



RAPPORT DE GESTION

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

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités de TransAlta Corporation pour les périodes de trois mois et de six mois closes les 30 juin 2014 et 2013, ainsi qu'avec les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion contenus dans notre rapport annuel de 2013. Dans le présent rapport de gestion, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», la «Société» et «TransAlta» désignent TransAlta Corporation et ses filiales. Les états financiers consolidés résumés ont été préparés selon l'IAS 34, *Information financière intermédiaire*, des Normes internationales d'information financière («IFRS»). Les montants de tous les tableaux du présent rapport de gestion sont en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Le présent rapport de gestion est daté du 29 juillet 2014. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta, y compris sa notice annuelle, se trouvent sur SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

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 trois secteurs d'activité : Production, Opérations sur les produits énergétiques et Siège social. Aux fins du présent rapport de gestion, nous avons séparé notre secteur Production selon les différents types de combustible de façon à fournir des renseignements supplémentaires à nos lecteurs. 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, au poste 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 donc 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 préparées 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.

FAITS SAILLANTS

Faits saillants consolidés

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Produits des activités ordinaires	491	542	1 266	1 082
BAlIA aux fins de comparaison ¹	213	247	523	515
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(50)	15	(1)	4
Résultat net aux fins de comparaison attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ¹	(12)	9	35	41
Fonds provenant des activités d'exploitation ¹	154	184	392	377
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	51	92	330	348
Flux de trésorerie disponibles ¹	19	57	158	171
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,18)	0,06	-	0,02
Résultat net par action aux fins de comparaison ¹	(0,04)	0,03	0,13	0,16
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ¹	0,57	0,70	1,45	1,45
Flux de trésorerie disponibles par action ¹	0,07	0,22	0,58	0,66
Dividendes versés par action ordinaire	0,18	0,29	0,47	0,58
Aux			30 juin 2014	31 déc. 2013²
Total de l'actif			9 296	9 624
Total des passifs non courants			4 648	5 348

Faits saillants financiers

- Le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement («BAlIA») aux fins de comparaison pour le deuxième trimestre de 2014 a totalisé 213 millions de dollars, en raison de la disponibilité accrue de notre secteur Production et de l'amélioration du rendement de l'exploitation de notre secteur Charbon au Canada. Les résultats du deuxième trimestre correspondent à nos attentes, soit d'atteindre un BAlIA qui se situe dans une fourchette de 1 015 millions de dollars à 1 065 millions de dollars pour un exercice complet. Le BAlIA aux fins de comparaison a diminué de 34 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2013, en raison surtout du recul des prix en Alberta qui a eu une incidence sur nos centrales hydroélectriques, nos parcs éoliens et nos centrales alimentées au gaz dans la province. Les prix en Alberta se sont élevés en moyenne à 42 \$ le mégawattheure («MWh») au cours du deuxième trimestre de 2014 par rapport à 123 \$ le MWh pour la période correspondante de 2013. La stratégie de l'entreprise, qui consiste à être en grande partie assujettie à des contrats, a limité l'incidence de la baisse de la volatilité des prix et du recul des prix en Alberta au cours du trimestre.
- Pour la période de six mois close le 30 juin 2014, le BAlIA aux fins de comparaison s'est établi à 523 millions de dollars, soit une hausse de 8 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2013, du fait surtout des résultats remarquables de notre secteur Opérations sur les produits énergétiques au cours du premier trimestre de 2014, de la disponibilité accrue de notre secteur Production et de l'amélioration du rendement de l'exploitation de notre secteur Charbon au Canada. Cette hausse a été contrebalancée en partie par le recul des prix en Alberta au cours du deuxième trimestre de 2014.

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'évaluer la tendance des résultats plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. 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, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements des mesures calculées selon les IFRS.

2) Compte tenu du reclassement décrit à la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion.

- Les fonds provenant des activités d'exploitation pour la période de trois mois close le 30 juin 2014 ont subi l'incidence de la baisse du BAIIA aux fins de comparaison et se sont établis à 154 millions de dollars, soit une diminution de 30 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2013. Les fonds provenant des activités d'exploitation depuis le début de l'exercice ont totalisé 392 millions de dollars, soit une hausse de 15 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2013. Nous sommes toujours en bonne voie de dégager des fonds provenant des activités d'exploitation qui se situent dans la fourchette souhaitée, soit entre 743 millions de dollars et 793 millions de dollars pour un exercice complet.
- Au deuxième trimestre, la perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires s'est établie à 12 millions de dollars (perte nette de 0,04 \$ par action), soit une baisse par rapport au résultat net aux fins de comparaison de 9 millions de dollars (résultat net de 0,03 \$ par action) pour la période correspondante de 2013, en raison de la diminution du BAIIA aux fins de comparaison. Cette baisse a été contrebalancée en partie par une diminution de la charge d'impôts sur le résultat.
- Le résultat net aux fins de comparaison attribuable aux porteurs d'actions ordinaires depuis le début de l'exercice a été de 35 millions de dollars (résultat net de 0,13 \$ par action) en 2014, soit une baisse en regard de 41 millions de dollars (résultat net de 0,16 \$ par action) en 2013. La hausse du BAIIA aux fins de comparaison et la diminution des impôts sur le résultat ont été plus que contrebalancées par l'accroissement de l'amortissement, les pertes de change et le résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.
- Au deuxième trimestre, la perte nette présentée attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a été de 50 millions de dollars (perte nette de 0,18 \$ par action), soit une baisse de 65 millions de dollars par rapport au résultat net de 15 millions de dollars (résultat net de 0,06 \$ par action) pour la période correspondante de 2013. Cette baisse découle d'une diminution du volume de contrats de couverture à prix élevés à la centrale thermique de Centralia, du recul des prix en Alberta et d'un fléchissement des profits à la vente d'actifs, le tout en partie contrebalancé par l'amélioration du rendement de l'exploitation du secteur Charbon au Canada et une diminution de la charge d'impôts sur le résultat. La perte nette présentée pour le deuxième trimestre de 2014 ne comprend pas l'incidence du règlement de certaines couvertures dont la désignation a été annulée au cours de la période étant donné que ces profits ont été comptabilisés lorsque la désignation a été annulée au cours des périodes antérieures.
- La perte nette présentée attribuable aux porteurs d'actions ordinaires depuis le début de l'exercice a été de 1 million de dollars (perte nette de 0,00 \$ par action), soit une diminution de 5 millions de dollars par rapport au résultat net de 4 millions de dollars (résultat net de 0,02 \$ par action) en 2013. Cette diminution est imputable principalement à la baisse du volume de contrats de couverture à prix élevés à la centrale thermique de Centralia, au recul des prix en Alberta et à la hausse de la charge d'impôts sur le résultat, le tout en partie contrebalancé par les résultats remarquables du secteur Opérations sur les produits énergétiques, l'amélioration du rendement de l'exploitation du secteur Charbon au Canada et la perte ponctuelle à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite au cours de la période précédente. Le résultat net présenté depuis le début de l'exercice ne comprend pas l'incidence du règlement de certaines couvertures dont la désignation a été annulée au cours de la période étant donné que ces profits ont été comptabilisés lorsque la désignation a été annulée au cours des périodes antérieures.

Faits saillants des initiatives stratégiques

Depuis le début de l'exercice, nous avons déployé d'importants efforts pour accroître notre portefeuille d'actifs faisant l'objet de contrats, améliorer le rendement de l'exploitation et consolider notre situation financière.

- Conclusion d'ententes visant à construire et exploiter une centrale alimentée au gaz à cycle combiné de 150 mégawatts («MW») de 570 millions de dollars australiens à South Hedland, en Australie-Occidentale. La centrale, qui est entièrement visée par un contrat, devrait être en service et fournir de l'énergie aux clients au premier semestre de 2017.
- Avec le coentrepreneur, poursuite du développement du projet de gazoduc de 178 millions de dollars relié à la centrale de Solomon de la Société. Nous détenons une participation de 43 % dans la coentreprise. Le projet se déroule selon l'échéancier et le budget prévu.

- Conclusion de la vente de notre participation de 50 % dans CE Generation LLC («CE Gen»), le projet de mise en valeur Blackrock («Blackrock») et CalEnergy, LLC («CalEnergy»), en contrepartie d'un produit net de 188,5 millions de dollars américains au cours du trimestre.
- Conclusion du placement secondaire d'actions de TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables») au cours du deuxième trimestre pour un produit d'environ 129 millions de dollars, déduction faite des coûts de placement.
- Conclusion d'un placement de billets de premier rang de 400 millions de dollars américains venant à échéance en juin 2017.

Résultats d'exploitation

Le tableau suivant présente le BAIIA aux fins de comparaison :

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Disponibilité ¹ (%)	82,1	72,1	86,8	81,7
Disponibilité ajustée ^{1,2} (%)	85,4	81,8	88,4	86,6
Production (GWh) ¹	9 283	8 110	21 350	18 754
BAIIA aux fins de comparaison				
Secteur Production				
Secteur charbon au Canada	83	48	177	146
Secteur charbon aux É.-U.	14	21	31	33
Gaz	69	85	151	169
Énergie éolienne	33	46	95	96
Hydroélectricité	20	52	39	76
Total du secteur Production	219	252	493	520
Secteur Opérations sur les produits énergétiques	4	11	53	24
Secteur Siège social	(10)	(16)	(23)	(29)
Total du BAIIA aux fins de comparaison	213	247	523	515

- Charbon au Canada : Le BAIIA aux fins de comparaison a grimpé à 83 millions de dollars pour le deuxième trimestre et à 177 millions de dollars depuis le début de l'exercice, par rapport à respectivement 48 millions de dollars et 146 millions de dollars pour les périodes correspondantes en 2013. Cette amélioration sur douze mois est attribuable à la disponibilité accrue. En 2013, nos résultats ont subi l'incidence de l'achat d'électricité à des prix plus élevés pour respecter des contrats financiers existants en raison d'une production plus faible que prévu pendant les interruptions non planifiées. Pour le deuxième trimestre et depuis le début de l'exercice, les prix nettement inférieurs à la moyenne en Alberta, en raison des contrats d'achat d'électricité («CAÉ») et des couvertures à long terme visant la majorité de notre capacité, n'ont pas eu une grande incidence sur le secteur Charbon au Canada.
- Charbon aux États-Unis : Le BAIIA aux fins de comparaison s'est établi à 14 millions de dollars au deuxième trimestre de 2014 par rapport à 21 millions de dollars pour la période correspondante de 2013. Les résultats en 2013 ont subi une incidence favorable du fait des contrats de couverture à prix plus élevés.
- Gaz : Le BAIIA aux fins de comparaison a été de 69 millions de dollars pour le deuxième trimestre et de 151 millions de dollars depuis le début de l'exercice par rapport à respectivement 85 millions de dollars et 169 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2013. Cette diminution du BAIIA aux fins de comparaison s'explique essentiellement par le recul des prix en Alberta qui a eu une incidence sur les résultats de la centrale de Poplar Creek et les effets d'un nouveau contrat à Ottawa.

1) La disponibilité et la production comprennent tous les actifs de production (activités de production, contrats de location-financement et placements en titres de capitaux propres).

2) Ajustée en fonction de la répartition économique à la centrale thermique de Centralia.

- Énergie éolienne : Le BAIIA aux fins de comparaison s'est fixé à 33 millions de dollars pour le deuxième trimestre par rapport à 46 millions de dollars pour la période correspondante de 2013. Le recul des prix en Alberta a eu une incidence sur nos produits alors que la production a été légèrement en deçà de celle de 2013 dans l'ouest et dans l'est du Canada. La contribution du parc éolien du Wyoming a été de 78 gigawattheures («GWh») au deuxième trimestre par rapport à 164 GWh au premier trimestre. Le BAIIA aux fins de comparaison depuis le début de l'exercice a diminué de 1 million de dollars, pour se fixer à 95 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2013 en raison du recul des prix en Alberta. Ce résultat a été contrebalancé en partie par six mois complets d'exploitation aux parcs éoliens de New Richmond et du Wyoming.
- Énergie hydroélectrique : Le BAIIA aux fins de comparaison s'est établi à 20 millions de dollars pour le deuxième trimestre et à 39 millions de dollars depuis le début de l'exercice par rapport à respectivement 52 millions de dollars et 76 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2013. Le recul des prix et la faible volatilité des prix en Alberta ont réduit notre capacité à tirer profit de la flexibilité des ressources pour produire de l'électricité pendant les heures facturées à des prix plus élevés. De plus, la diminution des ressources hydrauliques par rapport à 2013 a eu une incidence sur les résultats du deuxième trimestre et depuis le début de l'exercice.
- Secteur Opérations sur les produits énergétiques : Après avoir dégagé un solide BAIIA aux fins de comparaison de 49 millions de dollars au cours du premier trimestre de 2014, le secteur Opérations sur les produits énergétiques a généré 4 millions de dollars au deuxième trimestre, soit une baisse de 7 millions de dollars par rapport au deuxième trimestre de 2013. La baisse de la volatilité des prix des produits de base en Alberta a eu une incidence sur la capacité du secteur Opérations sur les produits énergétiques à générer une marge brute. Les résultats provenant des autres marchés au sein desquels nous effectuons des transactions correspondent à ceux de la période correspondante de 2013. La hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration découlant de l'accroissement de la répartition des charges du siège social et l'augmentation des charges de rémunération ont également eu une incidence sur les résultats du secteur. Depuis le début de l'exercice 2014, le BAIIA aux fins de comparaison s'est établi à 53 millions de dollars, soit une hausse de 29 millions de dollars par rapport à 24 millions de dollars pour la période correspondante de 2013 en raison de notre capacité à optimiser les actifs de commercialisation de l'énergie en dépit de la grande volatilité du marché par suite des phénomènes météorologiques extrêmes ayant eu lieu au cours du premier trimestre dans le nord-est.
- Secteur Siège social : Notre secteur Siège social a engagé des charges de 10 millions de dollars au cours du deuxième trimestre de 2014, soit une réduction par rapport à 16 millions de dollars pour la période correspondante de 2013. Depuis le début de l'exercice, ce montant s'est fixé à 23 millions de dollars par rapport à 29 millions de dollars pour la période correspondante de 2013. Cette réduction découle de la diminution des provisions pour les rémunérations au rendement au cours du deuxième trimestre et de la modification de la répartition des coûts indirects dans nos secteurs d'activité.

DISPONIBILITÉ ET PRODUCTION

La disponibilité pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014 a augmenté comparativement à celle des périodes correspondantes de 2013, du fait surtout de la baisse du nombre d'interruptions non planifiées dans le secteur Charbon au Canada et de la diminution de la répartition économique à la centrale thermique de Centralia, contrebalancées en partie par une hausse des interruptions planifiées dans nos centrales de l'Alberta assujetties à des CAÉ.

La disponibilité ajustée pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014 a augmenté comparativement à celle des périodes correspondantes en 2013, principalement en raison de la baisse du nombre d'interruptions non planifiées dans le secteur Charbon au Canada, en partie contrebalancée par une hausse du nombre d'interruptions planifiées dans nos centrales de l'Alberta assujetties à des CAÉ.

La production pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014 a augmenté de respectivement 1 565 GWh et 3 068 GWh par rapport à celle des périodes correspondantes de 2013, en raison surtout de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, d'une baisse du nombre d'interruptions non planifiées dans le secteur Charbon au Canada, d'une diminution de la répartition économique à la centrale thermique de Centralia et de l'acquisition du parc éolien du Wyoming, le tout en partie contrebalancé par une hausse du nombre d'interruptions planifiées dans nos centrales de l'Alberte assujetties à des CAÉ.

FONDS PROVENANT DES ACTIVITÉS D'EXPLOITATION ET FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES

La présentation de mesures non conformes aux IFRS comme les fonds provenant des activités d'exploitation, les flux de trésorerie disponibles, les fonds provenant des activités d'exploitation par action et les flux de trésorerie disponibles par action d'une période à l'autre fournit à la direction et aux investisseurs des indications sur le montant des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant les variations du fonds de roulement, et facilite l'évaluation des tendances des flux de trésorerie par rapport aux résultats des périodes antérieures.

Les fonds provenant des activités d'exploitation par action et les flux de trésorerie disponibles par action sont calculés en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période :

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	51	92	330	348
Incidence liée à la réclamation en Californie	33	-	33	-
Règlement des frais de restructuration	-	-	-	4
Produit d'assurance non comparable	(6)	-	(6)	-
Calendrier des paiements liés à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite	-	(2)	-	7
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	-	-	1	1
Frais d'entretien liés aux inondations	8	1	8	1
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	68	93	26	16
Fonds provenant des activités d'exploitation	154	184	392	377
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien	(107)	(101)	(171)	(152)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(10)	(10)	(19)	(19)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(18)	(16)	(44)	(35)
Flux de trésorerie disponibles	19	57	158	171
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	272	262	271	260
Fonds provenant des activités d'exploitation par action	0,57	0,70	1,45	1,45
Flux de trésorerie disponibles par action	0,07	0,22	0,58	0,66

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 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
BAIIA aux fins de comparaison	213	247	523	515
Profit réalisé sur les activités de gestion du risque	5	10	10	10
Charge d'intérêt	(58)	(58)	(119)	(116)
Provisions	6	7	4	-
Charge d'impôt exigible	(9)	(18)	(17)	(26)
Profit (perte) de change réalisé(e)	(3)	2	1	5
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(4)	(8)	(7)	(13)
Reprise des coûts de restructuration	-	2	-	2
Frais d'entretien liés aux inondations	4	-	-	-
Règlement des frais de restructuration	-	-	-	4
Calendrier des paiements liés à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite	-	(2)	-	7
Autres éléments sans effet de trésorerie	-	2	(3)	(11)
Fonds provenant des activités d'exploitation	154	184	392	377

Les fonds provenant des activités d'exploitation pour la période de trois mois close le 30 juin 2014 ont fléchi de 30 millions de dollars en regard de ceux de la période correspondante de 2013, pour s'établir à 154 millions de dollars, en raison surtout de la diminution du BAIIA aux fins de comparaison. Pour la période de six mois close le 30 juin 2014, les fonds provenant des activités d'exploitation ont grimpé de 15 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2013, en raison d'une augmentation du BAIIA aux fins de comparaison. Les intérêts au comptant et les impôts sur le résultat au comptant payés correspondent à ceux des périodes de trois mois et de six mois closes en 2014 et 2013.

Les flux de trésorerie disponibles pour la période de trois mois close le 30 juin 2014 ont régressé de 38 millions de dollars comparativement à ceux de la période correspondante de 2013 pour s'établir à 19 millions de dollars, en raison d'une baisse des fonds provenant des activités d'exploitation.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2014, les flux de trésorerie disponibles ont diminué de 13 millions de dollars comparativement à ceux de la période correspondante de 2013 pour se fixer à 158 millions de dollars. Les dépenses d'investissement de maintien pour la période de six mois close le 30 juin 2014 ont augmenté de 19 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2013. Nous nous attendons à ce que nos dépenses d'investissement de maintien varient entre 315 millions de dollars et 345 millions de dollars pour l'exercice 2014. Les distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales ont augmenté de 9 millions de dollars en raison de la réduction de notre participation dans TransAlta Renewables et de l'amélioration du rendement de TransAlta Cogeneration LP.

ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS

Projet South Hedland

Le 28 juillet 2014, nous avons conclu un contrat pour construire, détenir et exploiter une centrale alimentée au gaz à cycle combiné de 150 MW à South Hedland, en Australie-Occidentale. Le coût du projet est estimé à environ 570 millions de dollars australiens, y compris le coût d'acquisition du matériel existant de Horizon Power. La mise en valeur est entièrement visée par un contrat de 25 ans conclu avec Horizon Power, société de services publics de l'État, et The Pilbara Infrastructure Pty Ltd., filiale en propriété exclusive de Fortescue, société minière. Le projet pourrait être étendu pour servir des clients supplémentaires à des dates ultérieures. La centrale fournira de l'énergie aux clients de Horizon Power dans la région de Pilbara ainsi qu'aux exploitations portuaires de Fortescue. IHI Engineering Australia a été choisie pour assurer la construction de la centrale. Les demandes de permis de travail et environnementaux nécessaires ont été présentées et font l'objet d'une évaluation. La construction devrait

s'échelonner sur les trois prochaines années, et la centrale devrait être en service et fournir de l'électricité aux clients au premier semestre de 2017.

Gazoduc en Australie

Le 15 janvier 2014, la Société a annoncé la constitution d'une coentreprise sans personnalité morale nommée Fortescue River Gas Pipeline Joint Venture afin de construire, de détenir et d'exploiter un gazoduc de 178 millions de dollars qui reliera le gazoduc entre Dampier et Bunbury à notre centrale de Solomon. La Société détient une participation de 43 % dans la coentreprise par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive. Le projet se déroule selon l'échéancier et le budget prévu. Tous les travaux de conception sont achevés, les licences ont été délivrées, et la première expédition de tuyaux a été effectuée. En plus de notre quote-part du coût du gazoduc, un montant de 10 millions de dollars au titre des coûts de mise à niveau de la centrale est engagé dans le cadre du projet, lequel sera recouvrable au fil du temps au moyen de l'augmentation des paiements de location.

Vente de CE Gen, de Blackrock et de CalEnergy

Le 12 juin 2014, nous avons conclu l'entente que nous avons déjà annoncée visant la vente de notre participation de 50 % dans CE Gen, Blackrock et CalEnergy à MidAmerican Renewables en contrepartie d'un produit brut de 200,5 millions de dollars américains. Le produit net s'est élevé à 188,5 millions de dollars américains, compte tenu de notre apport en capital à CE Gen en mai 2014. Par suite de la vente, nous avons comptabilisé un profit avant impôts et taxes de 1 million de dollars dans les résultats du deuxième trimestre.

La vente de notre participation de 50 % dans Wailuku Holding Company LLC annoncée en février 2014 devrait se conclure en décembre 2014.

Placement secondaire d'actions de TransAlta Renewables

Le 29 avril 2014, nous avons clôturé le placement secondaire déjà annoncé de 11 950 000 actions ordinaires de TransAlta Renewables à un prix de 11,40 \$ l'action ordinaire, pour un produit brut d'environ 136 millions de dollars (produit net d'environ 129 millions de dollars, compte tenu des frais d'émission). Le produit net tiré du placement a servi au remboursement de la dette, au financement de la croissance ainsi qu'aux fins générales de la Société. Depuis la clôture du placement, nous détenons environ 70,3 % des actions ordinaires de TransAlta Renewables.

Projet de transport Fort McMurray

Le 17 janvier 2014, la Société a annoncé que le partenariat stratégique avec MidAmerican Transmission, TAMA Transmission LP («TAMA Transmission»), qui a été conclu le 9 mai 2013, a obtenu la permission de participer au processus d'appel d'offres visant le projet de transport Fort McMurray West de 500 kilovolts. L'Alberta Electric System Operator («AESO») a annoncé la liste restreinte des sociétés qu'il a retenues, dont TAMA Transmission. Ainsi, cette dernière participera à la prochaine étape du processus d'appel d'offres pour ce projet. L'AESO a annoncé son intention de choisir l'entreprise qui obtiendra le contrat en décembre 2014.

Réclamation en Californie

Le 30 mai 2014, nous avons annoncé que notre règlement avec les services publics de la Californie, le procureur général de la Californie et certaines autres parties («parties de la Californie») visant les réclamations liées à la crise de l'énergie de 2000 à 2001 en Californie a été approuvé par la Federal Energy Regulatory Commission. Le règlement prévoit un paiement de 52 millions de dollars américains en deux versements égaux ainsi qu'un crédit d'environ 97 millions de dollars américains au titre des sommes qui nous sont dues liées aux créances clients. Le premier versement de 26 millions de dollars américains a été effectué en juin 2014 et

le deuxième est prévu pour 2015. Au cours du quatrième trimestre de 2013, la Société avait imputé, au titre du règlement prévu de ces litiges avec les parties en Californie, une charge avant impôts et taxes d'environ 56 millions de dollars. La conclusion du règlement a donné lieu à l'imputation d'une charge additionnelle avant impôts et taxes de 5 millions de dollars au deuxième trimestre de 2014.

Procédures devant l'Alberta Utilities Commission

Le 21 mars 2014, l'administrateur de la surveillance du marché (l'«ASM») d'Alberta a déposé une demande auprès de l'Alberta Utilities Commission (l'«AUC»), alléguant notamment que TransAlta a manipulé le prix de l'électricité en Alberta au moyen d'interruptions de service dans certaines de ses unités de production alimentées au charbon à la fin de 2010 et au début de 2011. TransAlta a nié toutes les allégations de l'ASM. La demande de l'ASM est actuellement devant l'AUC. L'audience relative à la demande devrait se tenir en décembre 2014.

Placement de billets de premier rang

Le 3 juin 2014, nous avons conclu un placement de billets de premier rang de 400 millions de dollars américains venant à échéance en juin 2017 et portant intérêt au taux nominal de 1,90 %, payable semestriellement, à un prix d'émission équivalant à 99,887 % du capital des billets. Le produit net du placement a servi au remboursement des emprunts au titre des facilités de crédit existantes et aux fins générales de la Société.

Entente liée à l'unité 6 de la centrale de Sundance

Le 19 février 2014, nous avons conclu une entente avec l'acheteur du CAÉ relativement au litige avec l'unité 6 de la centrale de Sundance. Cette entente n'a aucune incidence importante sur les états financiers.

Nomination au sein de l'équipe de direction

Le 18 mars 2014, nous avons annoncé la nomination de trois membres de la haute direction, qui amélioreront l'atteinte de nos objectifs en matière d'excellence opérationnelle au chapitre des activités de base et de la croissance. Brett Gellner a été nommé chef de la direction des placements et est chargé de diriger tous les aspects de la croissance de la Société. Donald Tremblay s'est joint à TransAlta à titre de chef de la direction des finances le 31 mars 2014, et Wayne Collins a accepté la responsabilité de diriger les activités minières et les activités liées au charbon le 3 juillet 2014.

CONTEXTE D'AFFAIRES

Nous exerçons nos activités dans divers contextes d'affaires afin de produire de l'électricité, de trouver des acheteurs pour l'énergie que nous produisons et d'assurer le transport de cette énergie. Les principaux marchés au sein desquels nous exerçons nos activités sont l'ouest du Canada, l'ouest des États-Unis et l'est du Canada. Pour une description plus détaillée des régions où nous évoluons ainsi que de l'incidence des prix de l'électricité et du gaz naturel sur nos résultats financiers, se reporter à notre rapport de gestion annuel de 2013.

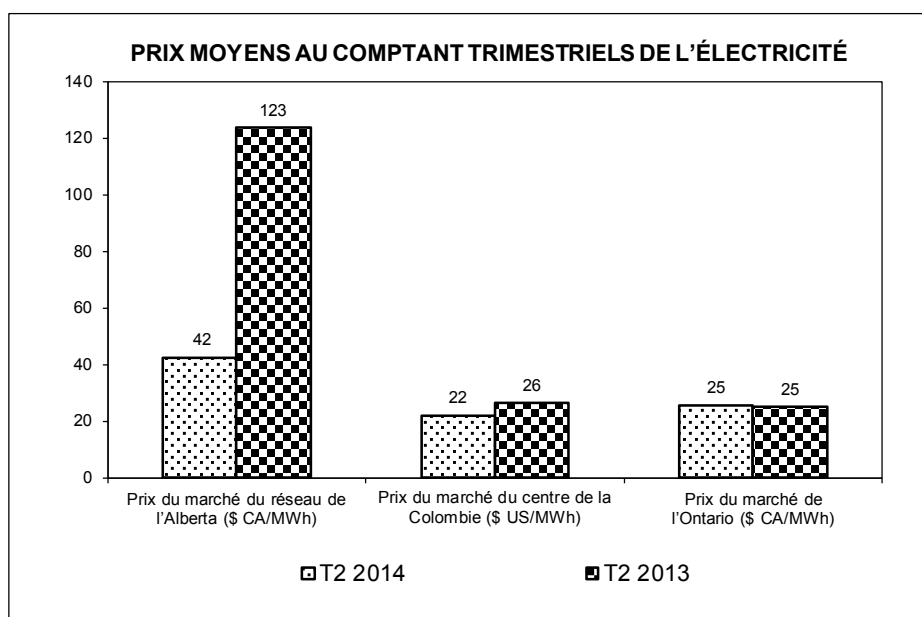
Flux de trésorerie contractuels

Pendant le deuxième trimestre de 2014, environ 90 % de notre portefeuille d'électricité consolidé était visé par des CAÉ et d'autres contrats à long terme. Nous avons également conclu des contrats sur instruments financiers et des contrats prévoyant la livraison à court terme pour les volumes restants, dont la plupart sont d'une durée d'au plus cinq ans. Les prix moyens de ces contrats pour le reste de 2014 s'élèvent à environ 55 \$ le MWh en Alberta et à environ 40 \$ US le MWh dans la région du nord-ouest du Pacifique.

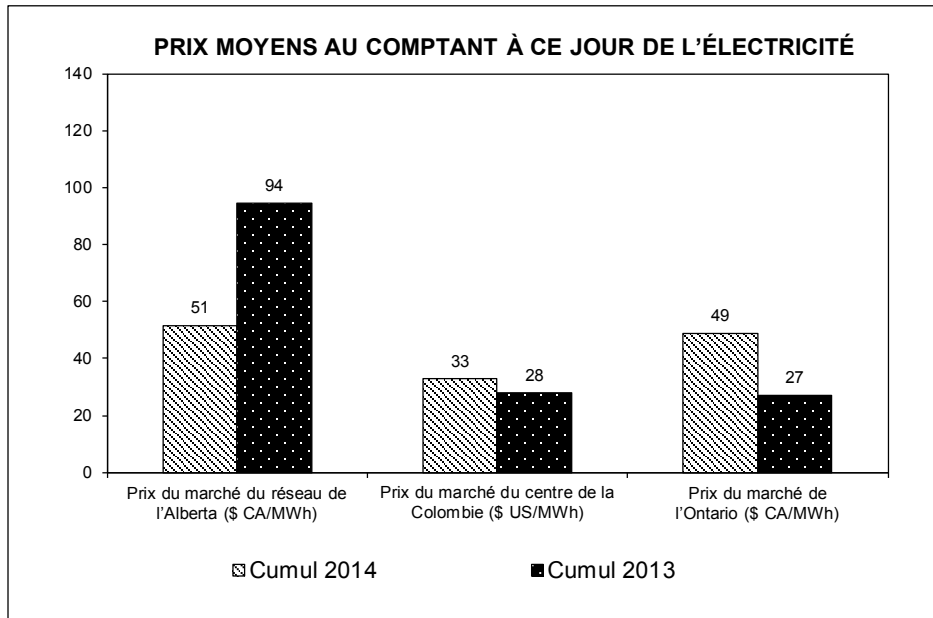
Prix de l'électricité

Veillez vous reporter à la rubrique «Contexte d'affaires» de notre rapport de gestion annuel de 2013 pour une analyse détaillée du marché au comptant de l'électricité et de l'incidence des prix de l'électricité sur nos activités, et de notre stratégie de couverture du risque lié aux variations de ces prix.

Les prix moyens au comptant de l'électricité pour les périodes de trois mois et de six mois closes les 30 juin 2014 et 2013 sur nos trois principaux marchés sont présentés dans les graphiques suivants :



Pour la période de trois mois close le 30 juin 2014, les prix moyens au comptant en Alberta ont diminué en regard de ceux de la période correspondante de 2013 en raison surtout d'une augmentation de l'approvisionnement découlant de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et d'une hausse de l'offre. Bien que les prix moyens au comptant aient légèrement baissé dans la région du nord-ouest du Pacifique, les prix au début et à la fin de la période de trois mois close le 30 juin 2014 ont été plus élevés par rapport à ceux de la période correspondante de 2013. Pour la période de trois mois close le 30 juin 2014, les prix moyens au comptant en Ontario sont demeurés inchangés par rapport à ceux de la période correspondante de 2013.



Pour la période de six mois close le 30 juin 2014, les prix moyens au comptant en Alberta ont diminué en regard de ceux de la période correspondante de 2013 en raison surtout d'une augmentation de l'approvisionnement découlant de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et d'une hausse de l'offre. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, les prix moyens au comptant ont augmenté en raison d'une hausse des prix du gaz naturel, plus particulièrement en février, contrebalancée en partie par un accroissement de la production hydroélectrique et nucléaire. Pour la période de six mois close le 30 juin 2014, les prix moyens au comptant en Ontario ont augmenté par rapport à la période correspondante de 2013 en raison des conditions de froid extrême dans tout le nord-est au cours du premier trimestre, ce qui a entraîné une augmentation du prix du gaz naturel et de la demande.

D'ici la fin de l'exercice 2014, les prix de l'électricité en Alberta devraient être plus bas qu'en 2013 en raison de l'accroissement de la production de base et de la réduction des interruptions planifiées aux fins d'entretien sur les marchés. Toutefois, les prix peuvent varier en fonction de l'offre et des conditions météorologiques. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, nous prévoyons que les prix seront plus élevés qu'en 2013 en raison d'une légère augmentation des prix du gaz naturel. En Ontario, les prix pour le reste de l'exercice devraient être plus élevés qu'en 2013 en raison de l'augmentation des prix du gaz naturel et de la mise hors service de centrales alimentées au charbon.

ANALYSE DES RÉSULTATS SECTORIELS

Nous comptons trois secteurs d'activité : Production, Opérations sur les produits énergétiques et Siège social.

Production : *TransAlta détient et exploite des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens, des centrales alimentées au gaz naturel et au charbon, ainsi que des activités minières connexes au Canada, aux États-Unis et en Australie. Les produits liés à la production et la rentabilité globale sont tirés de la disponibilité et de la production d'électricité et de vapeur ainsi que de services accessoires, comme le soutien du réseau. Les ventes d'électricité effectuées par le groupe commercial et industriel de la Société sont présumées provenir de la production de la Société et ont été incluses dans le secteur Production à leur montant net.*

La capacité totale des installations dans lesquelles la Société détient une quote-part s'élève à 10 144 MW^{1, 2}. Au 30 juin 2014, nos actifs de production représentaient une capacité brute de 9 092 MW^{1, 2} en activité (participation véritable nette de 8 381 MW^{1, 2}). L'information qui suit exclut les actifs qui ont été comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, lesquels sont abordés séparément dans l'analyse du secteur Production.

Les résultats du secteur Production sont comme suit :

	Trois mois clos le 30 juin 2014			Trois mois clos le 30 juin 2013		
	Présenté	Ajustements aux fins de comparaison et reclassements ³	Total aux fins de comparaison	Présenté	Ajustements aux fins de comparaison et reclassements ³	Total aux fins de comparaison
Disponibilité (%) ⁴	82,1	3,3	85,4	70,8	9,7	80,5
Production (GWh) ⁴	9 283	-	9 283	7 718	-	7 718
Capacité installée brute (MW) ^{1, 4}	9 092	-	9 092	8 388	-	8 388
Capacité installée nette (MW) ^{1, 4}	8 381	-	8 381	8 007	-	8 007
Produits des activités ordinaires	483	47	530	528	20	548
Combustible et achats d'électricité	212	(13)	199	187	(15)	172
Marge brute	271	60	331	341	35	376
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	104	2	106	111	(1)	110
Réduction de valeur des stocks (reprise)	(4)	-	(4)	2	-	2
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	-	7	8	-	8
Répartition des coûts intersectoriels	4	-	4	3	-	3
Recouvrement d'assurance	-	(1)	(1)	-	-	-
Profit à la vente d'actifs	-	-	-	-	1	1
Amortissement minier	-	-	-	-	-	-
BAIIA	160	59	219	217	35	252
Amortissement	125	13	138	125	14	139
Provision pour frais de restructuration	-	-	-	(1)	1	-
Résultats d'exploitation	35	46	81	93	20	113

1) Nous mesurons la capacité comme la capacité maximale nette (voir le glossaire de termes clés pour la définition de cette expression et d'autres termes clés), conformément aux normes de l'industrie. Sauf indication contraire, les données sur la capacité représentent la capacité détenue et opérationnelle. La capacité brute reflète la base de consolidation des actifs sous-jacents, tandis que la capacité nette déduit la capacité attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle dans ces actifs.

2) La centrale alimentée au gaz de Centralia n'est pas exploitée à l'heure actuelle. Nous évaluons actuellement les besoins de production de la région et la faisabilité d'une remise en exploitation de l'installation.

3) 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.

4) La disponibilité, la production et la capacité installée comprennent les actifs d'activités de production et de contrats de location-financement.

	Six mois clos le 30 juin 2014			Six mois clos le 30 juin 2013		
	Ajustements aux fins de comparaison et reclassements ³		Total aux fins de comparaison	Ajustements aux fins de comparaison et reclassements ³		Total aux fins de comparaison
	Présenté			Présenté		
Disponibilité (%) ⁴	86,8	1,6	88,4	81,1	4,9	86,0
Production (GWh) ⁴	21 036	-	21 036	17 968	-	17 968
Capacité installée brute (MW) ^{1, 4}	9 092	-	9 092	8 388	-	8 388
Capacité installée nette (MW) ^{1, 4}	8 381	-	8 381	8 007	-	8 007
Produits des activités ordinaires	1 193	53	1 246	1 051	73	1 124
Combustible et achats d'électricité	547	(28)	519	388	(26)	362
Marge brute	646	81	727	663	99	762
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	216	(2)	214	205	(1)	204
Réduction de valeur des stocks	-	-	-	16	-	16
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	14	-	14	15	-	15
Répartition des coûts intersectoriels	7	-	7	7	-	7
Recouvrement d'assurance	-	(1)	(1)	-	-	-
BAIIA	409	84	493	420	100	520
Amortissement	254	28	282	247	26	273
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	-	1	1	-	1	1
Provision pour frais de restructuration	-	-	-	(1)	1	-
Résultats d'exploitation	155	55	210	174	72	246

1) Nous mesurons la capacité comme la capacité maximale nette (voir le glossaire de termes clés pour la définition de cette expression et d'autres termes clés), conformément aux normes de l'industrie. Sauf indication contraire, les données sur la capacité représentent la capacité détenue et opérationnelle. La capacité brute reflète la base de consolidation des actifs sous-jacents, tandis que la capacité nette déduit la capacité attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle dans ces actifs.

2) La centrale alimentée au gaz de Centralia n'est pas exploitée à l'heure actuelle. Nous évaluons actuellement les besoins de production de la région et la faisabilité d'une remise en exploitation de l'installation.

3) 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.

4) La disponibilité, la production et la capacité installée comprennent les actifs d'activités de production et de contrats de location-financement.

Charbon : TransAlta détient et exploite des centrales alimentées au charbon ainsi que des activités minières connexes au Canada et aux États-Unis. Les produits liés au charbon et la rentabilité globale sont tirés de la disponibilité et de la production d'électricité. Pour une liste complète de nos actifs de production et de nos régions d'exploitation, voir la rubrique «Tableau récapitulatif des centrales» dans notre rapport de gestion annuel de 2013.

Charbon au Canada

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Disponibilité (%)	86,9	74,5	87,0	79,9
Production (GWh)	5 875	4 509	12 124	9 784
Capacité installée brute (MW)	3 771	3 211	3 771	3 211
Capacité installée nette (MW)	3 576	3 016	3 576	3 016
Produits des activités ordinaires	236	188	490	416
Combustible et achats d'électricité	103	81	210	164
Marge brute aux fins de comparaison¹	133	107	280	252
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	46	54	95	98
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	3	6	6
Répartition des coûts intersectoriels	1	1	2	2
Profit à la vente d'actifs	-	1	-	-
BAILA aux fins de comparaison¹	83	48	177	146
Amortissement	68	71	144	140
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison¹	15	(23)	33	6
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	15	13	25	19
Matériel minier et achats de terrains	3	12	8	20
Contrats de location-financement	2	4	4	4
Dépenses d'entretien planifié d'envergure ²	36	36	64	59
Total	56	65	101	102

La production pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014 a augmenté de respectivement 1 366 GWh et 2 340 GWh en regard de celle des périodes correspondantes de 2013 en raison surtout de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. Au cours du deuxième trimestre de 2014, la disponibilité a subi l'incidence de la mise hors service de l'unité 6 de la centrale de Sundance pour une durée de 60 jours en raison d'une interruption planifiée aux fins d'entretien d'envergure. L'unité 6 de la centrale de Sundance a été remise en service le 13 juillet 2014. De plus, l'unité 1 de la centrale de Keephills a été mise hors service en raison d'un cas de force majeure au cours du deuxième trimestre de 2013. L'unité 1 de la centrale de Keephills a été remise en service le 6 octobre 2013. Nous ne prévoyons pas d'autres interruptions planifiées aux fins d'entretien d'envergure au sein des centrales que nous exploitons pour le reste de 2014.

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.

2) Comprend respectivement trois et trois interruptions planifiées pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014. Comprend respectivement une et deux interruptions planifiées pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014, la marge brute aux fins de comparaison a augmenté de respectivement 26 millions de dollars et 28 millions de dollars comparativement à celle des périodes correspondantes de 2013. Les résultats de l'exercice précédent ont subi l'incidence négative de l'achat d'électricité à des prix élevés pour respecter des contrats financiers existants en raison d'une production plus faible que prévu pendant les interruptions non planifiées. Cet accroissement de la marge brute aux fins de comparaison en 2014 s'explique également par la baisse des interruptions non planifiées aux centrales assujetties à des CAÉ et par la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, en partie contrebalancées par l'incidence défavorable de la hausse des interruptions planifiées aux centrales assujetties à des CAÉ et par les coûts accrus liés au charbon et aux crédits compensatoires au titre du gaz à effet de serre («GES») découlant d'une augmentation de la production.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration aux fins de comparaison ont diminué de respectivement 8 millions de dollars et 3 millions de dollars, en regard des périodes correspondantes de 2013, principalement en raison de la réduction des frais d'entretien liée à la baisse des interruptions non planifiées et de la mise en œuvre d'une initiative visant à diminuer le nombre d'employés contractuels, les heures supplémentaires et l'utilisation des matières premières, en partie contrebalancées par une hausse de la répartition des coûts du siège social découlant de la méthode de répartition de certains coûts indirects.

La dotation aux amortissements pour la période de trois mois close le 30 juin 2014 a diminué en regard de la période correspondante de 2013, principalement en raison de la baisse des mises hors service d'actifs, en grande partie contrebalancée par l'incidence de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance.

La dotation aux amortissements pour la période de six mois close le 30 juin 2014 a grimpé de 4 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2013 en raison de l'augmentation des actifs découlant principalement de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, en grande partie contrebalancée par une baisse des mises hors service d'actifs.

Charbon aux États-Unis

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Disponibilité (%)	49,0	22,2	71,8	60,1
Disponibilité ajustée ¹ (%)	68,9	76,7	81,9	87,8
Production (GWh)	370	132	2 486	1 810
Capacité installée brute et nette (MW)	1 340	1 340	1 340	1 340
Produits des activités ordinaires	44	52	150	123
Combustible et achats d'électricité	21	18	92	49
Marge brute aux fins de comparaison	23	34	58	74
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	10	9	23	20
Réduction de valeur des stocks (reprise)	(4)	2	-	16
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	1	2
Répartition des coûts intersectoriels	2	1	3	3
BAlIA aux fins de comparaison	14	21	31	33
Amortissement	13	14	27	27
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	1	7	4	6
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	1	2	1	4
Dépenses d'entretien planifié d'envergure	8	6	9	7
Total	9	8	10	11

1) Ajustée aux fins de la répartition économique.

La production pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014 a augmenté de respectivement 238 GWh et 676 GWh en regard de celle des périodes correspondantes de 2013 en raison de la diminution de la répartition économique, découlant d'une hausse des prix au cours de certains mois de la période qui a entraîné une production plus économique. Au cours des périodes caractérisées par des prix du marché moins élevés, comme c'est le cas durant le ruissellement printanier, il peut être plus économique pour nous de ne pas produire d'électricité à la centrale thermique de Centralia et d'acheter de l'électricité sur le marché afin de satisfaire nos obligations contractuelles.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2014, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 7 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2013, en raison surtout de la baisse des volumes des contrats de couvertures à prix élevés et de la faiblesse des prix dans la région du nord-ouest du Pacifique, en partie contrebalancées par une reprise de la réduction de valeur des stocks de charbon attribuable aux prix du marché accrus prévus et à la hausse de la production. Nous avons également compensé certains manques à gagner en optimisant la production de la centrale au moyen de contrats à court terme.

Depuis le début de l'exercice, le BAIIA aux fins de comparaison, pour la période de six mois close le 30 juin 2014, s'est établi à 31 millions de dollars, en baisse de 2 millions de dollars par rapport à 2013, en raison essentiellement de la régression du BAIIA aux fins de comparaison au deuxième trimestre, partiellement contrebalancée par les prix du marché accrus au premier trimestre.

Gaz : *TransAlta détient et exploite des centrales alimentées au gaz naturel au Canada, aux États-Unis et en Australie. Les produits liés au gaz et le taux de rentabilité global sont tirés de la disponibilité et de la production d'électricité et de vapeur. Pour une liste complète de nos actifs de production et de nos régions d'exploitation, voir la rubrique «Tableau récapitulatif des centrales» dans notre rapport de gestion annuel de 2013.*

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Disponibilité (%)	89,0	90,2	92,5	93,9
Production (GWh) ¹	1 839	1 826	3 847	3 959
Capacité installée brute (MW) ^{1,2}	1 779	1 779	1 779	1 779
Capacité installée nette (MW) ^{1,2}	1 618	1 618	1 618	1 618
Produits des activités ordinaires	168	180	413	359
Combustible et achats d'électricité	70	67	206	138
Marge brute aux fins de comparaison	98	113	207	221
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	28	27	53	49
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	2	2
Répartition des coûts intersectoriels	-	-	1	1
BAIIA aux fins de comparaison	69	85	151	169
Amortissement	28	27	55	54
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	-	-	1	1
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	41	58	95	114
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	5	5	8	7
Dépenses d'entretien planifié d'envergure	20	13	24	17
Total	25	18	32	24

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.

2) La centrale au gaz de Centralia n'est pas en service actuellement. Nous évaluons actuellement les besoins en production de la région et la faisabilité financière de la remise en service de la centrale.

La production pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014 était comparable à celle des périodes correspondantes de 2013.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de respectivement 16 millions de dollars et 18 millions de dollars, en regard de celui des périodes correspondantes de 2013, principalement en raison de la baisse des prix en Alberta au deuxième trimestre, qui a eu une incidence sur la centrale de Poplar Creek, et de l'apport réduit de notre centrale d'Ottawa selon les modalités du contrat en vigueur au 1^{er} janvier 2014. Ces diminutions du BAIIA aux fins de comparaison ont été en partie contrebalancées par les avantages liés à la revente de gaz excédentaire au cours des interruptions non planifiées. La baisse de l'apport lié au contrat de notre centrale d'Ottawa a été incluse dans nos prévisions du BAIIA pour l'exercice complet de 2014. Le contrat en fonction de la capacité est conforme à notre stratégie liée aux contrats, et sa durée de 20 ans appuie l'investissement continu dans la centrale.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014, l'augmentation des dépenses d'investissement de maintien comparativement aux périodes correspondantes de 2013 découle principalement d'une hausse des activités d'entretien planifié d'envergure, y compris des interruptions à Ottawa et à Sarnia.

Énergies renouvelables : *TransAlta détient et exploite des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens au Canada et aux États-Unis. Les produits liés aux énergies renouvelables et le taux de rentabilité global sont tirés de la disponibilité de l'énergie hydraulique et de l'énergie éolienne et de la production d'électricité ainsi que de services accessoires, comme le soutien du réseau. Pour une liste complète de nos actifs de production et de nos régions d'exploitation, voir la rubrique «Tableau récapitulatif des centrales» dans notre rapport de gestion annuel de 2013.*

Énergie éolienne

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Disponibilité (%)	93,5	93,8	93,9	93,9
Production (GWh)	649	617	1 661	1 405
Capacité installée brute (MW)	1 289	1 145	1 289	1 145
Capacité installée nette (MW)	965	1 120	965	1 120
Produits des activités ordinaires	49	62	129	126
Combustible et achats d'électricité	3	3	7	7
Marge brute aux fins de comparaison	46	59	122	119
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	11	10	23	19
Répartition des coûts intersectoriels	1	1	1	1
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	2	3	3
BAIIA aux fins de comparaison	33	46	95	96
Amortissement	23	19	44	38
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	10	27	51	58
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	1	1	1	2
Dépenses d'entretien planifié d'envergure	3	1	4	2
Total	4	2	5	4

La production pour la période de trois mois close le 30 juin 2014 a augmenté de 32 GWh en regard de celle de la période correspondante de 2013, essentiellement en raison de l'apport du parc éolien du Wyoming, en partie contrebalancé par une baisse des volumes d'énergie éolienne dans l'ouest et dans l'est du Canada.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2014, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 13 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2013, du fait de la baisse des prix en Alberta et du fléchissement des volumes d'énergie éolienne, en partie contrebalancés par l'apport du parc éolien du Wyoming.

L'amortissement pour la période de trois mois close le 30 juin 2014 a augmenté de 4 millions de dollars en regard de celui de la période correspondante de 2013, essentiellement en raison de l'acquisition du parc éolien du Wyoming.

La production pour la période de six mois close le 30 juin 2014 a augmenté de 256 GWh en regard de celle de la période correspondante de 2013 en raison de l'apport du parc éolien du Wyoming, des six mois complets d'exploitation à la centrale de New Richmond et de la hausse des volumes d'énergie éolienne dans l'est du Canada, partiellement contrebalancés par une baisse des volumes d'énergie éolienne dans l'ouest du Canada.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2014, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 1 million de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2013, du fait de la baisse des prix dans l'ouest du Canada, en grande partie contrebalancée par les apports des parcs éoliens de New Richmond et du Wyoming ainsi que par la hausse des volumes d'énergie éolienne dans l'est du Canada.

L'amortissement pour la période de six mois close le 30 juin 2014 a augmenté de 6 millions de dollars en regard de celui de la période correspondante de 2013, en raison des six mois complets d'exploitation à la centrale de New Richmond et de l'acquisition du parc éolien du Wyoming.

Énergie hydroélectrique

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Production (GWh)	550	634	918	1 010
Capacité installée brute (MW)	913	913	913	913
Capacité installée nette (MW)	882	913	882	913
Produits des activités ordinaires	33	66	64	100
Combustible et achats d'électricité	2	3	4	4
Marge brute aux fins de comparaison	31	63	60	96
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	11	10	20	18
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	2	2
Recouvrement d'assurance	(1)	-	(1)	-
BAIIA aux fins de comparaison	20	52	39	76
Amortissement	6	8	12	14
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	14	44	27	62
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	8	2	11	3
Total	8	2	11	3

La production pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014 a diminué de respectivement 84 GWh et 92 GWh par rapport à celle des périodes correspondantes de 2013 en raison de la baisse des ressources hydrauliques dans l'ouest du Canada au deuxième trimestre. En 2013, les apports d'eau dans l'ouest du Canada ont été beaucoup plus élevés que la normale.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de respectivement 32 millions de dollars et 37 millions de dollars en regard de celui des périodes correspondantes de 2013, en raison surtout de la baisse des prix du marché en Alberta au titre de l'électricité et des services accessoires et d'une diminution de la production. Les prix moins élevés et la faible volatilité des prix en Alberta ont 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 les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014, l'augmentation des dépenses d'investissement de maintien par rapport à celles des périodes correspondantes de 2013 s'explique principalement par les dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations.

Placements en titres de capitaux propres

Tel qu'il est mentionné dans la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion, nous avons conclu la vente de nos participations dans CE Gen et CalEnergy en juin 2014. Nous demeurons le propriétaire véritable de la participation de 50 % dans Wailuku jusqu'à la conclusion de la vente proposée en décembre 2014. La centrale hydroélectrique de Wailuku a une capacité de production brute de 10 MW (participation nette de 5 MW).

La méthode de la mise en équivalence a été utilisée pour comptabiliser les résultats des coentreprises CE Gen, CalEnergy et Wailuku pour les mois de janvier et de février 2014, mais a cessé d'être utilisée à partir du 1^{er} mars 2014, soit au moment du classement de ces placements à titre d'actifs détenus en vue de la vente selon les exigences des IFRS.

Le tableau qui suit résume les principales données sur les activités d'exploitation, ajustées pour tenir compte de nos participations dans ces placements :

	Deux mois clos le 28 février 2014	Trois mois clos le 30 juin 2013	Six mois clos le 30 juin 2013
Disponibilité (%)	97,1	91,9	89,4
Production (GWh) :			
Gaz	127	68	208
Énergies renouvelables	187	324	578
Total de la production	314	392	786

La participation de la Société dans TAMA Transmission continue d'être comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

Opérations sur les produits énergétiques : Ce secteur tire ses produits du commerce de gros de l'électricité et d'autres produits de base et instruments dérivés liés à l'énergie. L'atteinte de marges brutes, tout en demeurant dans les limites de la valeur à risque («VaR»), est une mesure clé du secteur Opérations sur les produits énergétiques. Se reporter à l'analyse de la valeur à risque et des positions de négociation à la rubrique «Gestion du risque» de notre rapport de gestion annuel de 2013 pour plus de détails sur la VaR.

Le secteur Opérations sur les produits énergétiques commercialise notre production grâce à des contrats à court terme et à long terme, assure un approvisionnement en combustible économique et fiable, et vise à accroître la marge au sein d'une conjoncture de marché dynamique. Nous tirons parti de nos capacités de commercialisation de base en répondant aussi aux besoins de clients tiers en matière d'approvisionnement et de commercialisation d'énergie.

Nos engagements en matière de commercialisation sont appuyés par notre propre approvisionnement et par l'acquisition d'actifs en matière d'approvisionnement et de commercialisation de tiers, comme les droits de transmission, de transport et d'entreposage. Lorsque nous gérons notre portefeuille, nous cherchons activement à tirer parti de nos connaissances à l'égard des marchés d'énergie physique et de combustible pour obtenir des marges d'arbitrage additionnelles.

Toutes les activités sont gérées en fonction de nos marchés de base et de notre profil de risque de faible à modéré. La commercialisation directe de notre propre production est présentée dans les résultats du secteur Production. Toutes les activités liées à nos actifs de façon indirecte et toutes les autres activités de commercialisation sont présentées dans le secteur Opérations sur les produits énergétiques.

Pour une analyse plus approfondie des activités du secteur Opérations sur les produits énergétiques, se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels» de notre rapport de gestion annuel de 2013.

Les résultats du secteur Opérations sur les produits énergétiques, y compris ceux des activités de négociation présentées à leur montant net, sont comme suit :

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Produits des activités ordinaires et marge brute aux fins de comparaison	8	14	73	31
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	8	6	27	14
Répartition des coûts intersectoriels	(4)	(3)	(7)	(7)
BAIIA aux fins de comparaison et résultats d'exploitation aux fins de comparaison	4	11	53	24

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2014, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 7 millions de dollars en regard de celui de la période correspondante de 2013, essentiellement en raison de la baisse de la volatilité des prix des produits de base, de la hausse des charges de rémunération fondée sur le rendement ainsi que de l'augmentation de la répartition des coûts du siège social. La volatilité moins élevée des prix des produits de base en Alberta a eu une incidence sur la capacité du secteur Opérations sur les produits énergétiques de générer une marge brute. Les résultats tirés des autres marchés dans lesquels nous exerçons nos activités ont été stables par rapport à 2013.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2014, le BAIIA aux fins de comparaison est passé de 29 millions de dollars à 53 millions de dollars. L'augmentation des produits et de la marge brute aux fins de comparaison est le résultat des phénomènes météorologiques extrêmes qui ont entraîné une volatilité sans précédent du prix des produits de base (gaz et électricité) sur les marchés de l'est au cours du premier trimestre de 2014, laquelle a eu une incidence positive sur notre capacité à optimiser notre portefeuille d'actifs de production, de transport, de transmission et d'entreposage. Nous avons d'ailleurs profité des possibilités d'arbitrage à faible risque découlant de la volatilité extrême sur le marché. La hausse a été partiellement neutralisée par les charges de rémunération fondée sur le rendement accrues attribuables aux résultats solides et par la hausse de la répartition des coûts du siège social.

Nous prévoyons que la marge brute du secteur Opérations sur les produits énergétiques sera plus près de ses niveaux historiques pour le restant de l'exercice.

Siège social : Nos secteurs Production et Opérations sur les produits énergétiques sont soutenus par un groupe du siège social qui fournit des services financiers, fiscaux et juridiques, des services de trésorerie, des services de réglementation, des services liés à l'environnement, à l'approvisionnement, à la santé et à la sécurité et au développement durable, des services de communications et de relations avec les gouvernements et les investisseurs, des services de technologies de l'information, des services de gestion du risque, des services de ressources humaines, des services d'audit interne ainsi que d'autres services administratifs.

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration et BAIIA aux fins de comparaison	10	16	23	29
Amortissement	7	6	13	11
Pertes d'exploitation aux fins de comparaison	(17)	(22)	(36)	(40)
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	5	6	12	8
Total	5	6	12	8

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour la période de trois mois close le 30 juin 2014 ont diminué de 6 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2013, principalement en raison d'une baisse de la rémunération fondée sur le rendement et du changement de méthode de répartition des coûts indirects utilisée par l'entreprise.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour la période de six mois close le 30 juin 2014 ont diminué de 6 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2013, du fait surtout du changement de méthode de répartition des coûts indirects utilisée par l'entreprise.

Les dépenses d'investissement courantes pour la période de six mois close le 30 juin 2014 ont augmenté en regard de celles de la période correspondante de 2013, en raison surtout de l'augmentation des dépenses liées aux technologies de l'information de la Société.

CHARGE D'INTÉRÊT NETTE

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Intérêt sur la dette	58	58	119	118
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	-	-	-	(2)
Charge d'intérêt	58	58	119	116
Désactualisation des provisions	4	5	9	9
Charge d'intérêt nette	62	63	128	125

Pour la période de six mois close le 30 juin 2014, la charge d'intérêt nette a augmenté par rapport à la période correspondante de 2013, essentiellement du fait de la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif.

IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Résultat avant impôts sur le résultat	(32)	44	59	35
Résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(11)	(9)	(26)	(19)
Quote-part de la perte de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	-	3	-	7
Incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces	35	8	28	49
Provision pour frais de restructuration	-	(2)	-	(2)
Profit à la vente d'actifs	(1)	(10)	(1)	(10)
Perte à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite	-	-	-	29
Recouvrement d'assurance	(1)	-	(1)	-
Réclamation en Californie	5	-	5	-
Frais d'entretien liés aux inondations, déduction faite du recouvrement d'assurance	(2)	1	2	1
Résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables assujettis à l'impôt	(7)	35	66	90
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(3)	10	15	(7)
(Charge) recouvrement d'impôts sur le résultat au titre de l'incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces	12	3	10	17
(Charge) recouvrement d'impôts sur le résultat lié(e) au profit à la vente d'actifs	1	(1)	1	(1)
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la vente d'un placement	36	-	36	-
(Charge) d'impôts sur le résultat liée à la sortie du bilan d'actifs d'impôt différé	(51)	-	(51)	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à l'ajustement du taux d'impôt différé	-	1	-	7
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la perte sur la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite	-	-	-	7
(Charge) d'impôts sur le résultat liée au recouvrement d'assurance	-	-	-	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à une réclamation en Californie	1	-	1	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié aux frais d'entretien liés aux inondations, déduction faite du recouvrement d'assurance	(1)	-	-	-
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat, à l'exclusion des éléments non comparables	(5)	13	12	23
Taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables (%)	71	37	18	26

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014, à l'exclusion des éléments non comparables, la charge d'impôts sur le résultat a diminué par rapport à celle des périodes correspondantes de 2013, 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, de même que de l'incidence de certains montants de l'exercice antérieur qui ne fluctuent pas avec le résultat.

Le taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, compte non tenu des éléments non comparables, pour la période de trois mois close le 30 juin 2014 a augmenté en regard de la période correspondante de 2013, en

raison de l'effet de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le résultat, d'une variation du montant du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes est réalisé, et de l'effet de certains montants de l'exercice antérieur qui ne fluctuent pas avec le résultat.

Le taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, compte non tenu des éléments non comparables, pour la période de six mois close le 30 juin 2014 a diminué en regard de la période correspondante de 2013, en raison de l'effet de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le résultat, d'une variation du montant du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes est réalisé, et de l'effet de certains montants de l'exercice antérieur qui ne fluctuent pas avec le résultat.

PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014 a augmenté de respectivement 2 millions de dollars et 7 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2013, en raison surtout des résultats de TransAlta Renewables, qui est devenue une entité ouverte distincte en août 2013. Tel qu'il est énoncé dans la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion, nous avons conclu un placement secondaire des actions ordinaires de TransAlta Renewables le 29 avril 2014. Par conséquent, l'actionariat public de TransAlta Renewables est passé de 19,4 % à 29,7 %.

MESURES CONFORMES AUX IFRS ADDITIONNELLES

Une mesure conforme aux IFRS additionnelle est un poste, une rubrique ou un total partiel qui facilite la compréhension des états financiers, mais qui ne constitue pas une exigence minimale selon les IFRS, ou une mesure financière qui facilite la compréhension des états financiers, mais qui n'est pas autrement présentée dans ces derniers. Nous avons ajouté les postes intitulés Marge brute et Résultats d'exploitation à nos comptes de résultat consolidés résumés pour les périodes de trois mois et de six mois closes les 30 juin 2014 et 2013. La présentation de ces postes fournit à la direction et aux investisseurs une mesure du rendement de l'exploitation qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

RÉSULTATS ET AUTRES MESURES AUX FINS DE COMPARAISON

La présentation des mesures non conformes aux IFRS telles que le résultat aux fins de comparaison, la marge brute aux fins de comparaison, les résultats d'exploitation aux fins de comparaison et le BAIIA aux fins de comparaison d'une période à l'autre fournit à la direction et aux investisseurs des informations supplémentaires et leur permet d'en évaluer les tendances par rapport aux résultats des périodes antérieures. Pour calculer ces éléments, nous ne tenons pas compte de l'incidence de certaines couvertures dont la désignation a été annulée ou qui ont été jugées inefficaces aux fins comptables, étant donné que la direction croit que ces transactions ne sont pas représentatives de nos activités commerciales et qu'elles représentent encore des couvertures économiques efficaces. Comme ces profits ou pertes ont déjà été comptabilisés dans les résultats au cours de la période considérée et des périodes antérieures, le résultat différé futur sera plus faible; toutefois, les flux de trésorerie prévus provenant de ces contrats ne changeront pas.

Les autres ajustements apportés au résultat, comme ceux inclus pour calculer le résultat aux fins de comparaison, ont également été exclus 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.

La présentation du BAIIA aux fins de comparaison d'une période à l'autre fournit à la direction et aux investisseurs des indications sur le montant des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la charge d'intérêt nette, les participations ne donnant pas le contrôle, les impôts sur le résultat et les ajustements du fonds de roulement.

Les résultats d'exploitation aux fins de comparaison et le BAIIA aux fins de comparaison comprennent également les résultats des centrales que nous exploitons comme des contrats de location-financement. La présentation des produits tirés des contrats de location-financement fournit une indication au titre des résultats d'exploitation et du BAIIA de ces centrales.

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement du résultat aux fins de comparaison et du résultat présenté pour les périodes de trois mois closes les 30 juin 2014 et 2013 :

	Trois mois clos le 30 juin 2014				Trois mois clos le 30 juin 2013			
	Présenté	Reclassements aux fins de comparaison	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison	Présenté	Reclassements aux fins de comparaison	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison
Produits des activités ordinaires	491	12 ⁽¹⁾	35 ⁽⁴⁾	538	542	12 ⁽¹⁾	8 ⁽⁴⁾	562
Combustible et achats d'électricité	212	(13) ⁽²⁾	-	199	187	(15) ⁽²⁾	-	172
Marge brute	279	25	35	339	355	27	8	390
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	122	-	2 ⁽⁵⁾	124	133	-	(1) ⁽⁵⁾	132
Réduction de valeur des stocks (reprise)	(4)	-	-	(4)	2	-	-	2
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	-	-	7	8	-	-	8
Recouvrement d'assurance	-	(1) ⁽³⁾	-	(1)	-	-	-	-
Profit à la vente d'actifs	-	-	-	-	-	1 ⁽⁹⁾	-	1
BAIIA	154	26	33	213	212	26	9	247
Amortissement	132	13 ⁽²⁾	-	145	131	14 ⁽²⁾⁽⁹⁾	-	145
Provision pour frais de restructuration	-	-	-	-	(2)	-	2	-
Résultats d'exploitation	22	13	33	68	83	12	7	102
Produits tirés des contrats de location-financement	12	(12) ⁽¹⁾	-	-	12	(12) ⁽¹⁾	-	-
Profit (perte) de change	(2)	-	-	(2)	5	-	-	5
Profit à la vente d'actifs	1	-	(1) ⁽⁶⁾	-	10	-	(10) ⁽⁷⁾	-
Réclamation en Californie	(5)	-	5 ⁽⁷⁾	-	-	-	-	-
Recouvrement d'assurance	2	(1) ⁽³⁾	(1) ⁽⁷⁾	-	-	-	-	-
Quote-part de la perte de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	(3)	-	-	(3)
Résultat avant intérêts et impôts et taxes	30	-	36	66	107	-	(3)	104
Charge d'intérêt nette	62	-	-	62	63	-	-	63
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(3)	-	(2) ⁽⁸⁾	(5)	10	-	3 ⁽¹⁰⁾	13
Résultat net	(29)	-	38	9	34	-	(6)	28
Participations ne donnant pas le contrôle	11	-	-	11	9	-	-	9
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	(40)	-	38	(2)	25	-	(6)	19
Dividendes sur actions privilégiées	10	-	-	10	10	-	-	10
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(50)	-	38	(12)	15	-	(6)	9
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	272	-	-	272	262	-	-	262
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(0,18)	-	-	(0,04)	0,06	-	-	0,03

1) Résultat des contrats de location-financement fournissant une indication au titre des résultats d'exploitation.

2) Amortissement minier compris dans le poste Combustible et achats d'électricité.

3) Tranche comparable du recouvrement d'assurance.

4) Incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces.

5) Frais d'entretien liés aux inondations, déduction faite des recouvrements d'assurance.

6) Profit à la vente de CE Gen.

7) Élément non comparable.

8) Provision pour moins-value des actifs d'impôt différé et incidence fiscale nette de tous les éléments non comparables.

9) Profit à la vente d'immobilisations corporelles compris dans le poste Amortissement.

10) Incidence fiscale nette de tous les éléments non comparables.

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement du résultat aux fins de comparaison et du résultat présenté pour les périodes de six mois closes les 30 juin 2014 et 2013 :

	Six mois clos le 30 juin 2014			Six mois clos le 30 juin 2013				
	Présenté	Reclassements aux fins de comparaison	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison	Présenté	Reclassements aux fins de comparaison	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison
Produits des activités ordinaires	1 266	25 ⁽¹⁾	28 ⁽⁴⁾	1 319	1 082	24 ⁽¹⁾	49 ⁽⁴⁾	1 155
Combustible et achats d'électricité	547	(28) ⁽²⁾	-	519	388	(26) ⁽²⁾	-	362
Marge brute	719	53	28	800	694	50	49	793
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	266	-	(2) ⁽⁵⁾	264	248	-	(1) ⁽⁵⁾	247
Réduction de valeur des stocks (reprise)	-	-	-	-	16	-	-	16
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	14	-	-	14	15	-	-	15
Recouvrement d'assurance	-	(1) ⁽³⁾	-	(1)	-	-	-	-
BALIA	439	54	30	523	415	50	50	515
Amortissement	267	28 ⁽²⁾	-	295	258	26 ⁽²⁾	-	284
Provision pour frais de restructuration	-	-	-	-	(2)	-	2 ⁽⁷⁾	-
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	-	1 ⁽¹⁾	-	1	-	1 ⁽¹⁾	-	1
Résultats d'exploitation	172	25	30	227	159	23	48	230
Produits tirés des contrats de location-financement	24	(24) ⁽¹⁾	-	-	23	(23) ⁽¹⁾	-	-
Profit (perte) de change	(7)	-	-	(7)	4	-	-	4
Profit à la vente d'actifs	1	-	(1) ⁽⁶⁾	-	10	-	(10) ⁽⁷⁾	-
Réclamation en Californie	(5)	-	5 ⁽⁷⁾	-	-	-	-	-
Recouvrement d'assurance	2	(1) ⁽³⁾	(1) ⁽⁷⁾	-	-	-	-	-
Quote-part de la perte de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	(7)	-	-	(7)
Perte à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite	-	-	-	-	(29)	-	29 ⁽⁷⁾	-
Résultat avant intérêts et impôts et taxes	187	-	33	220	160	-	67	227
Charge d'intérêt nette	128	-	-	128	125	-	-	125
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	15	-	(3) ⁽⁸⁾	12	(7)	-	30 ⁽⁹⁾	23
Résultat net	44	-	36	80	42	-	37	79
Participations ne donnant pas le contrôle	26	-	-	26	19	-	-	19
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	18	-	36	54	23	-	37	60
Dividendes sur actions privilégiées	19	-	-	19	19	-	-	19
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(1)	-	36	35	4	-	37	41
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	271	-	-	271	260	-	-	260
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	-	-	-	0,13	0,02	-	-	0,16

- 1) Résultat des contrats de location-financement et diminution des créances au titre des contrats de location-financement fournissant une indication au titre des résultats d'exploitation.
- 2) Amortissement minier compris dans le poste Combustible et achats d'électricité.
- 3) Tranche comparable du recouvrement d'assurance.
- 4) Incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces.
- 5) Frais d'entretien liés aux inondations, déduction faite des recouvrements d'assurance.
- 6) Profit à la vente de CE Gen.
- 7) Élément non comparable.
- 8) Provision pour moins-value des actifs d'impôt différé et incidence fiscale nette de tous les éléments non comparables.
- 9) Incidence fiscale nette de tous les éléments non comparables.

SITUATION FINANCIÈRE

Le tableau suivant présente les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés résumés du 31 décembre 2013 au 30 juin 2014 :

	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie	52	Calendrier des encaissements et des paiements
Créances clients	(145)	Calendrier des encaissements des montants dus par les clients et caractère saisonnier des produits des activités ordinaires
Charges payées d'avance	37	Paiement anticipé des primes d'assurance annuelles, des redevances et des ententes de service
Stocks	41	Augmentation des stocks de charbon grâce à une répartition économique à la centrale thermique de Centralia et à des réductions de valeurs moins élevées
Placements	(192)	Vente de CE Gen
Immobilisations corporelles, montant net	(59)	Amortissement pour la période, en partie contrebalancé par des acquisitions et des variations favorables des taux de change
Actifs d'impôt différé	(21)	Charge nette d'impôt différé
Actifs de gestion du risque (courants et non courants) ¹	(44)	Fluctuations des prix et variations des positions sous-jacentes et des règlements
Créditeurs et charges à payer	(56)	Calendrier des paiements et baisse des charges à payer au titre du capital
Dividendes à verser	(30)	Réduction des dividendes trimestriels
Dette à long terme (y compris la partie courante)	(306)	Réduction des emprunts en vertu d'une facilité de crédit et paiement à l'échéance des billets à moyen terme, le tout en partie contrebalancé par l'émission de billets de premier rang
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions (partie courante et non courante)	15	Fluctuations des taux d'actualisation à la fin de la période
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	(13)	Paiement lié à une réclamation en Californie, en partie contrebalancé par une hausse des prestations définies à payer
Passifs d'impôt différé	(23)	Recouvrement d'impôt différé, montant net
Passifs de gestion du risque (courants et non courants) ¹	20	Fluctuations des prix et variations des positions sous-jacentes et des règlements
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	(34)	Résultat net pour la période et profit à la vente des actions d'une filiale, en partie contrebalancés par les dividendes déclarés
Participations ne donnant pas le contrôle	99	Vente d'une tranche supplémentaire de la participation ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables, contrebalancée en partie par la portion du résultat net au titre des participations ne donnant pas le contrôle, déduction faite des distributions

1) *Compte tenu de la réduction de 160 millions de dollars au titre des actifs et passifs de gestion du risque au 31 décembre 2013, telle qu'elle est décrite à la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion.*

INSTRUMENTS FINANCIERS

Se reporter à la *note 19* des états financiers consolidés audités de notre rapport annuel de 2013 et à la *note 9* des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 juin 2014 et pour les périodes de trois mois et de six mois closes à cette date pour obtenir des renseignements sur les instruments financiers. Se reporter à la rubrique «Gestion du risque» de notre rapport annuel de 2013 et à la *note 10* des états financiers consolidés résumés intermédiaires 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 2013.

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

Au 30 juin 2014, la valeur comptable de l'actif net au titre des instruments financiers de niveau III était de 62 millions de dollars (valeur comptable de l'actif net de 66 millions de dollars au 31 décembre 2013).

À la suite du désinvestissement de CE Gen et de Blackrock ainsi que du rapatriement du produit dans des fonds canadiens, nous avons annulé la désignation des titres d'emprunt de 180 millions de dollars américains comme couvertures de l'investissement net dans des activités aux États-Unis. De manière prospective, cette tranche de titres d'emprunt libellés en dollars américains fait l'objet d'une couverture au moyen d'instruments dérivés de change dans le cadre d'une relation de couverture de flux de trésorerie.

Au cours du deuxième trimestre, nous avons également annulé la désignation comme couverture de flux de trésorerie de l'exposition au risque de change à l'égard de la dette de 20 millions de dollars américains. Aucun reclassement important hors du cumul des autres éléments du résultat global n'a eu lieu en raison de la cessation de la comptabilité de couverture.

TABLEAUX DES FLUX DE TRÉSORERIE

Le tableau suivant présente les variations importantes dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014 comparativement aux périodes correspondantes de 2013 :

Trois mois clos les 30 juin	2014	2013	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	37	50	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	51	92	Diminution du résultat en trésorerie de 66 millions de dollars, en partie contrebalancée par une augmentation de la variation du fonds de roulement de 25 millions de dollars
Activités d'investissement	126	(160)	Hausse du produit à la vente de placements de 218 millions de dollars, baisse des acquisitions d'immobilisations corporelles de 48 millions de dollars et baisse de l'investissement au titre des soldes hors trésorerie du fonds de roulement de 28 millions de dollars, le tout en partie contrebalancé par un recul des profits réalisés sur des instruments financiers de 11 millions de dollars
Activités de financement	(120)	86	Hausse des remboursements des emprunts en vertu de facilités de crédit et des remboursements (déduction faite des émissions) de la dette à long terme de 345 millions de dollars, en partie contrebalancée par une augmentation du produit net de la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle additionnelle dans une filiale de 129 millions de dollars et une diminution de dividendes sur actions ordinaires en espèces de 12 millions de dollars
Conversion des liquidités en monnaies étrangères	-	(1)	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	94	67	

Six mois clos les 30 juin	2014	2013	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	42	27	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	330	348	Diminution du résultat en trésorerie de 8 millions de dollars et baisse de la variation du fonds de roulement de 10 millions de dollars
Activités d'investissement	21	(310)	Hausse du produit à la vente de placements de 218 millions de dollars, baisse des acquisitions d'immobilisations corporelles de 102 millions de dollars et diminution de l'investissement au titre des soldes hors trésorerie du fonds de roulement de 38 millions de dollars, le tout en partie contrebalancé par un recul des profits réalisés sur des instruments financiers de 25 millions de dollars
Activités de financement	(300)	2	Hausse des remboursements des emprunts en vertu de facilités de crédit et des remboursements (déduction faite des émissions) de la dette à long terme de 428 millions de dollars, augmentation des dividendes sur actions ordinaires en espèces de 18 millions de dollars et diminution des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales de 9 millions de dollars, le tout en partie contrebalancé par une augmentation du produit net de la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle additionnelle dans une filiale de 129 millions de dollars et une hausse des profits réalisés sur des instruments financiers de 23 millions de dollars
Conversion des liquidités en monnaies étrangères	1	-	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	94	67	

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.

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 à des partenaires ne détenant pas le contrôle, et les paiements des intérêts et du capital sur les titres d'emprunt.

Dette

La dette à long terme totalisait 4,0 milliards de dollars au 30 juin 2014 en regard de 4,3 milliards de dollars au 31 décembre 2013. La dette à long terme a diminué par rapport à celle au 31 décembre 2013 en grande partie du fait de l'utilisation du produit de la vente de CE Gen et du placement secondaire d'actions ordinaires de TransAlta Renewables afin de régler nos emprunts sur notre facilité de crédit et d'effectuer un remboursement, en mai, au titre de l'échéance prévue d'une débenture, en partie contrebalancés par le placement de billets de premier rang effectué en mai également.

Facilités de crédit

Au 30 juin 2014, nos facilités de crédit consenties totalisaient 2,1 milliards de dollars (2,1 milliards de dollars au 31 décembre 2013), dont un montant de 1,4 milliard de dollars (0,9 milliard de dollars au 31 décembre 2013) n'a pas été prélevé et est disponible, sous réserve des modalités d'emprunt habituelles. Au 30 juin 2014, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 0,7 milliard de dollars (1,2 milliard de dollars au 31 décembre 2013), ce qui correspondait à des emprunts réels de 0,3 milliard de dollars (0,8 milliard de dollars au 31 décembre 2013) et à des lettres de crédit de 0,4 milliard de dollars (0,4 milliard de dollars au 31 décembre 2013).

Outre le montant de 1,4 milliard de dollars disponible en vertu des facilités de crédit, nous disposons de 94 millions de dollars de liquidités disponibles.

Capital social

Le 29 juillet 2014, nous avons 273,4 millions d'actions ordinaires en circulation, ainsi que 12,0 millions d'actions privilégiées de premier rang de série A, 11,0 millions d'actions privilégiées de premier rang de série C et 9,0 millions d'actions privilégiées de premier rang de série E en circulation. Au 30 juin 2014, nous avons 271,8 millions d'actions ordinaires (262,1 millions au 30 juin 2013) émises et en circulation. Au 30 juin 2014, nous avons 32,0 millions d'actions privilégiées de premier rang (32,0 millions au 30 juin 2013) émises et en circulation.

Le 22 juillet 2014, nous avons déclaré un dividende trimestriel de 0,18 \$ par action ordinaire, qui sera versé le 1^{er} octobre 2014.

Le 22 juillet 2014, nous avons déclaré un dividende trimestriel de 0,2875 \$ par action privilégiée de série A et de série C et de 0,3125 \$ par action privilégiée de série E. Ces dividendes seront versés le 30 septembre 2014.

Nous émettons des actions ordinaires pour un réinvestissement de dividendes, un produit au comptant ou à l'exercice d'options sur actions et dans le cadre d'autres régimes de paiements fondés sur des actions.

Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014, respectivement 1,5 million et 3,6 millions d'actions ordinaires (respectivement 3,7 millions et 7,4 millions au 30 juin 2013) ont été émises en vertu du régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions ordinaires pour les actionnaires (le «régime»), pour un montant de respectivement 18 millions de dollars et 46 millions de dollars (respectivement 53 millions de dollars et 106 millions de dollars au 30 juin 2013).

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 opérations sur les produits énergétiques, aux activités de couverture et aux obligations d'achat. Au 30 juin 2014, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 369 millions de dollars (370 millions de dollars au 31 décembre 2013) et des garanties au comptant de 17 millions de dollars (20 millions de dollars au 31 décembre 2013). Ces lettres de crédit et garanties au comptant garantissent certains montants compris dans nos états de la situation financière consolidés résumés aux postes Passifs de gestion du risque et Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions.

CHANGEMENTS CLIMATIQUES ET ENVIRONNEMENT

En vertu des exigences en vigueur en Alberta, les centrales alimentées au charbon doivent mettre en application des contrôles additionnels au titre des émissions d'oxyde d'azote («NOx») et de dioxyde de soufre («SO₂») lorsque leurs CAÉ respectifs prennent fin, soit, pour la plupart, en 2020. Ces exigences réglementaires ont été élaborées par la province en 2004 par suite de discussions entre parties intéressées dans le cadre de la Clean Air Strategic Alliance («CASA») de l'Alberta. Cependant, la publication des règlements fédéraux régissant les GES entraîne un certain déséquilibre entre les exigences et les calendriers de réduction des polluants atmosphériques de la CASA, et les calendriers de réduction des GES pour les centrales alimentées au charbon plus anciennes, qui, à elles seules, donneront lieu à des réductions importantes des émissions de NOx, de SO₂ et de particules. Nous sommes en pourparlers avec le gouvernement provincial afin d'assurer la coordination entre les règlements visant la réduction des GES et des polluants atmosphériques et l'atteinte des objectifs en matière de réduction des émissions de la manière la plus efficace, tout en tenant compte de la fiabilité de la production et de ses coûts en Alberta.

Le 2 juin 2014, l'Agence américaine de protection de l'environnement («EPA») a publié des projets de règlements en matière de gestion des émissions de GES dans le secteur de l'énergie. Ces projets de règlements ciblent les émissions de GES provenant de la production existante à partir de combustibles fossiles aux États-Unis : charbon, gaz naturel et autres hydrocarbures. L'objectif de ces projets de règlements est d'obtenir, d'ici 2030, une réduction des émissions de 30 % dans ce secteur par rapport aux niveaux de 2005. Le cadre proposé comprendrait des objectifs de taux d'émission à atteindre d'ici 2030, mesurés en livres de CO₂/MWh, pour le secteur de l'électricité de chaque état. Les projets de règlements prévoient l'atteinte d'objectifs intermédiaires entre 2020 et 2030, ainsi que l'atteinte d'un objectif final d'ici 2030, qui devra être maintenu par la suite. Ces objectifs varient selon l'état et selon les circonstances. Les états auraient la flexibilité de réaliser les objectifs de diverses façons, soit au moyen de programmes de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES visant un état ou plusieurs états, d'améliorations de la consommation spécifique de chaleur, d'initiatives liées à l'utilisation de nouveaux combustibles, ou encore d'approches plus normatives, comme les programmes d'énergie renouvelable et de conservation d'énergie. Les états établiront des approches ou des plans de mise en œuvre étatiques qui devront par la suite être examinés et approuvés par l'EPA. Les projets de règlements devraient être mis au point par l'EPA d'ici juin 2015 et les plans de mise en œuvre étatiques, soumis d'ici juin 2016.

PERSPECTIVES POUR 2014

Contexte d'affaires

Prix de l'électricité

Pour le reste de 2014, les prix de l'électricité en Alberta devraient être plus bas qu'en 2013 en raison de l'accroissement de la production de base et de la réduction des interruptions planifiées aux fins d'entretien sur les marchés. Toutefois, les prix peuvent varier en fonction de l'offre et des conditions météorologiques. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, nous prévoyons que les prix seront plus élevés qu'en 2013 en raison d'une légère augmentation des prix du gaz naturel. En Ontario, les prix pour le reste de l'exercice devraient être plus élevés qu'en 2013 en raison de l'augmentation des prix du gaz naturel et de la mise hors service des unités alimentées au charbon.

Législation environnementale

La mise au point des règlements canadiens fédéraux visant la réduction des GES pour les centrales alimentées au charbon a donné lieu à d'autres activités. Nous sommes en pourparlers avec le gouvernement de l'Alberta afin d'assurer la coordination entre les règlements visant la réduction des GES et des polluants atmosphériques et l'atteinte des objectifs en matière de réduction des émissions de la manière la plus efficace, tout en tenant compte de la fiabilité de la production et de ses coûts en Alberta. Les centrales alimentées au charbon auront ainsi plus de souplesse pour respecter ces exigences réglementaires. Pour plus de

renseignements sur les règlements canadiens visant la réduction des GES, voir la rubrique «Événements importants» de notre rapport de gestion annuel de 2013.

Le 21 janvier 2013, le gouvernement de l'Ontario a publié un document de travail pour recueillir l'avis du public sur la réduction des émissions de GES dans la province, dans le but d'élaborer des règlements sur les GES pour tous les secteurs industriels importants d'ici 2015. Aucune cible ou approche réglementaire précise n'a encore été proposée.

La réglementation en matière de GES proposée récemment par l'EPA qui vise les centrales électriques existantes ne devrait pas avoir une incidence importante sur nos activités aux États-Unis. En ce qui a trait à la centrale alimentée au charbon de Centralia, TransAlta a convenu avec l'État du Washington de mettre les unités hors service en 2020 et 2025. Cette entente fait officiellement partie du programme sur les changements climatiques de l'État. Nous estimons qu'il n'y aura pas de fardeau réglementaire supplémentaire en matière de GES imposé à la centrale de Centralia étant donné les engagements que nous avons pris.

Depuis janvier 2013, la livraison directe d'électricité au California Independent System Operator doit satisfaire aux règlements établis dans le cadre du programme de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES du California Air Resources Board. Nous continuons de suivre de près notre inventaire de GES en Californie.

En Australie, la taxe sur le carbone mise en œuvre en juillet 2012 demeure en vigueur. Toutefois, le 13 novembre 2013, le gouvernement libéral élu a présenté une loi visant à abroger la taxe sur le carbone d'ici juillet 2014 et de remplacer celle-ci par un plan d'action directe visant à financer les mesures prises par le secteur pour la réduction des émissions. La loi n'a pas encore été adoptée. Nos centrales alimentées au gaz sont assujetties à l'impôt, mais tous les frais connexes sont transférés aux clients qui sont sous contrat. Le 17 juillet 2014, le gouvernement australien a abrogé la taxe sur le carbone. Cette mesure éliminera les redevances d'émission imposées précédemment à nos centrales alimentées au gaz en Australie, mais l'incidence devrait être minime étant donné que ces redevances d'émission sont généralement transférées aux clients qui sont sous contrat.

Nous continuons de surveiller de près les progrès et les risques associés aux modifications de la législation environnementale pour nos activités futures.

Environnement économique

En 2014, nous prévoyons une croissance lente à modérée sur tous les marchés. Nous continuons de surveiller les événements mondiaux et leur incidence potentielle sur l'économie et notre fournisseur, et sur nos relations avec des contreparties en ce qui a trait aux produits de base.

Nous n'avons enregistré aucune perte importante liée à une contrepartie au deuxième trimestre de 2014. 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 raison surtout du démarrage des activités à notre centrale de Solomon, en Australie. Sans tenir compte de l'incidence de la répartition économique, l'ensemble de la production devrait s'accroître en 2014 par rapport à 2013 en raison de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, du nombre moins élevé

d'interruptions planifiées et non planifiées et de l'acquisition du parc éolien du Wyoming. La disponibilité globale devrait être de 88 % à 90 % en 2014.

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 en moyenne est liée à des contrats pour les sept prochains exercices. 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 du deuxième trimestre de 2014, environ 90 % de notre capacité de 2014 était assujettie à des contrats. Pour 2014, le prix moyen de nos contrats prévoyant la livraison et de nos contrats sur instruments financiers à court terme s'établit à environ 55 \$ le MWh en Alberta et à environ 40 \$ US le MWh dans la région du nord-ouest du Pacifique.

Coûts du combustible

L'extraction du charbon en Alberta est soumise à des 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 de nos activités minières de l'Alberta. Les coûts du charbon pour 2014, selon la méthode du coût standard par tonne, devraient être de 7 % à 9 % moins élevés qu'en 2013 en raison de l'exploitation, pendant un exercice complet, des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et des avantages tirés de l'obtention de la responsabilité de l'exploitation de la mine de Highvale de Prairie Mines and Royalty Ltd. au cours de 2013.

Même si nous possédons la mine de Centralia dans l'État de Washington, elle n'est pas opérationnelle pour le moment. Le combustible de la centrale thermique de Centralia est acquis 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 2014 devrait subir une hausse variant d'environ 1 % à 3 %.

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.

Opérations sur les produits énergétiques

Les résultats de notre secteur Opérations sur les produits énergétiques sont touchés par les prix 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. En 2014, nous visons à ce que le secteur Opérations sur les produits énergétiques dégage une marge brute variant de 50 millions de dollars à 65 millions de dollars. Par suite du remarquable rendement du secteur au cours du premier trimestre, nous nous attendons maintenant à ce que le secteur dégage une marge brute variant de 80 millions de dollars à 100 millions de dollars, alors que la volatilité des marchés devrait revenir à un niveau plus normal pour le reste de 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 devises au moyen de passifs libellés en devises et en concluant des contrats de change. Nous avons également des charges libellées en devises, y compris des charges d'intérêt, qui contrebalancent dans une grande mesure nos produits libellés en devises.

Charge d'intérêt nette

La charge d'intérêt nette pour 2014 devrait être moins élevée qu'en 2013 en raison de la réduction du niveau d'endettement découlant de l'utilisation du produit tiré de la vente de CE Gen et du placement secondaire d'actions ordinaires de TransAlta Renewables aux fins du règlement des emprunts sur notre facilité de crédit. 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

Si la volatilité sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel devait s'accroître ou si les activités de négociation sur le marché devaient s'intensifier, nous pourrions avoir besoin de liquidités supplémentaires dans l'avenir. Nous prévoyons maintenir des liquidités disponibles adéquates sur nos facilités de crédit consenties.

Estimations comptables

Un certain nombre de nos estimations comptables, y compris celles présentées à la rubrique «Méthodes et estimations comptables critiques» de notre rapport de gestion annuel de 2013, sont fondées sur la conjoncture et les perspectives économiques actuelles. En raison de la conjoncture économique, les fluctuations du marché pourraient avoir une incidence, entre autres, sur les prix des produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt futurs, qui pourraient, à leur tour, influencer sur le résultat futur et les profits ou pertes latents liés à nos actifs et passifs de gestion du risque et sur l'évaluation de l'actif aux fins du calcul de la dépréciation des actifs.

Impôts sur le résultat

Le taux d'imposition effectif sur le résultat, compte non tenu des éléments non comparables pour 2014, 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 principaux projets sont axés sur le maintien de nos activités d'exploitation courantes et le soutien de notre stratégie de croissance.

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

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

Projet de	Total – Projet		2014		Date d'achèvement prévue	Détails
	Dépenses estimées	Dépenses à ce jour ¹	Dépenses estimées	Dépenses à ce jour ¹		
Gazoduc en Australie ²	86	10	86	10	T1 2015	Gazoduc de 270 kilomètres pour approvisionner en gaz naturel notre centrale de Solomon en Australie-Occidentale
Transport	10	-	10	-	T4 2014	Transport réglementé – obtention d'un rendement sur le capital investi
Prolongement de la durée d'utilité de centrales hydroélectriques	15 - 20	4	15 - 20	4	T4 2014	Remplacement de la génératrice et amélioration des roues mobiles des turbines pour prolonger la durée d'utilité de certaines centrales
Total	111 - 116	14	111 - 116	14		

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

Pour 2014, nos dépenses d'investissement de maintien et nos dépenses d'investissement liées à la productivité estimatives, déduction faite des apports reçus, sont réparties comme suit :

Catégorie	Description	Dépenses prévues	Dépenses à ce jour ¹
Dépenses d'investissement courantes	Dépenses visant à maintenir notre capacité de production existante	110 - 115	58
Matériel minier et achats de terrains	Dépenses liées au matériel minier et à l'achat de terrains	45 - 50	8
Contrats de location-financement	Paiements liés au matériel minier visé par des contrats de location-financement	5 - 10	4
Entretien planifié d'envergure	Travaux d'entretien planifié d'envergure	175 - 190	101
Total des dépenses d'investissement de maintien		335 - 365	171
Dépenses d'investissement liées à la productivité	Projets visant à accroître l'efficacité de la production d'électricité et initiatives d'amélioration – siège social	10 - 15	5
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité		345 - 380	176

1) Représentent les montants engagés au 30 juin 2014.

2) 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.

Notre important programme d'entretien planifié est lié aux travaux d'entretien d'envergure prévus au calendrier et comprend les coûts liés à l'inspection, aux réparations et à l'entretien, et au remplacement de composantes existantes. Il ne comprend pas les montants des travaux d'entretien courants, des travaux d'entretien non planifié et des inspections et révisions mineures, qui sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés.

Les détails du programme d'entretien planifié d'envergure de 2014 sont présentés comme suit :

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Dépenses prévues en 2014	Dépenses à ce jour ¹
Incorporés dans le coût de l'actif	120 - 130	55 - 60	175 - 190	101
Passés en charges	-	0 - 5	0 - 5	-
	120 - 130	55 - 65	175 - 195	101

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Total	Perdus à ce jour ¹
GWh perdus	2 050 - 2 060	400 - 410	2 450 - 2 470	2 053

Notre estimation de la perte globale de production en GWh en raison de notre programme d'entretien planifié d'envergure a été révisée à la baisse en regard de celle présentée dans notre rapport de gestion annuel de 2013 par suite du report d'une interruption de 2014 à 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 aux termes du régime 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

Profits et pertes initiaux

Nous avons retraité l'état de la situation financière consolidé résumé au 31 décembre 2013 pour reclasser les profits ou pertes initiaux découlant des différences 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. Ces montants étaient auparavant présentés comme les actifs ou passifs bruts de gestion contre le risque. En vertu de l'ajustement, ces montants sont reclassés comme des contreparties directes de la valeur du contrat dérivé auquel ils se rapportent. Ainsi, les actifs à long terme de gestion du risque et les passifs à long terme de gestion du risque ont été réduits de 160 millions de dollars au 31 décembre 2013. Les ajustements correspondants à l'état de la situation financière consolidé résumé au 31 décembre 2012 étaient négligeables. Se reporter à la *note 9 C)* des états financiers consolidés résumés intermédiaires au 30 juin 2014 et pour les périodes de trois mois et de six mois closes à cette date pour obtenir plus de renseignements sur les profits et pertes initiaux.

1) Représentent les montants engagés au 30 juin 2014.

IAS 32, Instruments financiers : Présentation

Le 1^{er} janvier 2014, nous avons adopté les modifications apportées à l'IAS 32, *Instruments financiers : Présentation*. L'adoption de l'IAS 32 n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés résumés.

IAS 36, Dépréciation d'actifs

Le 1^{er} janvier 2014, nous avons adopté les modifications aux exigences en matière d'obligations d'information de l'IAS 36, *Dépréciation d'actifs*. Les exigences en matière d'obligations d'information modifiées n'ont pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés résumés.

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.

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 :

I. IFRS 9, Instruments financiers

En février 2014, l'IASB a indiqué que l'IFRS 9 entrera en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018. Veuillez vous reporter à la rubrique «Modifications comptables futures» de notre rapport de gestion annuel de 2013 pour obtenir plus d'information sur l'IFRS 9. La Société continue d'évaluer l'incidence de l'adoption de cette norme.

II. IFRS 15, Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients

En mai 2014, l'IASB a publié l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients*, qui remplace les directives existantes sur la comptabilisation des produits des activités ordinaires par un modèle de comptabilisation global. Le modèle précise qu'une entité doit comptabiliser les produits des activités ordinaires au moment du transfert des biens ou des services promis aux clients selon un montant correspondant à la contrepartie à laquelle l'entité s'attend à avoir droit en échange de ces biens ou services. L'IFRS 15 s'applique aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2017, et son application anticipée est permise. La Société évalue actuellement l'incidence que l'adoption de cette norme aura sur ses états financiers consolidés.

PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

	T3 2013	T4 2013	T1 2014	T2 2014
Produits des activités ordinaires	623	587	775	491
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(9)	(66)	49	(50)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,03)	(0,25)	0,18	(0,18)
Résultat net par action aux fins de comparaison	0,15	0,00	0,17	(0,04)

	T3 2012	T4 2012	T1 2013	T2 2013
Produits des activités ordinaires	522	646	540	542
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	56	39	(11)	15
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,24	0,15	(0,04)	0,06
Résultat net par action aux fins de comparaison	0,18	0,22	0,12	0,03

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.

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. Les contrôles et procédures de communication de l'information comprennent, sans s'y limiter, les contrôles et procédures conçus pour 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 30 juin 2014, 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.

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», «projeter», «avoir l'intention de», «planifier», «projeter», «prévoir», «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 les projets d'envergure, tels que le projet d'électricité de South Hedland, et leurs coûts connexes; les attentes quant aux mesures que prendra l'AESO pour résoudre les problèmes liés aux contraintes régionales du réseau du système de transport de l'Alberta; les dépenses engagées dans la croissance et des projets d'investissement de maintien et de productivité; les attentes en termes de coûts d'exploitation, de dépenses d'investissement et de coûts d'entretien, et la variabilité de ces coûts; 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; 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 attentes relativement à l'issue des procédures devant l'AUC; 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; les attentes 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 et aux autres devises aux emplacements où nous exerçons nos activités; 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 Opérations sur les produits énergétiques à la marge brute; et les attentes relatives au rendement des actifs de TransAlta Renewables.

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 de 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 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; la menace posée par le terrorisme intérieur et les cyberattaques; les pannes de matériel et notre capacité d'effectuer les réparations

de façon économique ou rapide; les risques liés aux opérations sur les produits énergétiques; 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; la subordination structurelle des titres; le risque de crédit lié aux contreparties; la 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 dans la construction du projet d'électricité de South Hedland; la réception des approbations réglementaires applicables à l'égard des activités existantes et proposées et des initiatives de croissance; et la clôture de la vente de Wailuku.

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 2013 et à la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle de 2014.

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. Nous ne pouvons garantir que les résultats et événements projetés se matérialiseront.

TRANSALTA CORPORATION

COMPTES DE RÉSULTAT CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

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

Non audité	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Produits des activités ordinaires	491	542	1 266	1 082
Combustible et achats d'électricité	212	187	547	388
Marge brute	279	355	719	694
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration (note 6)	122	133	266	248
Amortissement	132	131	267	258
Réduction de valeur des stocks (reprise)	(4)	2	-	16
Provision pour frais de restructuration	-	(2)	-	(2)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	8	14	15
Résultats d'exploitation	22	83	172	159
Produits tirés des contrats de location-financement	12	12	24	23
Quote-part de la perte de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence (note 3)	-	(3)	-	(7)
Charge d'intérêt nette (note 4)	(62)	(63)	(128)	(125)
Profit (perte) de change	(2)	5	(7)	4
Profit à la vente d'actifs (note 3)	1	10	1	10
Perte à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite	-	-	-	(29)
Réclamation en Californie (note 5)	(5)	-	(5)	-
Recouvrement d'assurance (note 6)	2	-	2	-
Résultat avant impôts sur le résultat	(32)	44	59	35
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat (note 7)	(3)	10	15	(7)
Résultat net	(29)	34	44	42
Résultat net attribuable aux :				
Actionnaires de TransAlta	(40)	25	18	23
Participations ne donnant pas le contrôle (note 8)	11	9	26	19
	(29)	34	44	42
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	(40)	25	18	23
Dividendes sur actions privilégiées (note 14)	10	10	19	19
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(50)	15	(1)	4
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période (en millions)	272	262	271	260
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,18)	0,06	-	0,02

Voir les notes jointes.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS DU RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

(en millions de dollars canadiens)

Non audité	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Résultat net	(29)	34	44	42
Profits actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes ¹	(6)	4	(11)	11
Reclassement des pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans les actifs non financiers, déduction faite des impôts et taxes ²	-	-	-	1
Total des éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net	(6)	4	(11)	12
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger	(33)	7	20	32
Reclassement des profits à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger cédés (note 3)	(6)	-	(6)	-
Profits (pertes) sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts et taxes ³	29	(8)	(18)	(29)
Reclassement des pertes sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger cédés, déduction faite des impôts et taxes ⁴ (note 3)	7	-	7	-
Profits (pertes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ⁵	(23)	13	(11)	27
Reclassement en résultat net des (profits) pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ⁶	42	(20)	22	(39)
Autres éléments du résultat global des entités émettrices, déduction faite des impôts et taxes ⁷	-	2	-	-
Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net	16	(6)	14	(9)
Autres éléments du résultat global	10	(2)	3	3
Total du résultat global	(19)	32	47	45
Total du résultat global attribuable aux :				
Actionnaires de TransAlta	(30)	22	15	18
Participations ne donnant pas le contrôle	11	10	32	27
	(19)	32	47	45

1) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 3 et 4 respectivement pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014 (charge de 2 et 4 en 2013).

2) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 1 pour la période de six mois close le 30 juin 2013.

3) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 4 et du recouvrement d'impôts sur le résultat de 3 respectivement pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014 (recouvrement de 1 et 4 en 2013).

4) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 1 pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014 (néant en 2013).

5) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 9 et 7 respectivement pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014 (recouvrement de 2 et 4 en 2013).

6) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 7 et 6 respectivement pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014 (charge de 2 et 5 en 2013).

7) Déduction faite des impôts sur le résultat de néant respectivement pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 (1 et néant en 2013).

Voir les notes jointes.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS DE LA SITUATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

(en millions de dollars canadiens)

	30 juin 2014	31 déc. 2013
Non audité		(Retraité)*
Trésorerie et équivalents de trésorerie	94	42
Créances clients (note 9)	328	473
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement	3	3
Garanties versées (note 10)	17	20
Charges payées d'avance	49	12
Actifs de gestion du risque (notes 9 et 10)	68	113
Stocks	118	77
Impôts sur le résultat à recevoir	16	8
Actifs détenus en vue de la vente (note 3)	5	-
	698	748
Placements (note 3)	-	192
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	376	377
Immobilisations corporelles (note 11)		
Coût	12 178	12 024
Amortissement cumulé	(5 044)	(4 831)
	7 134	7 193
Goodwill	461	460
Immobilisations incorporelles	321	323
Actifs d'impôt différé	97	118
Actifs de gestion du risque (notes 9 et 10)	117	116
Autres actifs	92	97
Total de l'actif	9 296	9 624
Créiteurs et charges à payer	390	447
Partie courante des provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	25	16
Passifs de gestion du risque (notes 9 et 10)	107	85
Impôts sur le résultat à payer	-	3
Dividendes à verser (note 13)	55	85
Partie courante des obligations au titre des contrats de location-financement	9	8
Partie courante de la dette à long terme (notes 9 et 12)	574	209
	1 160	853
Dette à long terme (notes 9 et 12)	3 442	4 113
Partie non courante des obligations au titre des contrats de location-financement	20	17
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	322	316
Passifs d'impôt différé	436	459
Passifs de gestion du risque (notes 9 et 10)	101	103
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	327	340
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 13)	2 960	2 913
Actions privilégiées (note 14)	781	781
Surplus d'apport	9	9
Déficit	(813)	(735)
Cumul des autres éléments du résultat global	(65)	(62)
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	2 872	2 906
Participations ne donnant pas le contrôle (note 8)	616	517
Total des capitaux propres	3 488	3 423
Total du passif et des capitaux propres	9 296	9 624

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

Engagements (note 15)

Éventualités (note 16)

Événements ultérieurs (note 18)

Voir les notes jointes.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

(en millions de dollars canadiens)

Six mois clos le 30 juin 2014

Non audité	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Attribuable aux actionnaires	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2013	2 913	781	9	(735)	(62)	2 906	517	3 423
Résultat net	-	-	-	18	-	18	26	44
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	-	-	-	-	3	3	-	3
Profits nets sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	5	5	6	11
Pertes actuarielles nettes sur régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(11)	(11)	-	(11)
Total du résultat global				18	(3)	15	32	47
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	-	(97)	-	(97)	-	(97)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(19)	-	(19)	-	(19)
Placement secondaire des actions de TransAlta Renewables Inc. (note 8)	-	-	-	20	-	20	109	129
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(42)	(42)
Émission d'actions ordinaires	47	-	-	-	-	47	-	47
Solde au 30 juin 2014	2 960	781	9	(813)	(65)	2 872	616	3 488

Voir les notes jointes.

Six mois clos le 30 juin 2013

Non audité	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 2012	2 726	781	9	(362)	(136)	3 018	330	3 348
Résultat net	-	-	-	23	-	23	19	42
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	-	-	-	-	3	3	-	3
Profits nets (pertes nettes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(19)	(19)	8	(11)
Profits actuariels nets sur régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	11	11	-	11
Total du résultat global				23	(5)	18	27	45
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	-	(151)	-	(151)	-	(151)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(19)	-	(19)	-	(19)
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(35)	(35)
Émission d'actions ordinaires	106	-	-	-	-	106	-	106
Solde au 30 juin 2013	2 832	781	9	(509)	(141)	2 972	322	3 294

Voir les notes jointes.

TRANSALTA CORPORATION

TABLEAUX DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

(en millions de dollars canadiens)

Non audité	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Activités d'exploitation				
Résultat net	(29)	34	44	42
Amortissement	145	145	295	284
Profit à la vente d'actifs (note 3)	(1)	-	(1)	-
Réclamation en Californie (note 5)	(28)	-	(28)	-
Désactualisation des provisions	4	5	9	9
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(4)	(8)	(7)	(13)
Recouvrement d'impôt différé (note 7)	(12)	(8)	(2)	(33)
Profit latent sur les activités de gestion du risque	40	18	38	59
Profit latent (perte latente) de change	(1)	(3)	8	1
Provisions	6	7	4	-
Quote-part de la perte de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence (note 3)	-	3	-	7
Autres éléments sans effet de trésorerie	(1)	(8)	(4)	8
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	119	185	356	364
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(68)	(93)	(26)	(16)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	51	92	330	348
Activités d'investissement				
Acquisitions d'immobilisations corporelles (note 11)	(109)	(157)	(180)	(282)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(7)	(6)	(13)	(13)
Acquisition de placements en titres de capitaux propres (note 3)	(13)	(10)	(13)	(10)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	-	1	-	1
Produit de la vente de placements en titres de capitaux propres (note 3)	218	-	218	-
(Profits réalisés) pertes réalisées sur les instruments financiers	3	14	(13)	12
Diminution nette des garanties reçues de contreparties	-	(1)	-	(2)
(Augmentation) diminution nette des garanties versées à des contreparties	8	(1)	4	2
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	-	-	1	1
Divers	-	2	-	2
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	26	(2)	17	(21)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	126	(160)	21	(310)
Activités de financement				
Augmentation (diminution) nette des emprunts sur les facilités de crédit (note 12)	(417)	162	(533)	129
Remboursement de la dette à long terme (note 12)	(203)	(3)	(205)	(5)
Produit net à la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale (note 8)	129	-	129	-
Émission de dette à long terme (note 12)	434	-	434	-
Dividendes versés sur les actions ordinaires (note 13)	(31)	(43)	(81)	(63)
Dividendes versés sur les actions privilégiées (note 14)	(10)	(10)	(19)	(19)
Profits réalisés (pertes réalisées) sur les instruments financiers	(2)	-	23	-
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 8)	(18)	(16)	(44)	(35)
Diminution des obligations au titre des contrats de location-financement	(3)	(4)	(5)	(4)
Divers	1	-	1	(1)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(120)	86	(300)	2
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement	57	18	51	40
Incidence de la conversion sur les liquidités en monnaies étrangères	-	(1)	1	-
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	57	17	52	40
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	37	50	42	27
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	94	67	94	67
Impôts sur le résultat au comptant payés	11	12	27	25
Intérêts au comptant payés	82	81	121	120

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.

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

L'autorisation de publication de ces états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités a été reçue du conseil d'administration le 29 juillet 2014.

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 et des passifs et les informations à fournir sur les actifs et les passifs éventuels à la date des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités ainsi que sur les montants comptabilisés des produits et des charges de la période. 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.

La direction a estimé qu'il est très probable que la vente décrite à la note 3 sera conclue dans l'espace d'un an, respectant ainsi les exigences de l'IFRS 5, *Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées*, sur le plan de la présentation des actifs détenus en vue de la vente dans les actifs courants. Le résultat net comprend la quote-part de la perte de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence au titre de ces instruments jusqu'à la date de ce reclassement.

Se reporter à la note 2 W) des états financiers consolidés annuels audités de 2013 pour une analyse plus détaillée des jugements comptables importants et des principales sources d'incertitude de mesure.

2. MODIFICATIONS COMPTABLES

A. Modifications des méthodes comptables

I. Profits et pertes initiaux

Au cours du premier trimestre de 2014, la Société a retraité l'état de la situation financière consolidé résumé au 31 décembre 2013 afin de reclasser les profits et pertes initiaux découlant des écarts 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. Ces montants étaient auparavant présentés comme les actifs ou passifs bruts de gestion contre le risque. L'ajustement permet de reclasser ceux-ci comme des compensations directes de la valeur du contrat dérivé auquel ils se rapportent. Par suite de l'ajustement, les actifs non courants de gestion du risque et les passifs non courants de gestion du risque ont été réduits de 160 millions de dollars au 31 décembre 2013. Les ajustements correspondants à l'état de la situation financière consolidé résumé au 31 décembre 2012 étaient négligeables. Voir la note 9 C) pour plus de détails sur les profits et pertes initiaux.

II. IAS 32, *Instruments financiers : Présentation*

Le 1^{er} janvier 2014, la Société a adopté les modifications apportées à l'IAS 32, *Instruments financiers : Présentation*. L'adoption des modifications à l'IAS 32 n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités.

III. IAS 36, *Dépréciation d'actifs*

Le 1^{er} janvier 2014, la Société a adopté les modifications aux informations à fournir de l'IAS 36, *Dépréciation d'actifs*. Les informations à fournir modifiées n'ont eu aucune incidence sur les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités.

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 n'ont pas encore été appliquées par la Société, comprennent :

I. IFRS 9, *Instruments financiers*

En février 2014, l'IASB a indiqué que l'IFRS 9 serait en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018. Se reporter à la note 3 E) des états financiers consolidés annuels de 2013 de la Société pour obtenir plus d'information sur l'IFRS 9. La Société continue d'évaluer l'incidence de l'adoption de cette norme.

II. IFRS 15, Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients

En mai 2014, l'IASB a publié l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients*, qui remplace les directives existantes sur la comptabilisation des produits des activités ordinaires par un modèle de comptabilisation global et unique. Le modèle précise qu'une entité doit comptabiliser les produits des activités ordinaires au moment du transfert des biens ou des services promis aux clients selon un montant qui reflète la contrepartie à laquelle l'entité s'attend à avoir droit en échange de ces biens ou services. L'IFRS 15 s'applique aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2017, et son application anticipée est permise. La Société évalue actuellement l'incidence que l'adoption de cette norme aura sur ses 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. CESSION D'ACTIFS

Le 12 juin 2014, la Société a conclu la vente, précédemment annoncée, de sa participation de 50 % dans CE Generation, LLC («CE Gen»), CalEnergy LLC et le projet de mise en valeur Blackrock à MidAmerican Renewables («MidAmerican») en contrepartie d'un produit brut de 200,5 millions de dollars américains. La contrepartie initiale de 188,5 millions de dollars américains a été augmentée en raison de l'apport de 12 millions de dollars américains versé par la Société en mai 2014. Par suite de la vente, la Société a comptabilisé un profit avant impôts et taxes de 1 million de dollars (2 millions de dollars après impôts et taxes) à titre de profit à la vente d'actifs dans le résultat du deuxième trimestre. Le profit comprend des profits à la conversion cumulés reclassés découlant des actifs nets cédés de 6 millions de dollars, contrebalancés par des pertes après impôts et taxes cumulées de 7 millions de dollars liées aux couvertures de l'investissement net. Le profit est présenté dans le secteur Production.

La vente de Wailuku Holding Company, LLC («Wailuku») devrait être conclue au quatrième trimestre de 2014 en contrepartie d'un produit de 5 millions de dollars américains. Par conséquent, l'investissement dans Wailuku continue d'être classé comme détenu en vue de la vente.

4. CHARGE D'INTÉRÊT NETTE

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Intérêt sur la dette	58	58	119	118
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	-	-	-	(2)
Charge d'intérêt	58	58	119	116
Désactualisation des provisions	4	5	9	9
Charge d'intérêt nette	62	63	128	125

5. RÉCLAMATION EN CALIFORNIE

Le 30 mai 2014, la Société a annoncé que son règlement avec les services publics de la Californie, le procureur général de la Californie et certaines autres parties («parties de la Californie») visant les réclamations liées à la crise de l'énergie de 2000 à 2001 en Californie a été approuvé par la Federal Energy Regulatory Commission. Le règlement prévoit un paiement par la Société d'un montant de 52 millions de dollars américains en deux versements égaux ainsi qu'un crédit accordé à la Société d'environ 97 millions

de dollars américains au titre des sommes dues liées à des créances clients. Le premier versement de 26 millions de dollars américains a été effectué en juin 2014 et le deuxième est prévu pour 2015. Au cours du quatrième trimestre de 2013, la Société avait comptabilisé, au titre du règlement prévu de ces litiges avec les parties en Californie, une charge avant impôts et taxes d'environ 52 millions de dollars américains. La conclusion du règlement en mai 2014 a donné lieu à l'imputation d'une charge additionnelle avant impôts et taxes de 5 millions de dollars américains.

6. RECOUVREMENT D'ASSURANCE

Au cours de la période de trois mois close le 30 juin 2014, la Société a reçu une indemnité d'assurance de 8 millions de dollars, dont un montant de 6 millions de dollars qui se rattache aux coûts liés aux réparations de certaines installations hydroélectriques par suite des inondations en 2013 et qui a été comptabilisé en réduction des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration au cours de la période. Le solde, s'élevant à 2 millions de dollars, est lié à l'achat de matériel de remplacement et aux demandes d'assurance relatives aux interruptions des activités de divers exercices précédents.

7. IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Charge d'impôt exigible	9	18	17	26
Ajustements à l'égard des impôts différés de la période précédente	1	-	2	-
Recouvrement d'impôt différé lié à la naissance et à la reprise des différences temporaires	(28)	(7)	(17)	(26)
Recouvrement d'impôt différé résultant de modifications apportées aux taux d'impôt ou aux lois fiscales ¹	-	(1)	-	(7)
Recouvrement d'impôt différé découlant de pertes fiscales, de crédits d'impôt ou de différences temporaires non comptabilisés d'une période précédente	(36)	-	(37)	-
Charge d'impôt différé découlant de la réduction de valeur des actifs d'impôt différé	51	-	50	-
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(3)	10	15	(7)

1) Se rapporte à l'incidence de l'ajustement du taux d'impôt différé pour inclure le crédit d'impôt pour la fabrication et la transformation de l'Ontario. Auparavant, la Société utilisait le taux d'imposition général des sociétés de l'Ontario fixé à 11,5 %.

Présentés dans les comptes de résultat consolidés résumés comme suit :

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Charge d'impôt exigible	9	18	17	26
Recouvrement d'impôt différé	(12)	(8)	(2)	(33)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(3)	10	15	(7)

8. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Sommaire des informations financières relatives à des filiales ayant d'importantes participations ne donnant pas le contrôle :

I. TransAlta Cogeneration, L.P.

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Produits des activités ordinaires	75	76	157	157
Résultat net	18	16	38	35
Total du résultat global	19	19	51	47
Montants attribuables à la participation ne donnant pas le contrôle :				
Résultat net	9	8	19	17
Total du résultat global	9	9	25	24
Distributions versées aux détenteurs de la participation ne donnant pas le contrôle	10	15	31	33

Aux	30 juin 2014	31 déc. 2013
Actifs courants	44	56
Actifs non courants	608	632
Passifs courants	(45)	(56)
Passifs non courants	(54)	(68)
Total des capitaux propres	(553)	(564)
Capitaux propres attribuables à la participation ne donnant pas le contrôle	(274)	(280)
Quote-part de la participation ne donnant pas le contrôle (%)	49,99	49,99

II. TransAlta Renewables

Le 29 avril 2014, la Société a conclu un placement secondaire de 11 950 000 actions ordinaires de TransAlta Renewables à un prix de 11,40 \$ l'action ordinaire, pour un produit brut versé à la Société d'environ 136 millions de dollars. Après la clôture du placement, TransAlta détient environ 70,3 % des actions ordinaires de TransAlta Renewables. De plus, la valeur comptable des participations ne donnant pas le contrôle a été augmentée de 109 millions de dollars afin de refléter la hausse d'environ 10,4 % de leur participation relative dans TransAlta Renewables, et un profit de 20 millions de dollars, déduction faite des impôts et taxes et des frais d'émission attribuables aux porteurs d'actions ordinaires, a été comptabilisé directement dans les résultats non distribués.

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

	Trois mois clos le 30 juin	Six mois clos le 30 juin
	2014	2014
Produits des activités ordinaires	50	118
Résultat net et total du résultat global	6	28
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :		
Résultat net et total du résultat global	2	7
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	8	13

Aux	30 juin 2014	31 déc. 2013
Actifs courants	51	59
Actifs non courants	1 926	1 954
Passifs courants	(101)	(100)
Passifs non courants	(813)	(846)
Total des capitaux propres	(1 063)	(1 067)
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	(342)	(237)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)	29,7	19,3

9. 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. 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 les actifs ou passifs concernés.

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 des opérations sur les produits énergétiques de la Société comprennent, dans le niveau II, 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, la Société utilise des données d'entrée observables autres que les cours du marché non ajustés qui sont observables pour les actifs ou passifs, comme les courbes de rendement du taux d'intérêt et les taux de change. En ce qui a trait à certains instruments financiers au titre desquels il existe une insuffisance du volume des transactions ou une absence de transactions récentes, la Société se fie aux données d'entrée sur les taux d'intérêt et les taux de change similaires et à d'autres informations de tiers comme les écarts de crédit.

c. Niveau III

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

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

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

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

L'incidence de l'utilisation d'autres hypothèses raisonnablement possibles comme données d'entrée pour les techniques d'évaluation à partir desquelles les justes valeurs de niveau III des opérations sur les produits énergétiques sont déterminées au 30 juin 2014 est de +/- 105 millions de dollars (105 millions de dollars au 31 décembre 2013) au titre de la valeur comptable des instruments financiers. Les justes valeurs sont soumises à des simulations de crise en ce qui concerne les volumes et les prix. Un montant de +/- 82 millions de dollars (87 millions de dollars au 31 décembre 2013) de la valeur soumise à des simulations de crise découle d'un contrat de vente d'électricité à long terme qui est désigné comme une couverture de flux de trésorerie, tandis que le solde de +/- 23 millions de dollars (18 millions de dollars au 31 décembre 2013) représente le reste du portefeuille. Les volumes sont soumis à des simulations de crise selon un écart type à la hausse et à la baisse au moyen des données de production historiques disponibles. Les prix sont soumis à des simulations de crise concernant les contrats à long terme, pour lesquels il

n'existe pas de cours sur les marchés liquides, au moyen de sources prévisionnelles internes et externes variées afin d'établir une fourchette de prix élevés et moins élevés.

Les renseignements à l'égard des données d'entrée non observables utilisées pour déterminer les justes valeurs de niveau III sont comme suit :

Description	Incidence sur la juste valeur au 30 juin 2014	Technique d'évaluation	Donnée d'entrée non observable	Fourchette
Achats d'énergie conditionnels – unité	22	Analyse historique	Escompte prix Escompte volumes ¹	De 0,3 % à 1,7 % De 0 % à 23 %
Vente d'énergie à long terme	235	Prévision de prix à long terme	Prix futurs de l'énergie – illiquidité (par MWh)	De 27 \$ US à 72 \$ US et de 74 \$ à 115 \$ De 16 % à 25 % de capacité disponible
Partage des produits – approvisionnement en charbon	(8)	Techniques d'évaluation des options ordinaires et exotiques	Prix futurs de l'énergie – illiquidité (par MWh) Prix futurs du charbon – illiquidité (par tonne)	De 6 % à 27 % De 27 \$ US à 72 \$ US De 13 \$ US à 15 \$ US
Ventes d'énergie conditionnelles – unité	(2)	Méthode de Black et Scholes	Volatilités des prix du marché à terme des produits de base – illiquidité	40 %

1) Une modification de l'escompte au titre des volumes pourrait, selon les autres dynamiques du marché, donner lieu à une modification directionnelle similaire de l'escompte au titre des prix.

Description	Incidence sur la juste valeur au 31 déc. 2013	Technique d'évaluation	Donnée d'entrée non observable	Fourchette
Achats d'énergie conditionnels – unité	43	Méthode «bootstrap» fondée sur les statistiques historiques	Escompte prix Escompte volumes ¹	De 0 % à 2 % De 0 % à 14 %
Ventes d'énergie à long terme	225	Prévision de prix à long terme	Prix futurs de l'énergie – illiquidité (par MWh)	De 34,40 \$ à 90,83 \$ De 18 % à 25 % de capacité disponible
Partage des produits – approvisionnement en charbon	(12)	Méthode de Black et Scholes	Volatilités implicites futures – illiquidité – centre de la Colombie	35 %
Ventes d'énergie conditionnelles – unité	(5)	Méthode de Black et Scholes	Volatilités des prix du marché à terme des produits de base – illiquidité	55 %

1) Une modification de l'escompte au titre des volumes pourrait, selon les autres dynamiques du marché, donner lieu à une modification directionnelle similaire de l'escompte au titre des prix.

L'incidence sur la juste valeur des données d'entrée non observables importantes exclut l'incidence au titre des données d'entrée observables comme la liquidité et les escomptes de crédit, ainsi que les profits et pertes initiaux non amortis associés à ces instruments.

II. Opérations sur les produits énergétiques

Les opérations sur les produits énergétiques comprennent des actifs et passifs de gestion du risque qui sont utilisés dans les secteurs Opérations sur les produits énergétiques 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 des secteurs Opérations sur les produits énergétiques et Production.

Les tableaux suivants résument les facteurs clés ayant une incidence sur la juste valeur des actifs et passifs de gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques par niveau de classement au cours des périodes de six mois closes respectivement les 30 juin 2014 et 2013 :

	Couvertures			Autres que de couverture			Total		
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 décembre 2013	-	(66)	55	-	14	11	-	(52)	66
Variations attribuables aux :									
Variations des prix du marché pour les contrats existants	-	(11)	17	-	(32)	12	-	(43)	29
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	1	-	-	(2)	8	-	(1)	8
Contrats réglés	-	9	(1)	-	16	(40)	-	25	(41)
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 30 juin 2014	-	(67)	71	-	(4)	(9)	-	(71)	62
Informations supplémentaires sur le niveau III :									
Profits comptabilisés dans les autres éléments du résultat global			17			-			17
Total des profits inclus dans le résultat avant impôts sur le résultat			1			20			21
Pertes latentes incluses dans le résultat avant impôts sur le résultat liées aux passifs nets détenus au 30 juin 2014			-			(20)			(20)

	Couvertures			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 2012	-	(63)	3	(1)	79	28	(1)	16	31
Variations attribuables aux :									
Variations des prix du marché pour les contrats existants	-	(30)	(3)	-	7	6	-	(23)	3
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	(1)	-	-	(19)	(15)	-	(20)	(15)
Contrats réglés	-	3	-	1	(36)	(7)	1	(33)	(7)
Transferts hors du niveau III	-	-	-	-	1	(1)	-	1	(1)
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 30 juin 2013	-	(91)	-	-	32	11	-	(59)	11
Informations supplémentaires sur le niveau III :									
Pertes comptabilisées dans les autres éléments du résultat global			(3)			-			(3)
Total des pertes incluses dans le résultat avant impôts sur le résultat			-			(9)			(9)
Pertes latentes incluses dans le résultat avant impôts sur le résultat liées aux actifs nets détenus au 30 juin 2013			-			(16)			(16)

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 tableaux suivants résument les facteurs clés influant sur la juste valeur des autres actifs et passifs de gestion du risque par niveau de classement au cours des périodes de six mois closes respectivement les 30 juin 2014 et 2013 :

	Couvertures			Autres que de couverture			Total		
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III
Actifs nets de gestion du risque au 31 décembre 2013	-	26	-	-	1	-	-	27	-
Variations attribuables aux :									
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	(23)	-	-	(7)	-	-	(30)	-
Contrats réglés	-	(11)	-	-	-	-	-	(11)	-
Passifs nets de gestion du risque au 30 juin 2014	-	(8)	-	-	(6)	-	-	(14)	-

	Couvertures			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 2012	-	(50)	-	-	1	-	-	(49)	-
Variations attribuables aux :									
Variations des prix du marché pour les contrats existants	-	68	-	-	1	-	-	69	-
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	(1)	-	-	3	-	-	2	-
Contrats réglés	-	1	-	-	(1)	-	-	-	-
Actifs nets de gestion du risque au 30 juin 2013	-	18	-	-	4	-	-	22	-

IV. Autres actifs et passifs financiers

La juste valeur des actifs et passifs financiers évalués 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 – 30 juin 2014	-	4 175	-	4 175	3 956
Dettes à long terme ¹ – 31 décembre 2013	-	4 367	-	4 367	4 262

1) Inclut la partie courante et exclut une dette de 60 millions de dollars (60 millions de dollars au 31 décembre 2013) 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

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 sur 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 actifs et passifs de gestion du risque aux états de la situation financière consolidés et est comptabilisée en résultat net sur la durée du contrat

correspondant. Se reporter à la note 9 B) pour les techniques d'évaluation utilisées pour la juste valeur de niveau III. 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 au cours de la période se présente comme suit :

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Profit net non amorti au début de la période	169	3	160	5
Nouveaux profits initiaux (nouvelles pertes initiales)	4	(1)	9	(1)
Amortissement comptabilisé dans le résultat net au cours de la période	(8)	3	(4)	1
Profit net non amorti à la fin de la période	165	5	165	5

10. ACTIVITÉS DE GESTION DU RISQUE

A. Actifs et passifs de gestion du risque

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

Aux	30 juin 2014			31 déc. 2013 (Retraité)*	
	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Non désignés comme couvertures	Total	Total
Actifs de gestion du risque					
Opérations sur les produits énergétiques					
Courants	-	-	58	58	99
Non courants	101	-	8	109	101
Total des actifs de gestion du risque – Opérations sur les produits énergétiques	101	-	66	167	200
Autres					
Courants	9	-	1	10	14
Non courants	2	6	-	8	15
Total des autres actifs de gestion du risque	11	6	1	18	29
Passifs de gestion du risque					
Opérations sur les produits énergétiques					
Courants	32	-	52	84	84
Non courants	65	-	27	92	102
Total des passifs de gestion du risque – Opérations sur les produits énergétiques	97	-	79	176	186
Autres					
Courants	16	-	7	23	1
Non courants	9	-	-	9	1
Total des autres passifs de gestion du risque	25	-	7	32	2
Actifs (passifs) nets de gestion du risque – Opérations sur les produits énergétiques					
	4	-	(13)	(9)	14
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque					
	(14)	6	(6)	(14)	27
Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque	(10)	6	(19)	(23)	41

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

Couvertures

a. Couvertures de l'investissement net

À la suite du désinvestissement décrit à la note 3, la Société a annulé la désignation à titre de couverture de titres d'emprunt libellés en dollars américains de 180 millions de dollars américains de son investissement net dans des activités aux États-Unis. De manière prospective, cette tranche de titres d'emprunt libellés en dollars américains fait l'objet d'une couverture au moyen d'instruments dérivés de change. Le reclassement hors du cumul des autres éléments du résultat étendu de l'ajustement cumulé au titre de l'écart de conversion des établissements à l'étranger cédés et le montant de la couverture de l'investissement net cumulatifs connexes ont été inclus dans le profit à la cession.

b. Couvertures de flux de trésorerie

i. Gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques

Au 30 juin 2014, les profits cumulés de 3 millions de dollars liés aux couvertures de flux de trésorerie et à d'autres couvertures de flux de trésorerie dont la désignation a été annulée précédemment et qui ne répondent plus aux critères d'application de la comptabilité de couverture continuent d'être différés dans le cumul des autres éléments du résultat global et seront reclassés dans le résultat net à mesure que les transactions prévues auront lieu ou immédiatement si on ne s'attend plus à ce qu'elles se réalisent.

ii. Incidences de la couverture de flux de trésorerie

Au cours du deuxième trimestre, la Société a annulé la désignation à titre de couverture de flux de trésorerie du risque de change au titre d'une dette de 20 millions de dollars américains. Aucun reclassement important hors du cumul des autres éléments du résultat étendu n'a eu lieu par suite de la cessation de la comptabilité de couverture.

Au cours des 12 prochains mois, qui prendront fin le 30 juin 2015, la Société estime que 22 millions de dollars de pertes après impôts et taxes seront reclassés du cumul des autres éléments du résultat global au résultat net. Ces estimations supposent le maintien des prix du gaz naturel et de l'électricité, des taux d'intérêt et des taux de change au fil du temps; cependant, les montants réels qui seront reclassés dépendront des fluctuations de ces facteurs.

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 20 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 Opérations sur les produits énergétiques de la Société dirige les activités de négociation pour compte propre et a recours à divers instruments pour gérer le risque, réaliser des produits de négociation et acquérir des renseignements sur le marché.

La VaR au 30 juin 2014 liée aux activités de négociation pour compte propre sur les produits énergétiques de la Société était de 2 millions de dollars (2 millions de dollars au 31 décembre 2013).

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

Le secteur Production 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'il juge appropriés. Au 30 juin 2014, 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 53 millions de dollars (42 millions de dollars au 31 décembre 2013). La VaR au 30 juin 2014 associée aux positions et aux couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture s'établissait à 8 millions de dollars (11 millions de dollars au 31 décembre 2013).

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 30 juin 2014 :

<i>(en pourcentage)</i>	Notation de première qualité	Notation de qualité inférieure	Total
Créances clients	87	13	100
Actifs de gestion du risque	99	1	100

L'exposition maximale au risque de crédit de la Société au 30 juin 2014, 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, déduction faite des garanties détenues, était de 26 millions de dollars au 30 juin 2014 (23 millions de dollars au 31 décembre 2013).

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 :

	2014	2015	2016	2017	2018	2019 et par la suite	Total
Créditeurs et charges à payer	390	-	-	-	-	-	390
Dette ¹	4	691	29	749	734	1 810	4 017
(Actifs) passifs de gestion du risque – Opérations sur les produits énergétiques	35	11	18	2	(2)	(55)	9
Autres (actifs) passifs de gestion du risque	18	(5)	(1)	8	(6)	-	14
Intérêt sur la dette à long terme ²	102	174	167	159	123	784	1 509
Dividendes à verser	55	-	-	-	-	-	55
Total	604	871	213	918	849	2 539	5 994

1) Exclut l'incidence de la comptabilité de couverture et inclut les facilités de crédit utilisées qui devraient venir à échéance en 2015 et 2017.

2) Non comptabilisé à titre de passif financier aux états de la situation financière consolidés résumés.

C. Garanties et modalités conditionnelles d'instruments dérivés

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

Au 30 juin 2014, la Société avait fourni une garantie de 88 millions de dollars (94 millions de dollars au 31 décembre 2013) sous la forme de lettres de crédit sur des instruments dérivés dans une position de passif net. Certains contrats de dérivés contiennent des clauses liées au risque de crédit, y compris une révision à la baisse de la note de crédit. Si cette révision a lieu, la Société serait tenue de fournir une garantie additionnelle de 102 millions de dollars à ses contreparties, selon la valeur des instruments dérivés au 30 juin 2014.

11. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

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

	Terrains	Production thermique	Production gazière	Production d'énergie renouvelable	Biens et matériel miniers	Actifs en construction	Pièces de rechange et autres ¹	Total
Au 31 décembre 2013	77	2 952	912	2 242	578	153	279	7 193
Acquisitions	-	4	-	-	-	167	9	180
Acquisitions – Contrat de location-financement	-	-	-	-	9	-	-	9
Amortissement	-	(135)	(50)	(49)	(27)	-	(7)	(268)
Révisions et ajouts – frais de démantèlement et de remise en état	-	11	4	-	4	-	-	19
Mise hors service d'actifs	-	(6)	(1)	(1)	(1)	-	-	(9)
Variation des taux de change	-	2	9	-	-	-	1	12
Transferts	2	54	32	13	3	(108)	2	(2)
Au 30 juin 2014	79	2 882	906	2 205	566	212	284	7 134

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 courant, préventif et planifié.

12. DETTE À LONG TERME

A. Dette et lettres de crédit

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux	30 juin 2014			31 déc. 2013		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹
Facilités de crédit ²	321	320	1,9 %	852	852	2,6 %
Déventures	1 041	1 051	6,1 %	1 269	1 251	6,1 %
Billets de premier rang ³	2 253	2 242	4,9 %	1 797	1 809	5,6 %
Dette sans recours ⁴	377	380	5,9 %	376	380	5,9 %
Divers	24	24	6,1 %	28	28	6,3 %
	4 016	4 017		4 322	4 320	
Moins : partie courante de la dette avec recours	(539)	(539)		(209)	(209)	
Moins : partie courante de la dette sans recours	(35)	(35)		-	-	
Total de la dette à long terme	3 442	3 443		4 113	4 111	

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. Comprendent 300 millions de dollars américains au 30 juin 2014 (300 millions de dollars américains au 31 décembre 2013).

3) Valeur nominale de 2,1 milliards de dollars américains au 30 juin 2014 (1,7 milliard de dollars américains au 31 décembre 2013).

4) Inclut 20 millions de dollars américains au 30 juin 2014 (20 millions de dollars américains au 31 décembre 2013).

Au cours du deuxième trimestre, les billets à moyen terme à 6,45 % de la Société sont arrivés à échéance et ont été payés, pour un montant de 200 millions de dollars. Les déventures restantes portent intérêt à des taux fixes s'échelonnant de 5,00 % à 7,30 % et viennent à échéance de 2019 à 2030.

En juin 2014, la Société a émis des billets de premier rang de 400 millions de dollars américains venant à échéance en 2017 et portant intérêt à un taux nominal de 1,90 %, payable semestriellement, à un prix d'émission équivalant à 99,887 % du capital des billets.

Au 30 juin 2014, 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 2013), dont un montant de 1,4 milliard de dollars (0,9 milliard de dollars au 31 décembre 2013) n'avait pas été prélevé et était disponible, sous réserve des modalités d'emprunt habituelles.

Les lettres de crédit en cours au 30 juin 2014 totalisaient 369 millions de dollars (370 millions de dollars au 31 décembre 2013), et aucun montant (aucun montant au 31 décembre 2013) n'avait 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.

B. Restrictions

Les conventions de prêt d'un montant de 3 millions de dollars relatives à la centrale de Windsor, détenue par la filiale TransAlta Cogeneration L.P. de la Société, comprennent des dispositions au titre du capital et des intérêts qui limitent la capacité de la Société d'avoir accès aux fonds générés par les activités de la centrale. La Société a fourni une lettre de crédit d'un montant équivalant aux exigences liées au financement, ce qui lui permet d'avoir accès aux fonds.

Les débetures d'un montant de 342 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.

13. ACTIONS ORDINAIRES

A. Émises et en circulation

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

	Trois mois clos les 30 juin				Six mois clos les 30 juin			
	2014		2013		2014		2013	
	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant
Émises et en circulation au début de la période	270,3	2 944	258,4	2 783	268,2	2 916	254,7	2 730
Émises en vertu du régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions ordinaires	1,5	18	3,7	53	3,6	46	7,4	106
Montants à recevoir en vertu du régime d'actionnariat des employés	-	(2)	-	(4)	-	(2)	-	(4)
Émises et en circulation à la fin de la période	271,8	2 962	262,1	2 832	271,8	2 962	262,1	2 832

B. Dividendes

Le tableau suivant présente les dividendes sur actions ordinaires déclarés ou versés au cours des périodes de six mois closes les 30 juin :

Date de déclaration	Date de versement	Dividende par action (\$)	Total des dividendes	Dividendes versés en espèces	Dividendes versés en actions
2014					
28 avril 2014	1 ^{er} juillet 2014	0,18	49	30	19
20 févr. 2014	1 ^{er} avril 2014	0,18	48	31	17
30 oct. 2013	1 ^{er} janv. 2014	0,29	78	50	28
2013					
22 avril 2013	28 juin 2013	0,29	76	21	55
28 janv. 2013	1 ^{er} avril 2013	0,29	75	22	53
24 oct. 2012	1 ^{er} janv. 2013	0,29	73	20	53

Le 22 juillet 2014, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,18 \$ par action ordinaire qui sera versé le 1^{er} octobre 2014.

Le 1^{er} juillet 2014, 1,5 million d'actions ordinaires ont été émises à l'égard des dividendes réinvestis.

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.

14. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

A. Émises et en circulation

TransAlta est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang, et le conseil d'administration est autorisé à déterminer les droits, les privilèges, les restrictions et les conditions se rattachant à ces actions, sous réserve de certaines limites.

Au 30 juin 2014 et au 31 décembre 2013, la Société avait respectivement 12,0 millions, 11,0 millions et 9,0 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de séries A, C et E, émises et en circulation.

B. Dividendes

Le tableau suivant présente les dividendes sur actions privilégiées déclarés ou versés au cours des périodes de six mois closes les 30 juin :

Date de déclaration	Date de versement	Série A		Série C		Série E	
		Dividende par action (\$)	Total des dividendes	Dividende par action (\$)	Total des dividendes	Dividende par action (\$)	Total des dividendes
2014							
28 avril 2014	30 juin 2014	0,2875	4	0,2875	3	0,3125	3
20 févr. 2014	31 mars 2014	0,2875	3	0,2875	3	0,3125	3
2013							
22 avril 2013	30 juin 2013	0,2875	4	0,2875	3	0,3125	3
28 janv. 2013	31 mars 2013	0,2875	3	0,2875	3	0,3125	3

Le 22 juillet 2014, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,2875 \$ par action privilégiée de série A et de série C, et de 0,3125 \$ par action privilégiée de série E. Ces dividendes seront versés le 30 septembre 2014.

15. ENGAGEMENTS

Au 30 juin 2014, la Société avait des engagements résiduels de 60 millions de dollars relativement à la construction d'un nouveau gazoduc en Australie. Ce montant devrait être dépensé au cours des neuf prochains mois.

Au cours du deuxième trimestre, la Société a conclu un nouveau contrat d'achat à prix fixe de gaz naturel pour son propre compte, d'un montant de 27 millions de dollars et venant à échéance en 2016.

16. 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 faisant l'objet du litige et l'existence de garanties d'assurance pertinentes. Rien ne garantit que les litiges auront une issue favorable pour TransAlta ou qu'ils n'auront pas une incidence négative importante sur ses activités. Les organismes de réglementation pourraient aussi poser des questions dans le cours normal des affaires, auxquelles la Société répond à mesure qu'elles surviennent.

17. INFORMATIONS SECTORIELLES

A. Résultats sectoriels

Trois mois clos le 30 juin 2014	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	483	8	-	491
Combustible et achats d'électricité	212	-	-	212
Marge brute	271	8	-	279
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	104	8	10	122
Amortissement	125	-	7	132
Reprise des stocks	(4)	-	-	(4)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	-	-	7
Répartition des coûts intersectoriels	4	(4)	-	-
Résultats d'exploitation	35	4	(17)	22
Produits tirés des contrats de location-financement	12	-	-	12
Profit à la vente d'actifs	1	-	-	1
Réclamation en Californie	-	(5)	-	(5)
Recouvrement d'assurance	2	-	-	2
Charge d'intérêt nette				(62)
Perte de change				(2)
Perte avant impôts sur le résultat				(32)

Trois mois clos le 30 juin 2013	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	528	14	-	542
Combustible et achat d'électricité	187	-	-	187
Marge brute	341	14	-	355
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	111	6	16	133
Amortissement	125	-	6	131
Réduction de valeur des stocks	2	-	-	2
Provisions pour frais de restructuration	(1)	-	(1)	(2)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	8	-	-	8
Répartition des coûts intersectoriels	3	(3)	-	-
Résultats d'exploitation	93	11	(21)	83
Produits tirés des contrats de location-financement	12	-	-	12
Quote-part de la perte de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	(3)	-	-	(3)
Profit à la vente d'actifs	-	-	10	10
Charge d'intérêt nette				(63)
Profit de change				5
Résultat avant impôts sur le résultat				44

Six mois clos le 30 juin 2014	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	1 193	73	-	1 266
Combustible et achats d'électricité	547	-	-	547
Marge brute	646	73	-	719
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	216	27	23	266
Amortissement	254	-	13	267
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	14	-	-	14
Répartition des coûts intersectoriels	7	(7)	-	-
Résultats d'exploitation	155	53	(36)	172
Produits tirés des contrats de location-financement	24	-	-	24
Profit à la vente d'actifs	1	-	-	1
Réclamation en Californie	-	(5)	-	(5)
Recouvrement d'assurance	2	-	-	2
Charge d'intérêt nette				(128)
Perte de change				(7)
Résultat avant impôts sur le résultat				59

Six mois clos le 30 juin 2013	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	1 051	31	-	1 082
Combustible et achat d'électricité	388	-	-	388
Marge brute	663	31	-	694
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	205	14	29	248
Amortissement	247	-	11	258
Réduction de valeur des stocks	16	-	-	16
Provisions pour frais de restructuration	(1)	-	(1)	(2)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	15	-	-	15
Répartition des coûts intersectoriels	7	(7)	-	-
Résultats d'exploitation	174	24	(39)	159
Produits tirés des contrats de location-financement	23	-	-	23
Quote-part de la perte de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	(7)	-	-	(7)
Profit à la vente d'actifs	-	-	10	10
Charge d'intérêt nette				(125)
Profit de change				4
Perte à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite				(29)
Résultat avant impôts sur le résultat				35

Le secteur Production comprend des montants de respectivement 4 millions de dollars et 11 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014 (respectivement 5 millions de dollars et 12 millions de dollars au 30 juin 2013) au titre d'incitatifs reçus en vertu d'un programme du gouvernement du Canada visant des projets de production d'hydroélectricité et d'énergie éolienne admissibles.

B. Principales informations des états de la situation financière consolidés résumés

Total des actifs sectoriels	Opérations sur les produits énergétiques		Siège social	Total
	Production			
30 juin 2014	8 767	195	334	9 296
31 décembre 2013 (<i>retraité</i>) *	9 093	244	287	9 624

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

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

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Dotation aux amortissements selon les comptes de résultat consolidés résumés	132	131	267	258
Amortissement compris dans le poste Combustible et achats d'électricité	13	14	28	26
Dotation aux amortissements selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés	145	145	295	284

18. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Le 28 juillet 2014, la Société a annoncé qu'elle avait conclu des contrats visant la construction et l'exploitation d'une centrale alimentée au gaz à cycle combiné de 150 mégawatts («MW») de 570 millions de dollars australiens à South Hedland, en Australie-Occidentale. La centrale, qui est entièrement visée par un contrat, devrait être pleinement en service et fournir de l'énergie aux clients au premier semestre de 2017.

INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

		30 juin 2014	31 déc. 2013
Cours de clôture (TSX) (\$)		13,08	13,48
Fourchette du cours pour les 12 derniers mois (TSX) (\$)	Haut	15,08	16,86
	Bas	12,60	12,91
Dette sur le capital investi (%)		52,9	55,6
Dette sur le capital investi, exclusion faite de la dette sans recours ¹ (%)		50,4	53,3
Dette sur le capital investi, y compris les obligations au titre des contrats de location-financement et la dette sans recours (%)		53,1	55,7
Dette sur le BAIIA aux fins de comparaison ² (multiple)		3,8	4,2
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires ² (%)		(3,4)	(3,1)
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison ^{1,2} (%)		3,3	3,6
Rendement du capital investi ² (%)		3,1	2,8
Rendement du capital investi aux fins de comparaison ^{1,2} (%)		5,0	5,2
Dividendes en espèces par action ² (\$)		1,05	1,16
Ratio cours/résultat aux fins de comparaison ^{1,2} (multiple)		46,7	43,5
Couverture par le résultat ² (multiple)		1,0	0,9
Ratio de distribution selon le résultat net ² (%)		(331,6)	(431,0)
Ratio de distribution fondé sur le résultat aux fins de comparaison ^{1,2} (%)		336,0	377,8
Ratio de distribution fondé sur les fonds provenant des activités d'exploitation ^{1,2,3} (%)		33,9	42,0
Rendement des actions ² (%)		8,0	8,6
Flux de trésorerie ajustés sur la dette ^{2,3} (%)		17,7	16,9
Couverture des intérêts par les flux de trésorerie ajustés ^{2,3} (multiple)		4,1	4,0

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 liquidité 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.

3) Les ratios de décembre 2013 ont été ajustés pour tenir compte de l'incidence de la réclamation en Californie.

FORMULES DES RATIOS

Dette sur le capital investi = dette à long terme, y compris la tranche courante - trésorerie et équivalents de trésorerie / dette à long terme, y compris la tranche courante + participations ne donnant pas le contrôle + capitaux propres attribuables aux actionnaires - trésorerie et équivalents de trésorerie

Dette sur le BAIIA aux fins de comparaison = dette à long terme, y compris la tranche courante - trésorerie et équivalents de trésorerie / 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 / moyenne des 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 / moyenne du 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 - 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 opérationnelles

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

Flux de trésorerie ajustés sur la dette = flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles avant variations du fonds de roulement / moyenne de la dette totale - moyenne de la trésorerie et des équivalents de trésorerie

Couverture des intérêts par les flux de trésorerie ajustés = flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variations du fonds de roulement + intérêts sur la dette - produit d'intérêt - intérêts incorporés au coût de l'actif / intérêts sur la dette - produit d'intérêt

GLOSSAIRE DE TERMES CLÉS

British Thermal Unit (BTU) – Mesure d'énergie. Quantité d'énergie nécessaire pour élever d'un degré Fahrenheit une livre d'eau lorsque la température de l'eau avoisine 39,2 degrés Fahrenheit.

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

Consommation spécifique de chaleur – Mesure de conversion, exprimée en BTU/MWh, d'une quantité d'énergie thermique nécessaire pour produire de l'électricité.

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

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

Énergie géothermique – Énergie provenant d'une turbine à vapeur. La turbine est entraînée par la vapeur produite par de l'eau chaude ou par la vapeur naturelle qui tire son énergie de la chaleur se trouvant dans les roches ou fluides à diverses profondeurs dans le sol. L'énergie est extraite par forage et/ou pompage.

Énergie renouvelable – Énergie produite à l'aide de mécanismes terrestres renouvelables comme le vent, l'énergie géothermique et l'énergie solaire, qui peuvent se régénérer.

Force majeure – Clause qui libère une partie de son obligation si un événement imprévisible indépendant de sa volonté l'empêche d'exécuter ses obligations en vertu du contrat.

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

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

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

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

Marge électricité-combustible – Mesure de la marge brute, soit le prix de vente moins le coût du gaz naturel, par MW.

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.

Turbine – Dispositif rotatif qui produit de l'énergie mécanique à partir de l'énergie d'un fluide (comme l'eau, la vapeur ou des gaz chauds). Les turbines convertissent l'énergie cinétique des fluides en énergie mécanique selon les principes de l'impulsion et de la réaction ou d'un mélange des deux.

Valeur à risque (VaR) – Mesure visant à gérer l'exposition du résultat aux opérations sur les produits énergétiques.



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