifs australiens.

La clôture de l'opération devrait avoir lieu en mai 2015 et est assujettie à l'approbation des actionnaires de TransAlta Renewables (à l'exclusion de TransAlta). Nous avons obtenu les approbations des organismes de réglementation.

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. Nous avons commandé de l'équipement de remplacement, et l'unité devrait être remise en service au deuxième trimestre de 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») en Alberta et le Balancing Pool qu'un cas de force majeure de l'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 d'entretien accrus 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 sur la Société.

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.

Windsor

Au cours du trimestre, notre filiale TransAlta Cogeneration L.P. («TA Cogen») a exécuté un nouveau contrat d'approvisionnement en énergie 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.

Billets de premier rang américains

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.

Émission d'obligations

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, sera affecté aux activités générales du siège social et au remboursement de la dette de la Société.

Projet de South Hedland

Le 15 janvier 2015, nous avons repris la gestion du site et en avons achevé l'installation. Les pièces d'équipement importantes pour le projet ont été achetées, et des études techniques détaillées ont été amorcées. ABB Australia Pty Ltd. a été choisie à titre d'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction des travaux d'électricité du projet. Les travaux de terrassement ont commencé, et les processus et procédures de santé et sécurité ont été mis en place.

Restructuration des centrales alimentées au charbon au Canada

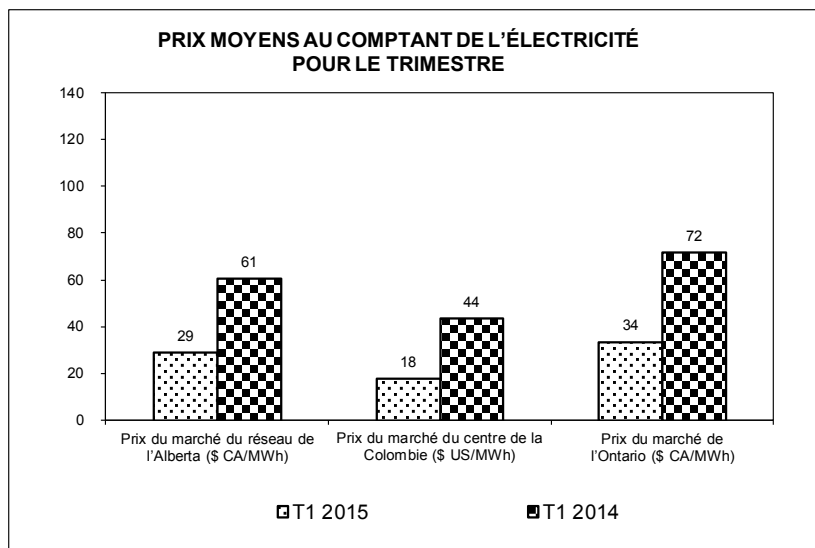
Le 14 janvier 2015, nous avons lancé une importante initiative de réduction des coûts à nos centrales alimentées au charbon au Canada, qui s'est traduite par une réduction de 20 % de l'effectif. L'initiative devrait générer des économies d'environ 12 millions de dollars par année. L'initiative a été mise en œuvre rapidement, et nous réalisons déjà une grande partie de ces économies. Par conséquent, nous avons engagé des coûts de restructuration d'environ 7 millions de dollars au premier trimestre.

Procédures devant l'Alberta Utilities Commission

Le 21 mars 2014, l'administrateur de la surveillance du marché (l'«ASM») de l'Alberta a déposé une demande auprès de l'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. TransAlta a nié toutes les allégations de l'ASM. L'audience relative à la demande s'est tenue en décembre 2014. L'étape des observations écrites a pris fin en février 2015, et l'AUC devrait prendre une décision à cet égard en mai 2015.

PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

Les prix moyens au comptant de l'électricité pour les périodes de trois mois closes les 31 mars 2015 et 2014 sur les trois principaux marchés dans lesquels nous détenons une capacité marchande sont présentés dans le graphique suivant.



Les prix moyens au comptant de l'électricité pour la période de trois mois close le 31 mars 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, l'augmentation des ressources hydrauliques qui accroît la production hydroélectrique dans la région nord-ouest du Pacifique et la baisse de la demande en Ontario ont également eu une incidence sur les prix au comptant moyens respectifs au cours du trimestre.

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

Charbon au Canada

Trois mois clos les 31 mars	2015	2014
Disponibilité (%)	84,5	87,1
Production assujettie à des contrats (GWh)	4 916	5 265
Production marchande (GWh)	1 021	984
Total de la production (GWh)	5 937	6 249
Capacité installée brute (MW)	3 771	3 771
Produits des activités ordinaires	246	254
Combustible et achats d'électricité	99	107
Marge brute aux fins de comparaison¹	147	147
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	49	49
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	3
BAlIA aux fins de comparaison¹	95	95
Amortissement	71	76
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison¹	24	19
Dépenses d'investissement de maintien :		
Dépenses d'investissement courantes	8	10
Matériel minier et achat de terrains	4	5
Contrats de location-financement	3	2
Entretien planifié d'envergure	30	28
Total	45	45

La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2015 a diminué de 312 gigawattheures («GWh») en regard de celle de la période correspondante de 2014, principalement en raison de l'augmentation des interruptions non planifiées. En effet, l'unité 4 de la centrale Sundance a été mise hors service pendant 21 jours et une interruption pour cause de force majeure s'est produite à l'unité 1 de la centrale de Keephills en mars. L'unité devrait être remise en service au cours du deuxième trimestre.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2015, la marge brute aux fins de comparaison et le BAlIA aux fins de comparaison ont été comparables à ceux de la même période de l'exercice précédent malgré les prix beaucoup plus bas en Alberta. La production marchande n'a pas été touchée de façon importante par la baisse des prix en Alberta, puisque l'incidence positive de nos contrats financiers a contrebalancé la baisse du prix uniforme. La réduction des coûts d'exploitation à la mine Highvale et la hausse des paiements de capacité au titre de CAÉ ont été contrebalancées par l'augmentation des interruptions non planifiées et la diminution des taux nets incitatifs et dissuasifs axés sur le marché selon les modalités de nos CAÉ.

L'amortissement pour la période de trois mois close le 31 mars 2015 a diminué en regard de celui de la période correspondante de 2014 en raison de la diminution du nombre de mises hors service d'actifs.

1) Les chiffres comparatifs 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 aux États-Unis

Trois mois clos les 31 mars	2015	2014
Disponibilité (%)	91,0	94,9
Disponibilité ajustée (%) ¹	100,0	94,9
Volume de vente – production assujettie à des contrats (GWh)	689	246
Volume de vente – production marchande (GWh)	577	1 998
Achats d'électricité (GWh)	(711)	(128)
Total de la production (GWh)	555	2 116
Capacité installée brute (MW)	1 340	1 340
Produits des activités ordinaires	82	106
Combustible et achats d'électricité	46	75
Marge brute aux fins de comparaison	36	31
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	12	14
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	-
BAIIA aux fins de comparaison	23	17
Amortissement	15	14
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	8	3
Dépenses d'investissement de maintien :		
Entretien planifié d'envergure	3	1
Total	3	1

La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2015 a reculé de 1 561 GWh en regard de celle de la période correspondante de 2014 en raison surtout de la répartition économique saisonnière. La baisse des prix en février et en mars nous a donné l'occasion d'arrêter notre production plus tôt et de satisfaire à nos obligations contractuelles en achetant de l'électricité à plus bas prix sur le marché.

Le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 6 millions de dollars pour la période de trois mois close le 31 mars 2015 par rapport à la période correspondante de 2014, principalement en raison de la diminution des coûts, en 2015, de l'électricité de remplacement achetée pendant les périodes de répartition économique. De plus, depuis décembre 2014, notre contrat visant à fournir 180 MW à Puget Sound Energy prévoit un prix plus élevé que le prix actuel dans la région du nord-ouest du Pacifique. Le raffermissement du dollar américain a également eu une incidence favorable sur les résultats de ce secteur.

1) Ajustée en fonction de la répartition économique.

Gaz

Trois mois clos les 31 mars	2015	2014
Disponibilité (%)	96,8	96,1
Production assujettie à des contrats (GWh)	1 329	1 337
Production marchande (GWh)	695	671
Total de la production (GWh)	2 024	2 008
Capacité installée brute (MW) ¹	1 531	1 779
Produits des activités ordinaires	181	245
Combustible et achats d'électricité	73	136
Marge brute aux fins de comparaison	108	109
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	24	25
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1
BAlIA aux fins de comparaison	83	83
Amortissement	28	28
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	55	55
Dépenses d'investissement de maintien :		
Dépenses d'investissement courantes	2	3
Entretien planifié d'envergure	7	4
Total	9	7

La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2015 a été constante par rapport à celle de la période correspondante de 2014.

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 trimestre de 2015 comparativement à la période correspondante de l'exercice précédent, par suite de la diminution du coût des intrants au titre du gaz. Au cours du trimestre, nous avons également commencé à tirer des produits du gazoduc australien récemment achevé.

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. Les actifs de la centrale alimentée au gaz de Centralia ont été vendus au quatrième trimestre de 2014. La capacité de production a été supprimée des mesures de notre capacité brute à cette date.

Énergie éolienne

Trois mois clos les 31 mars	2015	2014
Disponibilité (%)	95,0	94,2
Production assujettie à des contrats (GWh)	637	750
Production marchande (GWh)	340	262
Total de la production (GWh)	977	1 012
Capacité installée brute (MW)	1 289	1 289
Produits des activités ordinaires	73	80
Combustible et achats d'électricité	4	4
Marge brute aux fins de comparaison	69	76
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	12	11
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	2
BAIIA aux fins de comparaison	55	63
Amortissement	22	21
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	33	42
Dépenses d'investissement de maintien :		
Entretien planifié d'envergure	2	1
Total	2	1

La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2015 a diminué de 35 GWh par rapport à la période correspondante de 2014, principalement en raison de la diminution des volumes d'énergie éolienne dans l'est du Canada et à notre parc éolien du Wyoming, de l'augmentation du nombre de tempêtes de verglas, et de l'interruption des activités à une sous-station en Ontario. La hausse des volumes d'énergie éolienne et la disponibilité des installations marchandes dans l'ouest du Canada ont partiellement atténué les plus faibles volumes des centrales faisant l'objet de contrats. Toutefois, les prix de la production provenant de nos centrales faisant l'objet de contrats sont généralement plus élevés que ceux de nos installations marchandes. La diminution des prix en Alberta par rapport à la même période l'an passé a également eu une incidence sur la performance financière de notre secteur Énergie éolienne au cours du premier trimestre 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.

Hydroélectricité

Trois mois clos les 31 mars	2015	2014
Production assujettie à des contrats (GWh)	398	363
Production marchande (GWh)	9	5
Total de la production (GWh)	407	368
Capacité installée brute (MW)	913	913
Produits des activités ordinaires	25	31
Combustible et achats d'électricité	1	2
Marge brute aux fins de comparaison	24	29
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	10	8
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	-	1
BAIIA aux fins de comparaison	14	20
Amortissement	6	6
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	8	14
Dépenses d'investissement de maintien :		
Dépenses d'investissement courantes	6	1
Entretien planifié d'envergure	1	-
Total avant les dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations	7	1
Dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations	-	2
Total	7	3

La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2015 a augmenté de 39 GWh en regard de celle de la période correspondante de 2014, en raison de l'augmentation des volumes des ressources hydrauliques.

Le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 6 millions de dollars pour la période de trois mois close le 31 mars 2015 en regard de la période correspondante de 2014, principalement par suite de la faible volatilité des prix en Alberta qui a limité notre capacité à tirer profit de notre flexibilité à produire de l'électricité au cours des heures facturées à des prix plus élevés.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2015, l'augmentation des dépenses d'investissement de maintien par rapport à la période correspondante de 2014 est surtout imputable aux 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 31 mars	2015	2014
Produits des activités ordinaires et marge brute aux fins de comparaison	31	65
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	8	16
BAIIA aux fins de comparaison et résultats d'exploitation	23	49

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2015, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 26 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2014. Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2014, le marché a été extrêmement volatil dans le nord-est en raison des phénomènes météorologiques extrêmes survenus au cours de l'hiver 2014. Les résultats du secteur Commercialisation de l'énergie pour la période de trois mois close le 31 mars 2015 ont dépassé nos attentes, qui s'établissaient à 10 millions de dollars, pour atteindre une marge brute de 15 millions de dollars pour le trimestre.

Siège social

Trois mois clos les 31 mars	2015	2014
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration et impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	18	17
Amortissement	6	6
Pertes d'exploitation aux fins de comparaison	24	23
Dépenses d'investissement de maintien :		
Dépenses d'investissement courantes	4	7
Total	4	7

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2015, les coûts du siège social ont été comparables à ceux de la période correspondante de 2014.

Les dépenses d'investissement courantes pour la période de trois mois close le 31 mars 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 31 mars	2015	2014
Intérêt sur la dette	57	61
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(3)	-
Intérêt sur les obligations au titre des contrats de location-financement	1	-
Désactualisation des provisions	5	5
Charge d'intérêt nette	60	66

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2015, la charge d'intérêt nette a diminué par rapport à celle de la période correspondante de 2014 en raison de la diminution du niveau d'endettement et des taux d'intérêt moyens et de l'augmentation des intérêts incorporés dans le coût de l'actif. La hausse des intérêts sur notre dette libellée en dollars américains par suite du raffermissement du dollar américain a atténué en partie la diminution de la charge d'intérêt. Cette incidence est contrebalancée dans le résultat net par les produits plus élevés tirés de nos actifs libellés en dollars américains aux États-Unis et en Australie.

Impôts sur le résultat

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

Trois mois clos les 31 mars	2015	2014
Résultat avant impôts sur le résultat	29	91
Résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(14)	(15)
Ajustements aux fins de comparaison :		
Incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces	31	(7)
Frais d'entretien liés aux inondations, déduction faite du recouvrement d'assurance	1	4
Provision pour frais de restructuration	7	-
Résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta aux fins de comparaison assujetti à l'impôt	54	73
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	11	(2)
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la provision pour frais de restructuration	2	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la reprise d'une réduction de valeur d'actifs d'impôt différé	15	-
Charge d'impôts sur le résultat liée aux différences temporaires sur le placement dans une filiale	(8)	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié aux frais d'entretien liés aux inondations, déduction faite du recouvrement d'assurance	-	1
Total des ajustements au titre de la charge d'impôts sur le résultat aux fins de comparaison	20	(1)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(4)	18
Charge d'impôts sur le résultat aux fins de comparaison	16	17
Taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta aux fins de comparaison (%)	30	23

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2015, la charge d'impôts sur le résultat aux fins de comparaison a diminué par rapport à celle de la période correspondante de 2014, en raison de la baisse du résultat aux fins de comparaison et d'une variation du montant du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes est réalisé.

Le taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 31 mars 2015 a augmenté en regard de celui de la période correspondante de 2014 en raison de l'effet de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le résultat et d'une variation du montant du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes est réalisé.

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2015, nous avons repris une réduction de valeur antérieure d'actifs d'impôt différé de 15 millions de dollars (néant au 31 mars 2014). Les actifs d'impôt différé avaient principalement trait aux avantages fiscaux liés à des pertes subies dans le cadre de nos activités aux États-Unis détenues directement et ont préalablement été sortis du bilan, puisqu'il n'était plus considéré comme probable que nos activités aux États-Unis détenues directement pourraient générer un résultat imposable suffisant pour nous permettre d'utiliser les pertes fiscales sous-jacentes. Les autres éléments du résultat global constatés au cours de la période ont entraîné une différence temporaire imposable sur laquelle est surtout fondée l'utilisation de certaines de ces pertes fiscales et de cette reprise.

Afin de tenir compte de la transaction avec TransAlta Renewables, une réorganisation de certaines des sociétés de TransAlta est prévue. Cette réorganisation entraîne la comptabilisation d'un passif d'impôt différé de 8 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 planifiée, il n'était pas prévu que la différence temporaire imposable soit reprise dans un avenir rapproché.

Participations ne donnant pas le contrôle

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour la période de trois mois close le 31 mars 2015 a été comparable à celui de la période correspondante de 2014, puisque la hausse des participations ne donnant pas le contrôle a été contrebalancée par la diminution du résultat des filiales que nous ne détenons pas en propriété exclusive.

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 closes les 31 mars 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 closes les 31 mars 2015 et 2014. Les renvois se trouvent dans le tableau de rapprochement qui suit.

Trois mois clos les 31 mars			2015	2014
Renvoi □	Ajustement	Secteur		
Reclassement :				
1	Produits tirés des contrats de location-financement utilisés comme une approximation au titre des produits d'exploitation	Gaz	13	12
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	1	1
3	Reclassement de l'amortissement minier du poste Combustible et achats d'électricité	Secteur Charbon au Canada	14	15
Ajustements des résultats aux fins de rapprochement avec les résultats aux fins de comparaison :				
4	Incidence sur les produits liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et à certaines couvertures économiques	Secteur Charbon aux États-Unis	31	(7)
5	Frais d'entretien liés aux inondations, déduction faite du recouvrement d'assurance	Énergie hydroélectrique	1	4
6	Provision pour frais de restructuration	Secteur Charbon au Canada	7	-
7	Incidence fiscale nette de tous les ajustements aux fins de comparaison	Non affecté	(13)	1
8	Reprise d'une réduction de valeur d'actifs d'impôt différé	Non affecté	(15)	-
9	Charge d'impôts sur le résultat liée aux différences temporaires sur le placement dans une filiale	Non affecté	8	-

Le tableau suivant présente un rapprochement des résultats aux fins de comparaison et des résultats présentés pour les périodes de trois mois closes les 31 mars 2015 et 2014 :

	Trois mois clos le 31 mars 2015				Trois mois clos le 31 mars 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	593	14 ^{1,2}	31 ⁴	638	775	13 ^{1,2}	(7) ⁴	781
Combustible et achats d'électricité	237	(14) ³	-	223	339	(15) ³	-	324
Marge brute	356	28	31	415	436	28	(7)	457
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	134	-	(1) ⁵	133	144	-	(4) ⁵	140
Provision pour frais de restructuration	7	-	(7) ⁶	-	-	-	-	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	-	-	7	7	-	-	7
BAIIA	208	28	39	275	285	28	(3)	310
Amortissement	133	15 ^{2,3}	-	148	135	16 ^{2,3}	-	151
Résultats d'exploitation	75	13	39	127	150	12	(3)	159
Produits tirés des contrats de location-financement	13	(13) ¹	-	-	12	(12) ¹	-	-
Profit (perte) de change	1	-	-	1	(5)	-	-	(5)
Résultat avant intérêts et impôts	89	-	39	128	157	-	(3)	154
Charge d'intérêt nette	60	-	-	60	66	-	-	66
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(4)	-	20 ^{7,8,9}	16	18	-	(1) ⁷	17
Résultat net	33	-	19	52	73	-	(2)	71
Participations ne donnant pas le contrôle	14	-	-	14	15	-	-	15
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	19	-	19	38	58	-	(2)	56
Dividendes sur actions privilégiées	12	-	-	12	9	-	-	9
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	7	-	19	26	49	-	(2)	47
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	277			277	270			270
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	0,03			0,09	0,18			0,17

INSTRUMENTS FINANCIERS

Se reporter à la note 13 des états financiers annuels consolidés audités de notre rapport annuel de 2014 et à la note 7 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 31 mars 2015 et pour la période de trois mois close 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 8 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités pour plus de précisions sur nos risques et sur la manière dont nous les gérons. Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 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 la juste valeur est donc établie à l'aide de modèles d'évaluation fondés sur des hypothèses ou des données d'entrée établies en interne. Nos justes valeurs de niveau III sont fixées au moyen de données comme la disponibilité de l'unité, la congestion du transport ou le profil de la demande. Les justes valeurs sont validées chaque trimestre à l'aide d'autres hypothèses raisonnablement possibles à titre de données de techniques d'évaluation, et tout écart important est communiqué dans les notes des états financiers.

Nous pouvons aussi avoir divers contrats ayant une durée s'étirant au-delà d'une période de négociation liquide. Comme les prix du marché à terme ne sont pas disponibles pour la durée complète de ces contrats, leur valeur doit être déterminée à partir d'une prévision reposant sur une combinaison de modèles fondamentaux externes et internes, y compris l'actualisation. Par conséquent, ces contrats sont classés dans le niveau III. Ils sont conclus à un prix donné avec des contreparties que nous estimons solvables.

Au 31 mars 2015, la valeur comptable de l'actif net au titre des instruments financiers de niveau III était de 353 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 4,2 milliards de dollars au 31 mars 2015 en regard de 4,0 milliards de dollars au 31 décembre 2014. La dette à long terme a augmenté par rapport à celle au 31 décembre 2014 en grande partie du fait du raffermissement du dollar américain. Au 31 mars 2015, une tranche de 1,6 milliard de dollars de notre dette était libellée en dollars américains (2,1 milliards de dollars au 31 décembre 2014).

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 la période de trois mois close le 31 mars 2015, les variations de notre dette libellée en dollars américains ont été contrebalancées comme suit :

Trois mois clos les 31 mars	2015
Incidence du change sur la valeur comptable des activités aux É.-U. (couverture de l'investissement net)	63
Couverture de flux de trésorerie en monnaies étrangères sur la dette	69
Incidence du change sur la valeur libellée en dollars américains des contrats de location-financement de la centrale de Solomon	33
Autres couvertures économiques	12
Total	177

Facilités de crédit

Au 31 mars 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 1,0 milliard de dollars (1,6 milliard de dollars au 31 décembre 2014) est disponible, sous réserve des modalités d'emprunt habituelles. Au 31 mars 2015, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 1,1 milliard de dollars (0,5 milliard de dollars au 31 décembre 2014), ce qui correspondait à des emprunts réels de 0,7 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 2018. 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.

Les emprunts réels de 0,6 milliard de dollars sur notre facilité de crédit ont été utilisés pour rembourser nos billets de premier rang de 0,5 milliard de dollars venus à échéance en janvier 2015.

Outre le montant de 1,0 milliard de dollars disponible en vertu des facilités de crédit, nous disposons de 61 millions de dollars (43 millions de dollars au 31 décembre 2014) de liquidités disponibles.

Capital social

Le 27 avril 2015, nous avons 278,7 millions d'actions ordinaires 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 31 mars 2015, nous avons 277,0 millions d'actions ordinaires (270,3 millions au 31 mars 2014) émises et en circulation. Au 31 mars 2015, nous avons 38,6 millions d'actions privilégiées de premier rang (32,0 millions au 31 mars 2014) émises et en circulation.

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2015, 2,0 millions d'actions ordinaires (2,1 millions au 31 mars 2014) ont été émises aux actionnaires ayant choisi de recevoir des dividendes afin de les réinvestir, pour un montant de 20 millions de dollars (28 millions de dollars au 31 mars 2014).

Le 27 avril 2015, nous avons déclaré un dividende trimestriel de 0,18 \$ par action ordinaire, qui sera versé le 1^{er} juillet 2015. Le conseil peut, à sa discrétion, déclarer des dividendes.

Le 27 avril 2015, nous avons 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 30 juin 2015.

Lettres de crédit et garanties au comptant

Nous sommes tenus d'émettre des lettres de crédit et des garanties au comptant afin de garantir les obligations éventuelles à l'égard de certaines parties, y compris celles liées aux obligations environnementales, aux activités de gestion du risque lié aux produits de base, aux activités de couverture, aux obligations au titre des prestations de retraite non capitalisées, aux projets de construction et aux obligations d'achat. Au 31 mars 2015, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 409 millions de dollars (396 millions de dollars au 31 décembre 2014) et des garanties au comptant de 31 millions de dollars (25 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 31 mars 2015 :

	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18	Calendrier des encaissements et décaissements et activités de financement
Créances clients et autres débiteurs	(76)	Calendrier des encaissements des montants dus par des clients, y compris le caractère saisonnier des produits
Charges payées d'avance	27	Paiement anticipé des primes d'assurance, des redevances et des ententes de service annuelles
Stocks	31	Augmentation des stocks de charbon en raison de la répartition économique dans le secteur Charbon aux États-Unis
Créances au titre de contrats de location-financement (long terme)	34	Incidence favorable des variations des taux de change
Immobilisations corporelles, montant net	52	Acquisitions et variations favorables des taux de change, contrebalancées en partie par l'amortissement pour la période
Actifs et passifs de gestion du risque (courants et non courants), montant net	127	Profit sur un contrat de vente d'électricité à long terme (y compris le contrat avec Puget Sound Energy) et couvertures du risque de change pour les activités aux États-Unis
Divers	4	
Augmentation totale de l'actif	217	
Dettes fournisseurs et charges à payer	(87)	Diminution du coût en capital et calendrier des paiements et charges
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement (y compris la partie courante)	189	Indicence défavorable des variations des taux de change
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions (courantes et non courantes)	17	Variation des taux d'actualisation à la fin de la période
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	19	Augmentation des obligations au titre des prestations définies
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	85	Résultat net pour la période, profits sur les couvertures de flux de trésorerie comptabilisées dans les autres éléments du résultat global et profits à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger comptabilisés dans les autres éléments du résultat global, contrebalancés en partie par les dividendes déclarés □
Divers	(6)	
Augmentation totale du passif et des capitaux propres	217	

Tableaux des flux de trésorerie

Le tableau suivant présente les variations importantes dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés pour la période de trois mois close le 31 mars 2015 comparativement à la période correspondante de 2014 :

Trois mois clos les 31 mars	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	153	279	Diminution de 35 millions de dollars du résultat au comptant et augmentation de 91 millions de dollars du fonds de roulement
Activités d'investissement	(143)	(105)	Augmentation des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles de 53 millions de dollars, attribuable surtout à la construction du projet de South Hedland et du gazoduc en Australie, contrebalancée en partie par une diminution des pertes réalisées sur les instruments financiers de 10 millions de dollars
Activités de financement	7	(180)	Augmentation de 699 millions de dollars des emprunts sur les facilités de crédit, émission de titres d'emprunt à long terme de 45 millions de dollars, hausse des profits réalisés sur les instruments financiers de 51 millions de dollars, diminution des dividendes versés sur les actions ordinaires de 20 millions de dollars et baisse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales de 7 millions de dollars, contrebalancées en partie par les remboursements de 631 millions de dollars de la dette à long terme
Conversion de la trésorerie en monnaies étrangères	1	1	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	61	37	

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.

Législation environnementale récemment adoptée

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 gaz à effet de serre («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 celui-ci (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 naturel de la province comprennent généralement des clauses qui nous protègent des changements législatifs défavorables.

PERSPECTIVES POUR 2015

Marché

Prix de l'électricité

En 2015, les prix de l'électricité de l'Alberta devraient être inférieurs à ceux de 2014 en raison de l'augmentation de l'offre et de 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 et en Ontario, nous prévoyons que les prix seront moins élevés qu'en 2014 par suite d'une diminution des prix du gaz naturel.

Environnement économique

Nous prévoyons une décélération de la croissance dans l'ouest du Canada en 2015. Le ralentissement dans le secteur du pétrole et du gaz devrait freiner la croissance économique en raison du recul des investissements et de la baisse des dépenses de consommation. Après plusieurs années de faible croissance, la croissance économique devrait s'accroître dans la région du nord-ouest du Pacifique à mesure que la croissance économique globale reprendra de la vigueur aux États-Unis. En Ontario, l'amélioration prévue de la croissance à un rythme modéré en 2015 sera en grande partie attribuable au fait que les exportations seront soutenues par la reprise aux États-Unis et par le raffermissement du dollar américain.

Nous n'avons enregistré aucune perte importante liée à une contrepartie au premier 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 en 2015 en raison surtout de la mise en service complète des activités à notre centrale de Solomon, en Australie. L'ensemble de la production devrait diminuer de 5 % à 6 % en 2015 en raison de la répartition économique plus longue dans le secteur Charbon aux États-Unis et des interruptions non planifiées plus nombreuses dans le secteur Charbon au Canada. La disponibilité globale devrait toujours être de 89 % à 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 mégawattheure («MWh») en Alberta et à environ 40 \$ US le MWh dans la région du nord-ouest du Pacifique. Le prix moyen des contrats en Alberta a été réduit par rapport au prix d'environ 55 \$ le MWh présenté antérieurement par suite de l'ajout de couvertures plus récentes à des prix plus bas.

Coûts du combustible

L'extraction du charbon en Alberta est soumise à des hausses de coûts imputables à l'enlèvement accru de morts-terrains, à l'inflation, aux investissements et aux 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 1 % à 2 % 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 correspondant à l'inflation conformément aux modalités des contrats.

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 et la volatilité du marché, l'ensemble des stratégies adoptées et les modifications apportées aux lois. Nous surveillons constamment le marché et notre exposition afin de maximiser les résultats, tout en maintenant un profil de risque acceptable. Nous visons à ce que la contribution du secteur Commercialisation de l'énergie dégage une marge brute variant de 50 millions de dollars à 70 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 17 % et 22 %, ce qui est inférieur au taux d'imposition prévu par la loi de 25 %, 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 :

Projet	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	584	113	206	44	T2 2017	Centrale à cycle combiné de 150 MW
Gazoduc en Australie ³	99	92	22	15	(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	5	1	5	1	T2 2015	Conclusion d'une facilité bancaire au titre de la charge de 20 MW requise pour achever la centrale de Solomon
Transport	17	2	15	-	T4 2015	Transport réglementé qui obtient un rendement sur le capital investi
Total	705	208	248	60		

1) Représentent les montants engagés au 31 mars 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 à titre de 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.

Le total des dépenses estimées pour le transport a augmenté de 4 millions de dollars en raison de changements au titre de l'étendue des travaux, soit une hausse du nombre de reconstructions de lignes, de remplacements de structures et de remplacements de matériel aux sous-stations, ainsi qu'une augmentation des coûts liés aux entrepreneurs. La hausse des dépenses devrait entraîner une augmentation des produits tirés des activités réglementées.

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

Nos dépenses d'investissement de maintien et nos dépenses d'investissement liées à la productivité estimées sont réparties 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 - 110	20
Entretien planifié d'envergure	Travaux d'entretien planifié d'envergure	165 - 175	43
Dépenses d'investissement liées aux mines	Investissement lié au matériel minier et à l'achat de terrains	20 - 25	4
Contrats de location-financement	Paiements au titre des contrats de location-financement	10 - 15	3
Total des dépenses d'investissement de maintien, excluant les dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations		295 - 325	70
Dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations			
	Investissement découlant des inondations en Alberta en 2013	25 - 30	-
Total des dépenses d'investissement de maintien		320 - 355	70
Dépenses d'investissement liées à la productivité	Projets visant à accroître l'efficacité de la production d'énergie et initiatives d'amélioration du siège social	5 - 10	1
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité		325 - 365	71

Nous nous attendons à ce que les dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations soient 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 des unités d'une centrale alimentée au charbon aux États-Unis, réduisant ainsi nos dépenses d'investissement de maintien estimatives pour l'exercice en cours de plus de 15 millions de dollars.

La perte de production imputable aux travaux d'entretien d'envergure planifiés, compte non tenu des travaux d'entretien d'envergure planifiés dans le secteur Charbon aux États-Unis, qui sont prévus pendant une période visée par une répartition économique, est estimée comme suit en 2015 :

GWh perdus	Gaz et énergies		Total	Perdus à ce jour ³
	Charbon	renouvelables		
	1 094 - 1 104	220 - 230	1 314 - 1 334	318

1) Représentent les montants engagés au 31 mars 2015.

2) Comprend les coûts prévus liés à la prolongation de la durée d'utilité de centrales hydroélectriques de 17 millions de dollars et les montants réellement engagés jusqu'à maintenant de 6 millions de dollars.

3) Au 31 mars 2015.

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 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 du premier 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 une tranche de 4 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 a été retirée des secteurs Charbon au Canada, Gaz, Énergie éolienne et Hydroélectricité et réaffectée au secteur Services généraux. 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 de l'exercice, notre filiale TA Cogen a exécuté un 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 la période de trois mois close le 31 mars 2015 a diminué de 1 million 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.

L'IFRS 9 est en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018 et l'IFRS 15, pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2017. 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

	T2 2014	T3 2014	T4 2014	T1 2015
Produits des activités ordinaires	491	639	718	593
BAIIA aux fins de comparaison	213	212	301	275
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	154	145	225	211
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(50)	(6)	148	7
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison	(12)	(13)	46	26
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,18)	(0,03)	0,54	0,03
Résultat net par action aux fins de comparaison, de base et dilué	(0,04)	(0,05)	0,17	0,09

	T2 2013	T3 2013	T4 2013	T1 2014
Produits des activités ordinaires	542	623	587	775
BAIIA aux fins de comparaison	247	266	242	310
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	184	174	179	238
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	15	(9)	(66)	49
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison	9	39	1	47
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,06	(0,03)	(0,25)	0,18
Résultat net par action aux fins de comparaison, de base et dilué	0,03	0,15	0,00	0,17

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

Le résultat net aux fins de comparaison est généralement supérieur aux premier et quatrième trimestres du fait de la forte demande associée au froid hivernal des marchés où nous exerçons nos activités. Les deuxième et troisième trimestres de 2013 ont tiré profit de la hausse des prix en Alberta, ce qui a contrebalancé certaines répercussions liées aux interruptions non planifiées dans le secteur Charbon au Canada au cours de ces périodes. En 2014, le secteur Charbon au Canada a amélioré son rendement de l'exploitation, les troisième et quatrième trimestres étant également caractérisés par la diminution des coûts du charbon. Certains de ces profits par rapport à ceux de la période précédente de l'exercice précédent ont été contrebalancés par une tendance à la baisse des prix en Alberta qui s'est installée au deuxième trimestre de 2013 et s'est poursuivie 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, 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 au troisième trimestre de 2013 et au deuxième trimestre de 2014, 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'énergie 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 trimestre de 2015, et leur valeur s'est accrue considérablement au deuxième semestre de 2014.

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

- Réduction de valeur des actifs d'impôt différé, au troisième trimestre de 2013 et au premier trimestre de 2015.
- Perte associée à la réclamation en Californie, au quatrième trimestre de 2013.

Les montants par action reflètent ces fluctuations, l'augmentation du nombre d'actions en circulation au cours des huit derniers trimestres ayant été limitée.

CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION

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

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 31 mars 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 31 mars	
	2015	2014
Produits des activités ordinaires	593	775
Combustible et achats d'électricité	237	339
Marge brute	356	436
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	134	144
Amortissement	133	135
Restructuration (<i>note 3</i>)	7	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	7
Résultats d'exploitation	75	150
Produits tirés des contrats de location-financement	13	12
Charge d'intérêt nette (<i>note 4</i>)	(60)	(66)
Profit (perte) de change	1	(5)
Résultat avant impôts sur le résultat	29	91
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat (<i>note 5</i>)	(4)	18
Résultat net	33	73
Résultat net attribuable aux :		
Actionnaires de TransAlta	19	58
Participations ne donnant pas le contrôle (<i>note 6</i>)	14	15
	33	73
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	19	58
Dividendes sur actions privilégiées (<i>note 12</i>)	12	9
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	7	49
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période (<i>en millions</i>)	277	270
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,03	0,18

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 31 mars	
	2015	2014
Résultat net	33	73
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes ¹	(14)	(5)
Profits sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ²	2	-
Total des éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net	(12)	(5)
Profits à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger	110	53
Pertes sur les instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts et taxes ³	(64)	(47)
Profits sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ⁴	152	13
Reclassement en résultat net des profits sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ⁵	(75)	(20)
Autres éléments de la perte globale des entités émettrices, déduction faite des impôts et taxes ⁶	-	(1)
Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net	123	(2)
Autres éléments du résultat global	111	(7)
Total du résultat global	144	66
Total du résultat global attribuable aux :		
Actionnaires de TransAlta	127	45
Participations ne donnant pas le contrôle (note 6)	17	21
	144	66

1) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 5 pour la période de trois mois close le 31 mars 2015 (recouvrement de 1 en 2014).

2) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 1 pour la période de trois mois close le 31 mars 2015 (néant en 2014).

3) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 9 pour la période de trois mois close le 31 mars 2015 (recouvrement de 7 en 2014).

4) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 47 pour la période de trois mois close le 31 mars 2015 (charge de 2 en 2014).

5) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 25 pour la période de trois mois close le 31 mars 2015 (charge de 1 en 2014).

6) Déduction faite des impôts sur le résultat de néant pour la période de trois mois close le 31 mars 2015 (néant en 2014).

Voir les notes jointes.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS DE LA SITUATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

(en millions de dollars canadiens)

<i>Non audité</i>	31 mars 2015	31 déc. 2014
Trésorerie et équivalents de trésorerie	61	43
Créances clients et autres débiteurs (note 8)	374	450
Charges payées d'avance	44	17
Actifs de gestion du risque (notes 7 et 8)	215	273
Stocks (note 14)	102	71
	796	854
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	437	403
Immobilisations corporelles (note 9)		
Coût	12 776	12 532
Amortissement cumulé	(5 486)	(5 294)
	7 290	7 238
Goodwill	463	462
Immobilisations incorporelles	333	331
Actifs d'impôt différé	44	45
Actifs de gestion du risque (notes 7 et 8)	589	402
Autres actifs	98	98
Total de l'actif	10 050	9 833
Dettes fournisseurs et charges à payer	394	481
Partie courante des provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	34	34
Passifs de gestion du risque (notes 7 et 8)	129	128
Impôts sur le résultat à payer	1	2
Dividendes à verser (note 11)	56	55
Partie courante de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement (note 10)	135	751
	749	1 451
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement (note 10)	4 110	3 305
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	339	322
Passifs d'impôt différé	429	434
Passifs de gestion du risque (notes 7 et 8)	95	94
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	368	349
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 11)	3 019	2 999
Actions privilégiées (note 12)	942	942
Surplus d'apport	9	9
Déficit	(813)	(770)
Cumul des autres éléments du résultat global	212	104
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	3 369	3 284
Participations ne donnant pas le contrôle (note 6)	591	594
Total des capitaux propres	3 960	3 878
Total du passif et des capitaux propres	10 050	9 833

Éventualités (note 13)

Événements postérieurs à la date de clôture (note 3)

Voir les notes jointes.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS
(en millions de dollars canadiens)

Trois mois clos le 31 mars 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	-	-	-	19	-	19	14	33
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	-	-	-	-	46	46	-	46
Profits nets sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	76	76	3	79
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(14)	(14)	-	(14)
Total du résultat global				19	108	127	17	144
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	-	(50)	-	(50)	-	(50)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(12)	-	(12)	-	(12)
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(20)	(20)
Émission d'actions ordinaires	20	-	-	-	-	20	-	20
Solde au 31 mars 2015	3 019	942	9	(813)	212	3 369	591	3 960

Voir les notes jointes.

Trois mois clos le 31 mars 2014

<i>Non audité</i>	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments de la perte globale	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	-	-	-	58	-	58	15	73
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	-	-	-	-	6	6	-	6
Profits nets (pertes nettes) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(13)	(13)	6	(7)
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(5)	(5)	-	(5)
Autres éléments de la perte globale des entités émettrices, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(1)	(1)	-	(1)
Total du résultat global				58	(13)	45	21	66
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	-	(48)	-	(48)	-	(48)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(9)	-	(9)	-	(9)
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(24)	(24)
Émission d'actions ordinaires	28	-	-	-	-	28	-	28
Solde au 31 mars 2014	2 941	781	9	(734)	(75)	2 922	514	3 436

Voir les notes jointes.

TRANSALTA CORPORATION

TABLEAUX DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

(en millions de dollars canadiens)

<i>Non audité</i>	Trois mois clos les 31 mars	
	2015	2014
Activités d'exploitation		
Résultat net	33	73
Amortissement	147	150
Désactualisation des provisions	5	5
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(5)	(3)
Charge (recouvrement) d'impôt différé (note 5)	(10)	10
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion du risque	36	(2)
Perte latente de change	7	9
Provisions	(9)	(2)
Autres éléments sans effet de trésorerie	(2)	(3)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	202	237
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(49)	42
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	153	279
Activités d'investissement		
Acquisitions d'immobilisations corporelles (note 9)	(124)	(71)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(6)	(6)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	1	-
Pertes réalisées sur les instruments financiers	(6)	(16)
Diminution nette des garanties versées à des contreparties	(4)	(4)
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	1	1
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	(5)	(9)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(143)	(105)
Activités de financement		
Augmentation (diminution) nette des emprunts sur les facilités de crédit (note 10)	583	(116)
Remboursement de la dette à long terme (note 10)	(633)	(2)
Émission de titres d'emprunt à long terme (note 10)	45	-
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 11)	(30)	(50)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 12)	(12)	(9)
Profits réalisés sur les instruments financiers	76	25
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 6)	(19)	(26)
Diminution des obligations au titre des contrats de location-financement	(3)	(2)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	7	(180)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement	17	(6)
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	1	1
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	18	(5)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	43	42
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	61	37
Impôts sur le résultat au comptant payés	14	16
Intérêts au comptant payés	41	39

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 27 avril 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 du premier 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 une tranche de 4 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 a été réaffectée au secteur Services généraux. 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).

II. Changements apportés aux estimations – Durée d'utilité

Au cours du trimestre, la filiale TransAlta Cogeneration L.P. («TA Cogen») de la Société a exécuté un contrat d'approvisionnement en électricité de 15 ans avec l'Independent Electricity System Operator 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 la période de trois mois close le 31 mars 2015 a diminué de 1 million de dollars, et 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.

L'IFRS 9 est en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018 et l'IFRS 15, pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2017. 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. Convention d'investissement avec TransAlta Renewables Inc.

Le 23 mars 2015, la Société a conclu une convention d'investissement avec TransAlta Renewables Inc. «TransAlta Renewables», aux termes de laquelle TransAlta Renewables a convenu d'acquérir une participation financière fondée sur les flux de trésorerie des actifs australiens composés du portefeuille australien d'actifs de production d'énergie de la Société et de la participation dans le gazoduc de Fortescue River (le «portefeuille») de la Société et de financer les coûts restants du projet de centrale alimentée au gaz de South Hedland pour une valeur combinée d'environ 1,78 milliard de dollars (l'«opération»). Le portefeuille se compose d'une production d'énergie 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 consistera en l'acquisition de titres qui, au total, procureront une participation financière fondée sur les flux de trésorerie du portefeuille correspondant plus ou moins aux résultats distribuables nets sous-jacents.

Le 8 avril 2015, TransAlta Renewables a déposé un prospectus simplifié définitif aux fins du placement de 15 820 000 reçus de souscription (chacun, un «reçu de souscription») à un prix de 12,65 \$ par reçu de souscription pour un produit brut d'environ 200 millions de dollars. De plus, TransAlta Renewables a accordé aux preneurs fermes une option de surallocation pouvant être exercée en tout temps dans les 30 jours suivant la date de clôture du placement, permettant de souscrire jusqu'à concurrence de 2 373 000 reçus de souscription au même prix, pour un produit brut pouvant s'élever jusqu'à environ 30 millions de dollars. La clôture du placement a eu lieu le 15 avril 2015, et l'exercice partiel de l'option de surallocation à l'égard de 2 038 423 reçus de souscription a expiré le 23 avril 2015, le produit brut revenant à TransAlta Renewables s'étant établi à environ 226 millions de dollars.

À la clôture de l'opération, la Société prévoit recevoir de TransAlta Renewables un produit net en espèces pouvant s'élever à environ 215 millions de dollars et des actions ordinaires et de catégorie B de TransAlta Renewables d'un capital d'environ 1,1 milliard de dollars. 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 entièrement achevé. 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 budgétés restants, estimés à environ 490 millions de dollars. La Société continuera de détenir, de gérer et d'exploiter les actifs australiens.

La clôture de l'opération devrait avoir lieu en mai 2015 et est assujettie à l'approbation des actionnaires de TransAlta Renewables (à l'exclusion de la Société). La Société a obtenu les approbations des organismes de réglementation.

TransAlta prévoit détenir une participation d'environ 76 % dans TransAlta Renewables à la clôture de l'opération.

II. 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.

4. CHARGE D'INTÉRÊT NETTE

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

	Trois mois clos les 31 mars	
	2015	2014
Intérêt sur la dette	57	61
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(3)	-
Intérêt sur les obligations au titre des contrats de location-financement	1	-
Désactualisation des provisions	5	5
Charge d'intérêt nette	60	66

5. IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT

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

	Trois mois clos les 31 mars	
	2015	2014
Charge d'impôt exigible	7	8
Ajustements à l'égard des impôts exigibles des périodes précédentes	(1)	-
Ajustements à l'égard des impôts différés des périodes précédentes	-	1
Charge (recouvrement) d'impôt différé lié(e) à la naissance et à la reprise des différences temporaires	(3)	11
Charge d'impôt différé au titre des différences temporaires liées à des participations dans des filiales	8	-
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	-	(1)
Recouvrement d'impôt différé découlant de la reprise d'une réduction de valeur d'actifs d'impôt différé	(15)	(1)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(4)	18

Présentés dans les comptes de résultat consolidés résumés comme suit :

	Trois mois clos les 31 mars	
	2015	2014
Charge d'impôt exigible	6	8
Charge (recouvrement) d'impôt différé	(10)	10
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(4)	18

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2015, la Société a repris une réduction de valeur antérieure d'actifs d'impôt différé de 15 millions de dollars (néant au 31 mars 2014). Les actifs d'impôt différé avaient principalement trait aux avantages fiscaux liés à des pertes subies dans le cadre des activités de la Société aux États-Unis détenues directement et ont préalablement été sortis du bilan, puisqu'il n'était plus considéré comme probable que les activités de la Société aux États-Unis détenues directement pourraient générer un résultat imposable suffisant pour nous permettre d'utiliser les pertes fiscales sous-jacentes. Les autres éléments du résultat global comptabilisés au cours de la période 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.

Compte tenu de la transaction avec TransAlta Renewables, une réorganisation de certaines des sociétés de TransAlta est prévue. La réorganisation entraîne la comptabilisation d'un passif d'impôt différé de 8 millions de dollars au titre du placement de TransAlta dans une filiale. Le passif d'impôt différé n'avait pas été comptabilisé auparavant puisque, avant la réorganisation planifiée, il n'était pas prévu que la différence temporaire imposable serait reprise dans un avenir rapproché.

6. 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 31 mars	
	2015	2014
Produits des activités ordinaires	75	82
Résultat net	15	20
Total du résultat global	19	32
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :		
Résultat net	7	10
Total du résultat global	10	16
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	12	21

Aux	31 mars 2015	31 déc. 2014
Actifs courants	64	58
Actifs non courants	597	588
Passifs courants	(67)	(64)
Passifs non courants	(74)	(59)
Total des capitaux propres	(520)	(523)
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	(257)	(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.

	Trois mois clos les 31 mars	
	2015	2014
Produits des activités ordinaires	68	68
Résultat net et total du résultat global	21	22
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle ¹ :		
Résultat net et total du résultat global	7	5
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	8	3

1) Au cours des trois mois clos le 31 mars 2014, le total de la participation ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables s'élevait à 19,3 %. Le 29 avril 2014, la Société a conclu un placement secondaire de 11 950 000 actions ordinaires de TransAlta Renewables. Après la clôture du placement, le total de la participation ne donnant pas le contrôle est passé à 29,7 %.

Aux	31 mars 2015	31 déc. 2014
Actifs courants	88	61
Actifs non courants	1 891	1 903
Passifs courants	(209)	(241)
Passifs non courants	(732)	(682)
Total des capitaux propres	(1 038)	(1 041)
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	(334)	(334)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)	29,7	29,7

7. INSTRUMENTS FINANCIERS

A. Actifs financiers et passifs financiers – Évaluation

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

B. Juste valeur des instruments financiers

I. Évaluations de la juste valeur de niveaux I, II et III

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

a. Niveau I

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

b. Niveau II

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

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

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

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

c. Niveau III

Les justes valeurs sont calculées en utilisant des données d'entrée sur l'actif ou le passif qui ne sont pas observables.

Dans ces cas-là, les justes valeurs de niveau III sont établies en utilisant des techniques d'évaluation, comme le modèle de Black et Scholes, le modèle d'évaluation axé sur les prévisions et le modèle d'évaluation fondé sur les statistiques historiques, à l'aide de

données d'entrée reposant sur les données historiques comme la disponibilité de l'unité, la congestion du transport, les profils de la demande pour des contrats non standardisés distincts et des produits structurés, 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») de la Société, qui régit les opérations sur les produits de base effectuées dans le cadre de ses activités de négociation pour compte propre et celles effectuées afin de gérer le risque lié au prix des produits de base de son entreprise de production. La politique définit et précise les responsabilités en matière de contrôle et de gestion associées aux opérations liées aux produits de base, ainsi que la nature et la fréquence des rapports exigés au titre de ces activités.

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

Les informations sur les contrats de gestion du risque ou les groupes de contrats de gestion du risque qui sont inclus dans les évaluations de niveau III et les données non observables et les sensibilités qui s'y rattachent sont comme suit, compte non tenu de l'incidence sur la juste valeur au titre des données observables comme les liquidités et les escomptes de crédit («justes valeurs de base») ainsi que les profits et les pertes initiaux :

Description	31 mars 2015		31 déc. 2014	
	Juste valeur de base	Sensibilité	Juste valeur de base	Sensibilité
Vente d'électricité à long terme – États-Unis	631	+93 -117	511	+76 -92
Vente d'électricité à long terme – Alberta	(5)	+14 -8	(13)	+13 -8
Achats d'électricité conditionnels – unité	(46)	+8 -8	(53)	+9 -8
Autres	(2)	+2 -3	(2)	+3 -5

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 30 décembre 2024 et 300 MW jusqu'au 30 décembre 2025. Le contrat est désigné comme une couverture de flux de trésorerie globale.

Les principales données non observables utilisées pour l'évaluation sont des prix à terme de l'énergie illiquides pour les périodes au-delà de 2020, périodes pour lesquelles les prix du marché à terme ne sont pas disponibles. Pour ces périodes, des prévisions fondamentales et des indications du marché ont été utilisées afin d'établir les indicateurs des prix de base, des prix les plus élevés et des prix les plus bas. Les prévisions liées aux prix de base ont été établies en faisant la moyenne des prévisions fondamentales externes et internes et des indications du marché. La fourchette des prix à terme illiquides en MWh utilisée pour déterminer la juste valeur de base de niveau III au 31 mars 2015 se situe entre 40 \$ US et 49 \$ US (41 \$ US et 50 \$ US au 31 décembre 2014).

À mesure que les prix du marché et les prévisions au titre des prix du marché diminuent, la juste valeur du contrat et la valeur de sensibilité augmentent. En outre, comme le contrat est libellé en dollars américains et que le dollar américain s'est apprécié par rapport au dollar canadien entre le 31 décembre 2014 et le 31 mars 2015, la valeur de sensibilité et la juste valeur ont augmenté d'environ respectivement 10 millions de dollars et 55 millions de dollars. Étant donné que le contrat est présenté à la valeur actualisée, les variations à la baisse dans les courbes de rendement en dollars américains ont également fait croître la juste valeur de base et la valeur de sensibilité.

ii. Vente d'électricité à long terme – Alberta

La Société a conclu des contrats de vente d'électricité à prix fixe à long terme dans le marché de l'Alberta, y compris des contrats de 10 MW (de janvier 2017 à juin 2021), et de 12,5 MW (sur une base mensuelle) jusqu'en décembre 2024. Les contrats sont comptabilisés comme étant détenus à des fins de transaction.

Les principales données non observables utilisées pour l'évaluation sont des prix à terme illiquides pour les périodes au-delà de 2020, périodes pour lesquelles les prix du marché à terme ne sont pas disponibles. Pour ces périodes, des prévisions fondamentales et des indications du marché ont été utilisées afin d'établir les indicateurs des prix de base, des prix les plus élevés et des prix les plus bas. La fourchette des prix à terme illiquides en MWh utilisée pour déterminer la juste valeur de base de niveau III au 31 mars 2015 se situe entre 87 \$ et 97 \$ (91 \$ et 99 \$ au 31 décembre 2014). À mesure que les prix du marché et les prévisions au titre des prix du marché en Alberta diminuent, la juste valeur des contrats et la valeur de sensibilité augmentent.

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

En vertu des contrats d'achat d'électricité conditionnels, la Société a accepté d'acheter de l'énergie selon le rendement de production de certaines centrales détenues par des tiers. En vertu de ces types de contrats, l'acheteur paie au fournisseur un prix fixe convenu multiplié par la quote-part de la production réelle de la centrale si la centrale en question est en service, mais ne paie aucun montant s'il y a une interruption de service. Les contrats sont comptabilisés comme étant détenus à des fins de transaction.

Les principales données non observables utilisées pour l'évaluation sont les volumes livrés et le taux de production horaire. La production horaire donnera lieu à des prix réalisés à escompte ou à prime par rapport au cours moyen du marché réglé. D'autres données raisonnablement possibles ont été utilisées pour établir la sensibilité des évaluations de la juste valeur. Plus particulièrement, un écart type à la hausse et à la baisse des taux d'actualisation au titre des volumes et des prix a été calculé. Cette analyse repose sur les données historiques relatives à la production des centrales qui sont disponibles. Les fourchettes de l'escompte au titre des volumes et des prix par MWh utilisé pour l'évaluation de la juste valeur de base de niveau III au 31 mars 2015 sont de respectivement 0,3 % à 1,5 % (de 0,3 % à 1,5 % au 31 décembre 2014) et 0 % à 9 % (de 0 % à 10 % au 31 décembre 2014).

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 trois mois closes respectivement les 31 mars 2015 et 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	-	11	116	-	20	(13)	-	31	103
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	-	-	-	(5)	(2)	-	(5)	(2)
Contrats réglés	-	5	(7)	-	(79)	42	-	(74)	35
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 mars 2015	-	(43)	423	-	116	(70)	-	73	353
Informations supplémentaires sur le niveau III :									
Profits comptabilisés dans les autres éléments du résultat global			116			-			116
Total des profits (pertes) inclus(es) dans le résultat avant impôts sur le résultat			7			(15)			(8)
Profits latents compris dans le résultat avant impôts sur le résultat liés aux passifs nets détenus au 31 mars 2015			-			27			27
Informations supplémentaires sur le 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	-	(7)	(13)	-	(10)	8	-	(17)	(5)
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	1	-	-	-	4	-	1	4
Contrats réglés	-	8	(1)	-	30	(31)	-	38	(32)
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 mars 2014	-	(64)	41	-	34	(8)	-	(30)	33
Informations supplémentaires sur le niveau III :									
Pertes comptabilisées dans les autres éléments du résultat global			(13)			-			(13)
Total des profits inclus dans le résultat avant impôts sur le résultat			1			12			13
Pertes latentes comprises dans le résultat avant impôts sur le résultat liées aux actifs nets détenus au 31 mars 2014			-			(19)			(19)

III. Autres actifs et passifs de gestion du risque

Les autres actifs et passifs de gestion du risque incluent principalement les actifs et passifs de gestion du risque qui sont utilisés dans le cadre de la couverture d'opérations sur les produits non énergétiques, comme les taux d'intérêt, l'investissement net dans des établissements à l'étranger et d'autres risques de change. Les variations des autres actifs et passifs de gestion du risque liés aux positions de couverture sont reflétées dans le résultat net lorsque ces transactions ont été réglées au cours de la période ou lorsqu'il existe un niveau d'inefficacité dans la relation de couverture.

Les autres actifs et passifs de gestion du risque, totalisant une juste valeur de l'actif net de 154 millions de dollars au 31 mars 2015 (115 millions de dollars au 31 décembre 2014) sont classés à titre d'évaluation de la juste valeur de niveau II.

IV. Autres actifs et passifs financiers

La juste valeur des actifs et passifs financiers évaluée autrement qu'à la juste valeur est présentée comme suit :

	Juste valeur				Valeur comptable totale
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
Dettes à long terme¹ – 31 mars 2015	-	4 275	-	4 275	4 101
Dettes à long terme ¹ – 31 décembre 2014	-	4 091	-	4 091	3 918

1) Inclut la partie courante et exclut une dette de 70 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 7 B) pour les techniques d'évaluation utilisées pour la juste valeur de niveau III. Dans certains cas, une différence peut surgir entre la juste valeur d'un instrument financier à la comptabilisation initiale (le «prix de transaction») et le montant calculé selon le modèle d'évaluation. Ce profit latent ou cette perte latente est comptabilisé en résultat net seulement si la juste valeur de l'instrument est attestée par un prix du marché qui est coté sur un marché actif, des opérations observables dans le marché actuel qui sont essentiellement les mêmes, ou une technique d'évaluation qui utilise des données d'entrée du marché observables. Lorsque ces critères ne sont pas respectés, la différence est différée dans les états de la situation financière 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 doit être comptabilisée dans le résultat net, et le rapprochement des variations se présente comme suit :

	Trois mois clos les 31 mars	
	2015	2014
Profit net non amorti au début de la période	188	160
Nouveaux profits initiaux	1	5
Amortissement comptabilisé dans le résultat net au cours de la période	(4)	4
Profit net non amorti à la fin de la période	185	169

8. ACTIVITÉS DE GESTION DU RISQUE

A. Actifs et passifs nets de gestion du risque

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

Au 31 mars 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	-	12	-	52	64
Non courants	-	368	-	(6)	362
Actifs nets de gestion du risque lié aux produits de base	-	380	-	46	426
Divers					
Courants	(2)	17	-	7	22
Non courants	-	125	7	-	132
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque	(2)	142	7	7	154
Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque	(2)	522	7	53	580

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 31 mars 2015 liée aux activités de négociation pour compte propre de la Société était de 4 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 31 mars 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 26 millions de dollars (27 millions de dollars en 2014). La VaR au 31 mars 2015 associée aux positions et aux couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture s'établissait à 4 millions de dollars (7 millions de dollars au 31 décembre 2014).

II. Risque de crédit

Le risque de crédit est le risque que les clients ou les contreparties occasionnent une perte financière à la Société en ne s'acquittant pas de leurs obligations, ainsi que le risque lié aux variations de la solvabilité des entités lorsque celles-ci exposent la Société à un risque commercial.

La Société utilise des notes de solvabilité externes, ainsi que des notes de solvabilité internes dans les situations où des notes de solvabilité externes ne sont pas disponibles, pour établir les limites de crédit des contreparties et des clients. Le tableau suivant décrit la distribution, par note de solvabilité, de certains actifs financiers au 31 mars 2015 :

<i>(en pourcentage)</i>	Notation de première qualité	Notation de qualité inférieure	Total
Créances clients	90	10	100
Actifs de gestion du risque	100	-	100

L'exposition maximale au risque de crédit de la Société au 31 mars 2015, compte non tenu de la garantie détenue ou du droit de compensation, est représentée par les valeurs comptables des créances clients et des actifs de gestion du risque figurant dans les états de la situation financière consolidés résumés. Les lettres de crédit et les liquidités sont les principaux types de garanties détenues à titre de sûreté relativement à ces montants.

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 20 millions de dollars au 31 mars 2015 (29 millions de dollars au 31 décembre 2014).

III. Risque de liquidité

Le risque de liquidité est lié à la capacité de la Société d'avoir accès au capital requis pour ses activités de négociation pour compte propre, ses 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	394	-	-	-	-	-	394
Dettes à long terme ¹	121	29	510	1 519	402	1 593	4 174
(Actifs) passifs de gestion du risque lié aux produits de base	(41)	(37)	(28)	(39)	(40)	(241)	(426)
Autres (actifs) passifs de gestion du risque	(20)	(10)	(75)	(49)	-	-	(154)
Intérêts sur la dette à long terme ²	152	198	191	143	110	778	1 572
Dividendes à verser	56	-	-	-	-	-	56
Total	662	180	598	1 574	472	2 130	5 616

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.

C. Garanties et modalités conditionnelles d'instruments dérivés

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

Au 31 mars 2015, la Société avait fourni une garantie de 81 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, y compris une révision à la baisse de la note de crédit. Si pareille révision survenait, la Société serait tenue de fournir une garantie additionnelle de 116 millions de dollars à ses contreparties (86 millions de dollars au 31 décembre 2014).

9. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

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

	Terrains	Production au 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
Acquisitions	1	-	-	-	-	123	-	124
Ajouts – contrats de location-financement	-	-	-	-	1	-	-	1
Cessions	(1)	-	-	-	-	-	-	(1)
Amortissement	-	(68)	(25)	(25)	(15)	-	(3)	(136)
Révision et augmentation des frais de démantèlement et de remise en état	-	1	2	1	-	-	-	4
Mise hors service d'actifs	-	(2)	-	-	-	-	-	(2)
Variation des taux de change	2	32	5	8	5	6	4	62
Transferts	8	26	78	7	20	(141)	2	-
Au 31 mars 2015	92	2 851	936	2 160	626	329	296	7 290

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

10. 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	31 mars 2015			31 décembre 2014		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêts ¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêts ¹
Facilités de crédit ²	681	681	2,8 %	96	96	2,8 %
Débitures	1 044	1 051	6,1 %	1 043	1 051	6,1 %
Billets de premier rang ³	2 036	2 030	4,9 %	2 444	2 436	4,9 %
Dettes sans recours ⁴	392	394	5,6 %	380	383	5,9 %
Divers	18	18	5,9 %	19	19	5,9 %
	4 171	4 174		3 982	3 985	
Obligations au titre des contrats de location-financement	74			74		
	4 245			4 056		
Moins : partie courante de la dette à long terme	(122)			(738)		
Moins : partie courante des obligations au titre des contrats de location-financement	(13)			(13)		
Total de la partie courante de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement	(135)			(751)		
Total de la facilité de crédit, de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement	4 110			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. Les montants libellés en monnaies étrangères n'incluent aucun solde au 31 mars 2015 et au 31 décembre 2014.

3) Valeur nominale de 1,6 milliard de dollars américains au 31 mars 2015 (2,1 milliards de dollars américains au 31 décembre 2014).

4) Inclut 20 millions de dollars américains au 31 mars 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 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 débiteures garanties de 35 millions de dollars qui portent intérêt à 5,28 % liées à l'installation de Pingston.

Au 31 mars 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 1,0 milliard de dollars (1,6 milliard de dollars au 31 décembre 2014) n'avait pas été prélevé et était disponible, sous réserve des modalités d'emprunt habituelles.

Les lettres de crédit en cours au 31 mars 2015 totalisaient 409 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 TransAlta comporte des modalités et conditions, y compris des clauses restrictives financières, qui sont considérées comme normales et courantes. Au 31 mars 2015, la Société se conformait à toutes les clauses restrictives de la dette.

B. Restrictions

Les débetures d'un montant de 347 millions de dollars émises par Canadian Hydro Developers, Inc., filiale de la Société, comprennent des clauses restrictives exigeant que le produit de la vente d'actifs soit réinvesti dans des actifs renouvelables similaires.

11. ACTIONS ORDINAIRES

A. Émises et en circulation

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

	Trois mois clos les 31 mars			
	2015		2014	
	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant
Émises et en circulation au début de la période	275,0	3 001	268,2	2 916
Émises en vertu du régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions	2,0	20	2,1	28
	277,0	3 021	270,3	2 944
Montants à recevoir en vertu du régime d'actionariat des employés	-	(2)	-	(3)
Émises et en circulation à la fin de la période	277,0	3 019	270,3	2 941

B. Dividendes

Le 28 janvier 2015, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,18 \$ par action ordinaire qui sera versé le 1^{er} avril 2015. Au versement, 1,7 million d'actions ordinaires ont été émises à l'égard des dividendes réinvestis.

Le 27 avril 2015, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,18 \$ par action ordinaire qui sera versé le 1^{er} juillet 2015.

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.

12. 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 31 mars 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 closes les 31 mars :

Série	Trois mois clos les 31 mars			
	2015		2014	
	Montants par action	Total	Montants par action	Total
A	0,2875	4	0,2875	3
C	0,2875	3	0,2875	3
E	0,3125	3	0,3125	3
G	0,33125	2	-	-
Total pour la période		12		9

Le 27 avril 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 30 juin 2015.

13. ÉVENTUALITÉS

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

14. INFORMATIONS SECTORIELLES

A. Résultats sectoriels

Trois mois clos le 31 mars 2015	Charbon Canada	Charbon États-Unis	Gaz	Énergie éolienne	Énergie hydroélectrique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	246	51	167	73	25	31	-	593
Combustible et achats d'électricité	113	46	73	4	1	-	-	237
Marge brute	133	5	94	69	24	31	-	356
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	49	12	24	12	11	8	18	134
Amortissement	57	15	27	22	6	-	6	133
Provision pour frais de restructuration	7	-	-	-	-	-	-	7
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	1	1	2	-	-	-	7
Résultats d'exploitation	17	(23)	42	33	7	23	(24)	75
Produits tirés des contrats de location-financement	-	-	13	-	-	-	-	13
Charge d'intérêt nette								(60)
Profit de change								1
Résultat avant impôts sur le résultat								29

Trois mois clos les 31 mars 2014 (Retraité – note 2)	Charbon Canada	Charbon États-Unis	Gaz	Énergie éolienne	Énergie hydroélectrique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	254	113	232	80	31	65	-	775
Combustible et achats d'électricité	122	75	136	4	2	-	-	339
Marge brute	132	38	96	76	29	65	-	436
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	49	14	25	11	12	16	17	144
Amortissement	61	14	27	21	6	-	6	135
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	-	1	2	1	-	-	7
Résultats d'exploitation	19	10	43	42	10	49	(23)	150
Produits tirés des contrats de location-financement	-	-	12	-	-	-	-	12
Charge d'intérêt nette								(66)
Perte de change								(5)
Résultat avant impôts sur le résultat								91

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2015, les stocks de charbon de la mine de Centralia ont été dépréciés de 10 millions de dollars (4 millions de dollars en 2014) jusqu'à la valeur nette de réalisation. La dépréciation est incluse dans le poste Combustible et achats d'électricité du secteur Charbon aux États-Unis.

Le secteur Éolien comprend un montant de 6 millions de dollars pour la période de trois mois close le 31 mars 2015 (7 millions de dollars en 2014) d'incitatifs reçus en vertu d'un programme du gouvernement du Canada visant des projets de production d'énergie 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 31 mars	
	2015	2014
Dotation aux amortissements selon les comptes de résultat consolidés résumés	133	135
Amortissement compris dans le poste Combustible et achats d'électricité	14	15
Dotation aux amortissements selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés	147	150

INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

		31 mars 2015	31 déc. 2014
Cours de clôture (TSX) (\$)		11,75	10,52
Fourchette de cours pour les 12 derniers mois (TSX) (\$)	Haut	13,44	14,94
	Bas	9,81	9,81
Dette nette ajustée sur le capital investi (%)		56,6	56,3
Dette nette ajustée sur le capital investi, exclusion faite de la dette sans recours ¹ (%)		54,3	54,1
Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ² (multiple)		4,5	4,2
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires ² (%)		4,5	6,3
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison ^{1,2} (%)		2,1	3,0
Rendement du capital investi ² (%)		4,8	5,8
Rendement du capital investi aux fins de comparaison ^{1,2} (%)		4,7	5,1
Dividendes en espèces par action ² (\$)		0,72	0,83
Ratio cours/résultats aux fins de comparaison ^{1,2} (multiple)		69,1	42,1
Couverture par le résultat ² (multiple)		1,5	1,7
Ratio de distribution selon le résultat net ² (%)		200,0	139,0
Ratio de distribution fondé sur les résultats aux fins de comparaison ^{1,2} (%)		421,3	288,2
Ratio de distribution fondé sur les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ^{1,2} (%)		27,8	26,4
Rendement des actions ² (%)		6,1	7,9
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée ² (%)		15,7	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) Les ratios intègrent des composantes qui ne sont pas définies selon les IFRS. Aucune de ces mesures ne doit être utilisée séparément ou en remplacement du rendement financier ou de la situation financière de la Société tels qu'ils sont présentés selon les IFRS. Ces ratios sont des mesures complémentaires utiles pour évaluer le rendement financier, l'efficacité et la situation de trésorerie de la Société et sont courants dans les rapports des autres sociétés, mais peuvent être définis et appliqués autrement. Pour un rapprochement des mesures non conformes aux IFRS utilisées dans 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 (positive) négative des instruments de couverture de la dette - trésorerie et équivalents de trésorerie + 50 % des actions privilégiées émises / 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

Ratio cours / résultat aux fins de comparaison = cours de clôture / résultat par action aux fins de comparaison de la période

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 / résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ou résultat aux fins de comparaison ou 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 (positive) négative des instruments de couverture sur la dette + 50 % des actions privilégiées émises - trésorerie et équivalents de trésorerie

Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison avant intérêts sur les intérêts ajustés = fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison + intérêts sur la dette - produit d'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.

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.

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

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.

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