

RAPPORT DE GESTION

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

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités de TransAlta Corporation pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre 2012 et 2011, ainsi qu'avec les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion contenus dans notre rapport annuel de 2011. 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 les Normes internationales d'information financière («IFRS»). Les montants de tous les tableaux du rapport de gestion qui suit sont en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Le présent rapport de gestion est daté du 25 octobre 2012. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta, y compris sa notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

RÉSULTATS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

Les résultats des activités opérationnelles sont présentés sous forme de résultats consolidés et par secteur d'activité. Nous comptons trois secteurs d'activité : Production, Opérations sur les produits énergétiques et Siège social. Dans le présent rapport de gestion, l'incidence des fluctuations des taux de change sur les opérations et les soldes libellés en devises est abordée en même temps que les éléments pertinents des comptes consolidés résumés de résultat et des états consolidés résumés de la situation financière. Tandis que les éléments des états consolidés résumés de la situation financière peuvent 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 à la rubrique «Capitaux propres» des états consolidés résumés de la situation financière.

FAITS SAILLANTS

Faits saillants du troisième trimestre

Le rendement du secteur Production s'est amélioré par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, la disponibilité de l'ensemble de nos centrales ayant augmenté de 7 % pour s'établir à 90,9 % malgré la hausse des interruptions planifiées. Même si les prix en Alberta et dans la région du nord-ouest du Pacifique ont continué de baisser par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, la disponibilité accrue a entraîné une augmentation de 51 millions de dollars des marges brutes aux fins de comparaison du secteur Production. Les marges brutes aux fins de comparaison du secteur Production pour le trimestre ont été de 386 millions de dollars.

Le secteur Opérations sur les produits énergétiques a présenté une diminution des marges brutes de 61 millions de dollars, qui a donné lieu à une marge brute négative de 16 millions de dollars pour le trimestre, attribuable à des conditions météorologiques non prévues et à des attentes du marché défavorables relativement aux positions détenues.

Les fonds provenant des activités opérationnelles ont augmenté de 64 millions de dollars au cours du trimestre pour s'établir à 232 millions de dollars sous l'effet d'une augmentation du résultat en trésorerie après ajustement des pertes latentes sur les activités de gestion du risque et les règlements en espèces de contrats déjà comptabilisés en résultat.

Un dividende trimestriel de 0,29 \$ par action a été déclaré sur les actions ordinaires, apportant de la valeur aux actionnaires.

Nous avons présenté un résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de 56 millions de dollars (0,24 \$ par action), en hausse par rapport à 50 millions de dollars (0,22 \$ par action) en 2011, par suite des facteurs suivants :

- Reprise de l'imputation pour dépréciation d'actifs de 31 millions de dollars aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance
- Reprise pour réduction de valeur des stocks de 18 millions de dollars
- Profit à la vente d'une garantie à MF Global Inc. de 11 millions de dollars

Ces éléments, parallèlement à l'incidence des couvertures dont la désignation a été annulée, ont été ajustés dans le calcul du résultat aux fins de comparaison de 41 millions de dollars (0,18 \$ par action), en baisse par rapport à 61 millions de dollars (0,27 \$ par action) en 2011. La baisse du résultat aux fins de comparaison est surtout imputable à la perte dans le secteur Opérations sur les produits énergétiques.

Nous avons fait l'acquisition de la centrale électrique de Solomon de 125 mégawatts («MW») au coût de 318 millions de dollars américains. La centrale est entièrement visée par un contrat d'achat d'électricité et devrait produire des flux de trésorerie de préfinancement d'environ 40 millions de dollars par année et contribuer positivement aux résultats et aux flux de trésorerie disponibles par action.

Faits saillants depuis le début de l'exercice

La disponibilité de l'ensemble des centrales a augmenté de plus de 4 % malgré une hausse des activités d'entretien planifié d'envergure. Les marges brutes aux fins de comparaison du secteur Production ont augmenté de 18 millions de dollars pour s'établir à 1 103 millions de dollars.

Le secteur Opérations sur les produits énergétiques a affiché un recul de 107 millions de dollars qui a donné lieu à une marge brute négative de 10 millions de dollars pour l'exercice.

Les fonds provenant des activités opérationnelles ont diminué de 49 millions de dollars au cours des neuf premiers mois pour s'établir à 571 millions de dollars, en raison surtout d'une baisse des résultats aux fins de comparaison. Compte non tenu de l'incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, nous demeurons en bonne voie d'atteindre la partie inférieure de notre fourchette de 800 à 900 millions de dollars pour l'exercice complet.

Nous avons présenté une perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de 652 millions de dollars (2,85 \$ par action), en baisse par rapport à un résultat net de 266 millions de dollars (1,20 \$ par action) en 2011, par suite des facteurs suivants :

- Dépréciation de la centrale de Centralia de 329 millions de dollars
- Sortie du bilan des actifs d'impôt différé de 169 millions de dollars
- Incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance de 189 millions de dollars
- Profit à la vente d'une garantie à MF Global Inc. de 11 millions de dollars

Ces éléments, parallèlement à l'incidence des couvertures dont la désignation a été annulée, ont été ajustés dans le calcul du résultat aux fins de comparaison de 64 millions de dollars (0,28 \$ par action), en baisse par rapport à 201 millions de dollars (0,91 \$ par action) en 2011. La baisse du résultat aux fins de comparaison est surtout imputable à la perte dans le secteur Opérations sur les produits énergétiques et à une hausse des activités d'entretien planifié d'envergure.

Le tableau suivant présente les principaux résultats financiers et données opérationnelles statistiques :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
Disponibilité (%) ¹	90,9	83,9	88,1	83,7
Production (GWh) ¹	10 155	10 368	27 870	29 350
Produits des activités ordinaires	538	629	1 601	1 962
Marge brute ²	330	371	1 055	1 307
Produits opérationnels (pertes opérationnelles) ²	132	106	(90)	523
Produits opérationnels aux fins de comparaison ³	125	120	300	421
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	56	50	(652)	266
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,24	0,22	(2,85)	1,20
Résultat net par action aux fins de comparaison ³	0,18	0,27	0,28	0,91
BALIA aux fins de comparaison ³	254	237	699	772
Fonds provenant des activités opérationnelles ³	232	168	571	620
Fonds provenant des activités opérationnelles par action ³	0,99	0,75	2,49	2,79
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	14	212	275	503
Flux de trésorerie disponibles (insuffisants) ³	78	(5)	54	176
Dividendes versés par action ordinaire	0,29	0,29	0,87	0,87

	30 septembre 2012	31 décembre 2011
Aux		
Total de l'actif	9 423	9 736
Total des passifs non courants	5 016	4 918

DISPONIBILITÉ ET PRODUCTION

La disponibilité a augmenté au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012 par rapport aux périodes correspondantes de 2011, surtout du fait de la diminution des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia, et de la baisse des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des contrats d'achat d'électricité («CAÉ») en Alberta, le tout en partie contrebalancé par une augmentation des interruptions planifiées à ces dernières centrales.

La production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012 a diminué respectivement de 213 gigawattheures («GWh») et 1 480 GWh en regard des périodes correspondantes de 2011 en raison de la hausse de la répartition économique à la centrale thermique de Centralia, de l'augmentation des interruptions planifiées aux centrales alimentées

1) La disponibilité et la production comprennent tous les actifs de production (activités de production, contrats de location-financement et placements dans des titres de participation).

2) Ces éléments sont des mesures conformes aux IFRS additionnelles. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

3) Ces éléments ne sont pas définis selon les IFRS. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour obtenir de plus amples renseignements sur ces éléments, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec les mesures calculées selon les IFRS.

au charbon visées par des CAÉ en Alberta, de la baisse de la demande des clients des CAÉ et des réductions liées au marché, le tout compensé partiellement par la diminution des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia, le démarrage des activités commerciales à l'unité 3 de la centrale de Keephills, la baisse des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et l'augmentation des volumes des centrales hydroélectriques.

Les interruptions à la centrale thermique de Centralia n'ont pas eu d'incidence négative sur nos marges brutes pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012, car nous avons pu prolonger les interruptions planifiées et profiter ainsi des plus faibles prix du marché pour acheter de l'électricité et ainsi honorer nos contrats d'électricité. La disponibilité de l'ensemble de nos centrales, compte tenu de l'ajustement pour l'interruption planifiée prolongée à la centrale de Centralia, a été respectivement de 91,7 % (88,3 % pour la période de trois mois close le 30 septembre 2011) et 90,3 % (88,2 % pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011) pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012.

RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX PORTEURS D' ACTIONS ORDINAIRES

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012 sont présentés ci-après :

	Trois mois clos les 30 septembre	Neuf mois clos les 30 septembre
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de 2011	50	266
Augmentation des marges brutes du secteur Production	51	18
Variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché et annulation de désignations du secteur Production	(51)	(183)
Diminution des marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques	(61)	(107)
Diminution des charges opérationnelles et des frais d'entretien et d'administration	21	25
Augmentation de la dotation aux amortissements	(7)	(41)
Diminution (augmentation) de l'imputation pour dépréciation d'actifs	46	(310)
Recouvrement (augmentation) de la perte de valeur des stocks, déduction faite de la consommation	28	(14)
Augmentation de la charge d'intérêt nette	(4)	(31)
Diminution de la quote-part du résultat de coentreprises	(14)	(21)
Incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	(7)	(254)
(Augmentation) diminution de la charge d'impôts sur le résultat	(5)	3
Augmentation des dividendes sur actions privilégiées	(4)	(10)
Augmentation du profit à la vente d'une garantie	15	15
Divers	(2)	(8)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de 2012	56	(652)

Les marges brutes comparables du secteur Production, compte non tenu de l'incidence des variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012, ont progressé par rapport aux périodes correspondantes de 2011, surtout en raison de l'accroissement des marges des centrales hydroélectriques, de la baisse des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et du démarrage des activités commerciales de l'unité 3 de la centrale de Keephills, en partie contrebalancés par une augmentation des interruptions planifiées aux centrales visées par des CAÉ en Alberta et des coûts du charbon défavorables.

Les variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché ont diminué pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012 par rapport aux périodes correspondantes de 2011, en raison de la comptabilisation en 2011 de profits liés à l'évaluation à la valeur du marché découlant de certaines relations de couverture de l'électricité jugées inefficaces, lesquelles ont réduit les profits tirés des contrats comptabilisés en 2012.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2012, les marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques ont diminué par rapport à la période correspondante de 2011, surtout en raison de l'incidence de conditions météorologiques non prévues et des attentes du marché défavorables quant aux prix de l'électricité et du gaz relativement aux positions de négociation détenues.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, les marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques ont diminué par rapport à la période correspondante de 2011 en raison surtout de la situation de l'approvisionnement en gaz qui a eu une incidence sur les prix du gaz, des conditions météorologiques non prévues, des interruptions aux centrales électriques et de l'incidence des attentes du marché défavorables quant aux prix de l'électricité et du gaz relativement aux positions de négociation détenues.

Les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012 ont diminué surtout en raison de la baisse des charges de rémunération.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012, la dotation aux amortissements a grimpé en regard de 2011, en raison surtout d'une augmentation des actifs attribuable en grande partie au démarrage des activités commerciales à l'unité 3 de la centrale de Keepphills et à la mise hors service d'immobilisations, annulée en partie par une réduction de la charge d'amortissement découlant de la variation des durées d'utilité économique des centrales alimentées au charbon.

L'imputation pour dépréciation d'actifs pour la période de trois mois close le 30 septembre 2012 a diminué en raison de la reprise de l'imputation pour dépréciation d'actifs comptabilisée au trimestre précédent pour les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance du fait de la variation de la durée d'utilité économique de ces actifs et de la comptabilisation de dépréciations d'actifs moins élevés au trimestre correspondant de 2011.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, l'imputation pour dépréciation d'actifs a augmenté en raison de la comptabilisation d'imputations pour dépréciation plus élevées à l'égard de la centrale thermique de Centralia et d'actifs au sein des centrales d'énergies renouvelables afin de ramener la valeur de ces actifs à leur juste valeur. Les imputations pour dépréciation peuvent être reprises au cours de périodes futures si les flux de trésorerie prévus générés par ces centrales s'améliorent. Rien ne garantit qu'il y aura reprise, et rien n'indique le montant ou le moment de cette reprise, le cas échéant.

Au cours de la période de trois mois close le 30 septembre 2012, des pertes de valeur de stocks de 8 millions de dollars comptabilisées antérieurement ont été reprises en raison d'un redressement des prix de l'électricité et d'une baisse des charges opérationnelles. Un avantage additionnel de 20 millions de dollars, reflété dans les marges brutes du secteur Production, découle de la consommation de stocks ayant subi une perte de valeur.

La perte de valeur des stocks comptabilisée au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2012 découle de la réduction de valeur nette de 34 millions de dollars des stocks de charbon du fait de l'annulation de la désignation des couvertures à la centrale thermique de Centralia et de la faiblesse persistante des prix dans la région du nord-ouest du Pacifique. En raison de cette annulation, nous n'avons pu inclure ces contrats dans le calcul de la valeur recouvrable nette des stocks. Un avantage de 20 millions de dollars, reflété dans les marges brutes du secteur Production, découle de la consommation de stocks ayant subi une perte de valeur.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2012, la charge d'intérêt nette a grimpé par rapport à la période correspondante de 2011, en raison de la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif, compensée en partie par une baisse des taux d'intérêt et une réduction de l'amortissement des coûts de financement.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, la charge d'intérêt nette a grimpé comparativement à la période correspondante de 2011, en raison de la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif et de la hausse des taux d'intérêt, en partie contrebalancées par la réduction de la dette.

La quote-part du résultat de coentreprises pour la période de trois mois close le 30 septembre 2012 a diminué en raison d'une augmentation des interruptions non planifiées et des prix défavorables à CE Generation, LLC («CE Gen»).

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, la quote-part du résultat de coentreprises a diminué en raison d'une augmentation des interruptions planifiées et non planifiées et des prix défavorables à CE Gen.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2012, les coûts d'arbitrage relatifs aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance ont augmenté en raison de coûts financiers, de frais juridiques et d'autres coûts additionnels.

Les coûts d'arbitrage relatifs aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012 ont augmenté par suite de la publication et de la comptabilisation des résultats de l'arbitrage au cours du deuxième trimestre de 2012.

La charge d'impôts sur le résultat pour la période de trois mois close le 30 septembre 2012 a augmenté par rapport à la même période de 2011 en raison d'une hausse du résultat net.

La charge d'impôts sur le résultat pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012 a diminué en regard de la période correspondante de 2011 en raison de la baisse du résultat net qui est attribuable notamment à l'incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et de la résolution avantageuse de certaines questions fiscales qui étaient en suspens, le tout en partie contrebalancé par la sortie du bilan d'actifs d'impôt liés à nos activités aux États-Unis, lesquelles ont subi l'incidence de l'évaluation de la centrale thermique de Centralia.

Les dividendes sur actions privilégiées pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012 ont progressé par rapport aux périodes correspondantes de 2011, le nombre d'actions privilégiées en circulation ayant été plus élevé au cours de 2012.

Au cours du troisième trimestre, nous avons vendu nos créances à l'égard de MF Global Inc. relativement à la remise d'une garantie, ce qui a donné lieu à un profit.

FONDS PROVENANT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES ET FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES

Les fonds provenant des activités opérationnelles pour la période de trois mois close le 30 septembre 2012 ont augmenté de 64 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2011, résultat surtout de l'amélioration du résultat net après ajustement pour tenir compte des ajustements sans effet sur la trésorerie, des pertes essentiellement latentes découlant des activités de gestion du risque et des règlements en trésorerie de contrats déjà comptabilisés en résultat.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, les fonds provenant des activités opérationnelles ont diminué de 49 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2011, surtout en raison de la baisse du résultat net aux fins de comparaison, compte non tenu de l'incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance sur le résultat.

Les flux de trésorerie disponibles pour la période de trois mois close le 30 septembre 2012 ont augmenté de 83 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2011 en raison de l'augmentation des fonds provenant des activités opérationnelles et de la baisse des dividendes en espèces versés découlant d'une hausse du taux de participation au régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires avec Dividende Bonifié^{MC} («le régime»).

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, les flux de trésorerie disponibles, compte non tenu de l'incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance sur le résultat, ont reculé de 122 millions de dollars par rapport à la même période de 2011 du fait d'une diminution des fonds provenant des activités opérationnelles et d'une hausse des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses liées à la productivité. Une partie importante des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses liées à la productivité engagées en 2012 est liée aux travaux d'entretien planifié d'envergure plus complets effectués principalement aux unités 1 et 2 de la centrale de Keephills, y compris le remplacement de composantes importantes qui ne devraient plus être remplacées pendant la durée de vie résiduelle de la centrale.

ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS

Période de trois mois close le 30 septembre 2012

Vente d'actions ordinaires

Le 13 septembre 2012, nous avons conclu un appel public à l'épargne visant 19 250 000 actions ordinaires, et le 20 septembre 2012, les preneurs fermes ont exercé en partie leur option de surallocation aux fins de l'achat de 1 992 000 actions ordinaires, au prix de 14,30 \$ l'action, pour un produit brut total de 304 millions de dollars. Le produit du placement a servi au financement partiel de l'acquisition de la centrale électrique de Solomon en Australie, au financement de la construction de notre parc éolien de 68 MW de New Richmond, au remboursement de la dette à court terme et aux activités générales du siège social.

Acquisition de la centrale électrique de Solomon

Le 28 septembre 2012, nous avons annoncé la conclusion de l'acquisition auprès de Fortescue Metal Groups Ltd. («Fortescue») de sa centrale alimentée au gaz naturel et au diesel de Solomon de 125 MW située en Australie-Occidentale au coût de 318 millions de dollars américains. La centrale est actuellement en construction et devrait être mise en service au quatrième trimestre de 2012. La totalité du volume de l'installation sera visée par un contrat d'achat d'électricité à long terme (le «contrat») conclu avec Fortescue, d'une durée initiale de 16 ans à compter d'octobre 2012. Par la suite, Fortescue aura la possibilité de prolonger le contrat de cinq autres années selon les mêmes modalités ou d'acquérir la centrale. La centrale et le contrat connexe seront comptabilisés comme un contrat de location-financement, le bailleur étant TransAlta.

Unité 6 de la centrale de Sundance

Le 18 août 2011, le transformateur élévateur de l'unité 6 de la centrale de Sundance a été endommagé à la suite d'un incendie. Nous en avons donné avis en invoquant un cas de force majeure en vertu du CAÉ. Les pénalités payées durant l'interruption nous ont été remboursées, dont une partie a fait l'objet d'une provision, ce qui a donné lieu à une imputation nette de 18 millions de dollars au résultat net. Au cours du trimestre, l'acheteur du CAÉ nous a informés qu'il porterait l'affaire en arbitrage.

MF Global Inc.

Au cours de septembre 2012, nous avons vendu nos créances à l'égard de MF Global Inc. relativement à la remise d'une garantie de 36 millions de dollars américains que nous avons fournie, pour un produit net de 33 millions de dollars américains. En 2011, lorsque la société mère de MF Global Inc. a demandé la protection de la loi sur les faillites, une provision de 18 millions de dollars américains a été comptabilisée à l'égard de la garantie fournie. Par conséquent, un profit avant impôts et taxes de 15 millions de dollars (11 millions de dollars après impôts et taxes) a été réalisé. Notre réclamation, déposée au cours du premier trimestre de 2012, se rapportait principalement à la garantie au titre des transactions liées aux contrats à terme standardisés. Voir la rubrique «Événements importants» de notre rapport annuel de 2011 pour plus de renseignements sur MF Global Inc.

Reprise de l'imputation pour dépréciation d'actifs

Au cours de la période de trois mois close le 30 septembre 2012, nous avons repris des pertes de valeur avant impôts et taxes de 41 millions de dollars déjà comptabilisées à l'égard des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. La reprise est le résultat des années additionnelles d'activités marchandes qui devraient être réalisées aux unités 1 et 2 en raison des récentes modifications apportées à la réglementation fédérale canadienne. Pour de plus amples renseignements, voir la rubrique «Changements climatiques et environnement» du présent rapport de gestion.

Modification de la durée d'utilité économique

Par suite des modifications apportées à la réglementation fédérale canadienne qui exige que les centrales alimentées au charbon cessent leurs activités après un maximum de 50 ans d'exploitation, nous avons examiné les durées d'utilité de nos centrales alimentées au charbon en Alberta et de nos actifs miniers de charbon connexes, et avons prolongé les durées d'utilité jusqu'à un maximum de 50 ans, lorsque la réglementation le permet. Le précédent projet de règlement proposait la fermeture après 45 ans. Par conséquent, la charge d'amortissement avant impôts et taxes a été réduite de 6 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012. La charge d'amortissement avant impôts et taxes devrait diminuer de 12 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 et de 23 millions de dollars annuellement par la suite.

Vente d'actions privilégiées

Le 10 août 2012, nous avons conclu un appel public à l'épargne visant 9,0 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série E, portant intérêt à 5,0 %, pour un produit brut de 225 millions de dollars. Le produit du placement a servi à des fins générales, notamment le financement de projets d'immobilisations et la réduction de la dette à court terme de la société.

Centrale thermique de Centralia

Le 25 juillet 2012, nous avons annoncé la conclusion d'un contrat en vertu duquel la centrale thermique de Centralia fournira de l'électricité à Puget Sound Energy («PSE») pendant 11 ans. Le contrat commence en 2014 et se poursuit jusqu'en 2025, moment où la centrale devra cesser ses activités. En vertu du contrat, PSE a pris l'engagement ferme d'acheter 180 MW de charge de base à compter de décembre 2014. En décembre 2015, la charge de base augmentera pour passer à 280 MW et, à partir de décembre 2016 jusqu'à décembre 2024, à 380 MW. Le contrat doit être approuvé par la Washington Utilities and Transportation Commission.

Réduction de valeur des stocks de la centrale alimentée au charbon de Centralia

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012, nous avons comptabilisé respectivement une reprise de 8 millions de dollars avant impôts et taxes d'une réduction de valeur antérieure et une réduction de valeur nette avant impôts et taxes de 34 millions de dollars relativement aux stocks de charbon de notre centrale de Centralia. La réduction de valeur découlait de l'annulation antérieure de la désignation des couvertures à la centrale thermique de Centralia et de la faiblesse continue des prix dans la région du nord-ouest du Pacifique. Au cours du premier trimestre, nous avons comptabilisé des profits avant impôts et taxes de 85 millions de dollars à l'égard des couvertures dont la désignation a été annulée et des couvertures inefficaces à la centrale thermique de Centralia, qui avaient déjà servi à calculer la valeur recouvrable nette des stocks de charbon à cette centrale. En raison de cette annulation, nous n'avons pu inclure ces contrats dans la valeur recouvrable nette du charbon. La reprise de 8 millions de dollars comptabilisée au cours de la période de trois mois close le 30 septembre 2012 résulte d'un redressement des prix de l'électricité et d'une baisse des charges opérationnelles par rapport aux trimestres précédents.

Au cours du premier trimestre, un ajustement des résultats aux fins de comparaison avant impôts et taxes de 34 millions de dollars a été comptabilisé afin de compenser l'incidence de la réduction de valeur des stocks qui étaient détenus au moment où la désignation des couvertures a été annulée. Toute dépréciation ou reprise additionnelle est également traitée comme un ajustement des résultats aux fins de comparaison. L'ajustement global est repris lorsque les stocks connexes sont consommés. Par conséquent, les résultats aux fins de comparaison avant impôts et taxes pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012 ont respectivement diminué de 28 millions de dollars et augmenté de 5 millions de dollars du fait de la consommation et des variations de la valeur recouvrable nette des stocks. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Période de neuf mois close le 30 septembre 2012

Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance

Le 16 décembre 2010 et le 19 décembre 2010, à l'unité 1 et à l'unité 2 respectivement de la centrale de Sundance, les activités ont été interrompues en raison de conditions observées dans les chaudières des deux unités. Le 8 février 2011, nous avons publié un avis de cessation des activités aux fins de destruction après avoir déterminé que les unités ne pouvaient être remises en état, sur le plan économique, aux termes du CAÉ. En raison de l'incertitude des résultats de la décision d'arbitrage, nous avons continué de comptabiliser les paiements liés à la capacité, déduction faite d'une provision, et d'amortir l'actif.

L'affaire a été entendue devant un groupe d'arbitrage au cours du deuxième trimestre de 2012. Le 20 juillet 2012, le groupe d'arbitrage a conclu que les unités 1 et 2 n'étaient pas économiquement détruites et que nous devions remettre la centrale en service. Le groupe a confirmé que l'événement répondait aux critères permettant d'invoquer un cas de force majeure à partir du 20 novembre 2011 jusqu'à ce que les unités soient remises en service. Nous avons comptabilisé des pénalités, déduction faite de paiements liés à la capacité, de la dépréciation des unités et des intérêts. L'incidence sur le résultat avant impôts et taxes comptabilisée au cours du deuxième trimestre de 2012 a été de 247 millions de dollars. Se reporter à la *note 5* des états financiers consolidés résumés intermédiaires au 30 septembre 2012 et pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes à cette date pour des renseignements additionnels sur les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance.

Le coût de réparation des unités est estimé à environ 190 millions de dollars. Cet investissement devrait commencer à générer des flux de trésorerie à l'automne 2013.

Imputations pour dépréciation d'actifs

Centrale thermique de Centralia

En 2011, le projet de loi intitulé TransAlta Energy Bill (le «projet de loi») a été promulgué dans l'État de Washington. Le projet de loi et un protocole d'entente signé le 23 décembre 2011, qui fait partie du projet de loi, établissent un cadre en vue de la transition de l'énergie produite à la centrale thermique de Centralia d'ici 2025. Le projet de loi et le protocole d'entente comprennent des éléments clés concernant notamment le calendrier de l'interruption des activités aux unités et la levée de restrictions sur les modalités des contrats d'électricité que nous pouvons conclure.

À la fin de 2011, une équipe commerciale spécialisée a été mise sur pied pour conclure des contrats à long terme pour la centrale. Le 25 juillet 2012, nous avons annoncé qu'un contrat d'électricité à long terme avait été conclu dans le but de fournir de l'électricité à partir de décembre 2014 jusqu'à ce que la centrale soit entièrement démantelée en 2025. Par conséquent, nous avons été en mesure d'achever une évaluation visant à déterminer si la valeur comptable de la centrale thermique de Centralia était recouvrable selon une estimation de la juste valeur moins les coûts de la vente. La juste valeur a été établie à partir des flux de trésorerie futurs devant être générés par les activités de la centrale et déterminés par les prix figurant dans le contrat et observés sur le marché. Cela a donné lieu à une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes de 347 millions de dollars qui a été incluse dans le secteur Production.

En plus de l'imputation pour dépréciation, nous avons sorti du bilan des actifs d'impôt différé de 169 millions de dollars, puisqu'il n'est plus probable que nos activités aux États-Unis génèrent un revenu imposable suffisant pour nous permettre d'utiliser l'avantage associé aux actifs d'impôt différé.

Le résultat aux fins de comparaison a été ajusté pour tenir compte de l'incidence cumulative de 516 millions de dollars liée à la dépréciation de la centrale et à la sortie du bilan des actifs d'impôt différé. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, nous avons comptabilisé une dépréciation nette avant impôts et taxes de 2 millions de dollars, constituée de la reprise de 41 millions de dollars dont il a été question plus haut et d'une imputation de 43 millions de dollars au deuxième trimestre découlant de la conclusion de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. Se reporter à la rubrique «Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance» ci-dessus pour plus de détails.

Divers

Au cours du deuxième trimestre, nous avons comptabilisé une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes de 18 millions de dollars relativement à cinq actifs au sein des centrales d'énergies renouvelables. Les dépréciations sont le résultat du test de dépréciation annuel fondé sur des estimations de la juste valeur moins les coûts de la vente, découlant des prévisions à long terme et des prix observés sur les marchés. Les actifs ont été dépréciés surtout en raison des attentes quant à une baisse des prix du marché. Ces pertes de valeur ont été incluses dans le secteur Production.

Reprises

Les imputations pour dépréciation peuvent être reprises au cours de périodes futures si les flux de trésorerie prévus générés par les centrales touchées s'améliorent. La diminution des actifs d'impôt différé peut aussi être reprise si le revenu imposable estimé qui devrait être généré par nos établissements aux États-Unis, y compris la centrale thermique de Centralia, s'améliore. Rien ne garantit qu'il y aura reprise, et rien n'indique le montant ou le moment de cette reprise, le cas échéant.

Accroissement de la capacité nominale des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills

Au cours du deuxième trimestre, les travaux visant à accroître la capacité nominale des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills ont pris fin. Le coût total des projets est estimé à 51 millions de dollars, et nous prévoyons atteindre un accroissement de la capacité nominale de 40 MW à cette centrale.

Projet Pioneer

Le 26 avril 2012, les partenaires sectoriels du projet Pioneer ont annoncé qu'ils ne réaliseraient pas le projet conjoint de captage et de stockage du carbone («CSC»). Le projet Pioneer était une initiative commune de TransAlta, Capital Power Corporation, Enbridge Inc. et des gouvernements fédéral et provinciaux visant à démontrer la viabilité commerciale de la technologie CSC.

La première étape du projet consistait à démontrer la faisabilité technique et économique du CSC au moyen d'une étude d'ingénierie et de conception de base avant d'engager des dépenses d'investissement importantes. Après la conclusion de l'étude, les partenaires ont établi que, bien que la technologie fonctionne et que les dépenses d'investissement soient conformes aux attentes, les produits tirés des ventes de crédits de carbone et le prix lié aux réductions des émissions étaient insuffisants pour poursuivre le projet. L'annulation du projet ne devrait pas avoir d'incidence importante sur nos résultats de 2012.

ÉVÉNEMENTS ULTÉRIEURS

Partenariat stratégique

Le 25 octobre 2012, TransAlta et MidAmerican Energy Holdings Company («MidAmerican») ont conclu un nouveau partenariat stratégique dans le cadre duquel les deux sociétés travailleront ensemble à la mise en valeur, à la construction et à l'exploitation de nouvelles centrales alimentées au gaz naturel au Canada. Cet accord englobe tous les projets de centrales alimentées au gaz naturel envisagés par TransAlta ou MidAmerican au Canada, y compris notre projet d'unité 7 à la centrale de Sundance. Toutes les acquisitions ou tous les projets de mise en valeur et de construction approuvés seront financés à parts égales par les deux partenaires, et TransAlta sera responsable de la gestion des travaux de construction et de l'exploitation et de l'entretien des centrales.

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 où nous sommes chefs de file et exploitons des centrales 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 2011.

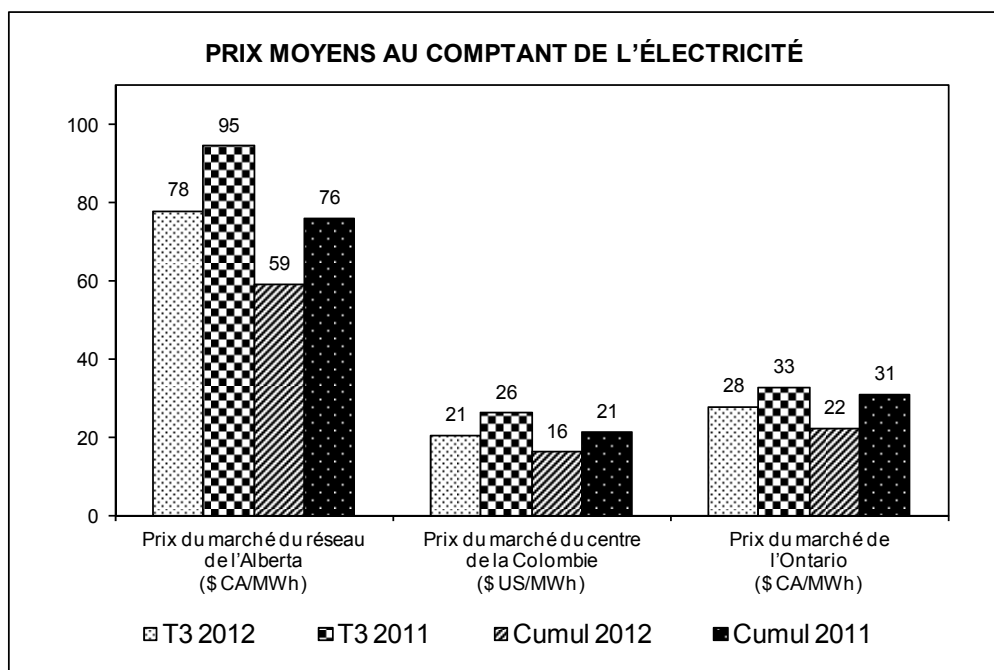
Flux de trésorerie contractuels

Pendant le troisième trimestre de 2012, 90 % de notre portefeuille consolidé en électricité 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, à un prix moyen pour le reste de 2012 variant entre 60 \$ et 65 \$ le mégawattheure («MWh») en Alberta, et entre 50 \$ US et 55 \$ US le MWh dans la région du nord-ouest du Pacifique. Pour plus de renseignements sur les contrats touchant la région du nord-ouest du Pacifique, voir la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Prix de l'électricité

Veillez vous reporter à la rubrique «Contexte d'affaires» de notre rapport de gestion annuel de 2011 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 neuf mois closes les 30 septembre 2012 et 2011 sur nos trois principaux marchés sont présentés dans le graphique suivant.

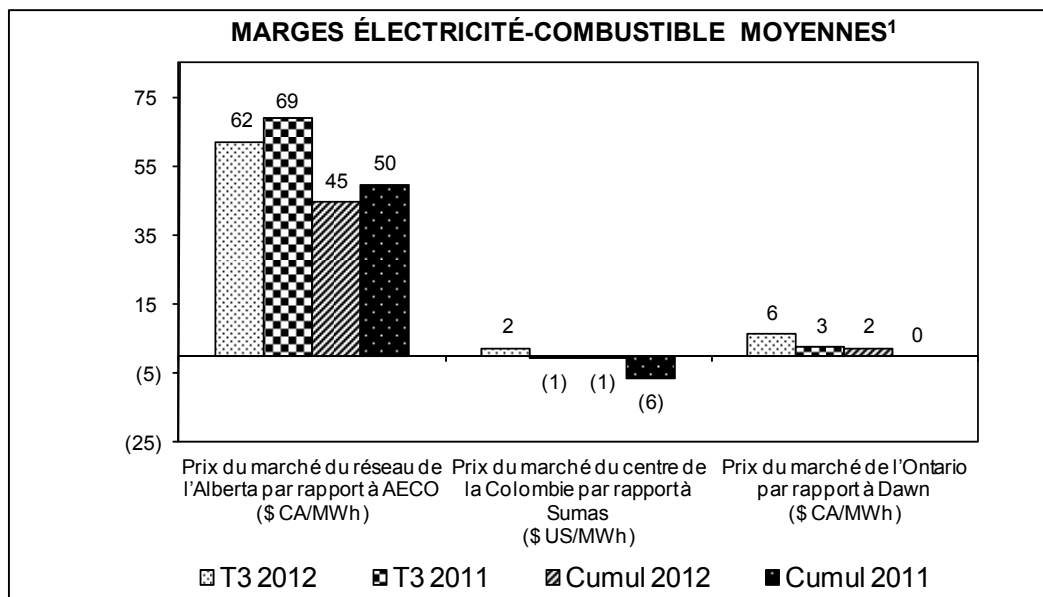


Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012, les prix moyens au comptant ont baissé en Alberta par rapport aux périodes correspondantes de 2011 en raison du recul des prix du gaz naturel et de la baisse de la demande attribuable aux conditions météorologiques. Dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario, les prix moyens au comptant ont baissé par suite du fléchissement des prix du gaz naturel.

Marges électricité-combustible

Voir la rubrique «Contexte d'affaires» de notre rapport de gestion annuel de 2011 pour une analyse complète des marges électricité-combustible et de leur incidence sur nos activités.

Les marges électricité-combustible moyennes pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre 2012 et 2011 sur nos trois principaux marchés sont présentées dans le graphique suivant.



1) Pour une centrale consommant 7 000 BTU/kWh de chaleur.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012, les marges électricité-combustible moyennes ont diminué en Alberta par rapport aux périodes correspondantes de 2011 en raison du recul des prix de l'électricité.

Dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario, les marges électricité-combustible pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012 ont augmenté par rapport aux mêmes périodes de 2011 en raison de la baisse des prix du gaz naturel.

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 du secteur 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. 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 2011.

Activités de production : Au 30 septembre 2012, nos actifs de production affichaient une capacité de production brute¹ de 8 213 MW en activité (participation nette de 7 870 MW) et une capacité de production nette de 83 MW en construction et de 560 MW en remise en état pour ce qui est du grand projet des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. L'information suivante exclut les actifs qui sont comptabilisés comme un contrat de location-financement ou selon la méthode de la mise en équivalence, qui sont abordés séparément dans l'analyse du secteur Production.

Les résultats du secteur Production sont comme suit :

	2012				2011	
	Total	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison ²	Par MWh installé	Total aux fins de comparaison ²	Par MWh installé
Trois mois clos les 30 septembre						
Produits des activités ordinaires	554	60	614	33,86	593	32,78
Combustible et achats d'électricité	208	20	228	12,57	258	14,26
Marge brute	346	40	386	21,29	335	18,52
Activités opérationnelles, entretien et administration	89	(2)	87	4,80	100	5,53
Amortissement	117	-	117	6,45	111	6,14
Imputation pour dépréciation d'actifs (reprise)	(41)	41	-	-	5	0,28
Perte de valeur (reprise) des stocks	(8)	8	-	-	-	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	8	-	8	0,44	7	0,39
Répartition des coûts intersectoriels	3	-	3	0,17	2	0,11
Produits opérationnels (pertes opérationnelles)	178	(7)	171	9,43	110	6,07
Capacité installée (GWh)	18 134		18 134		18 088	
Production (GWh)	9 562		9 562		9 826	
Disponibilité (%)	90,5		90,5		83,0	

1) Nous mesurons la capacité comme la capacité maximale nette (voir le glossaire 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.

2) Les produits des activités ordinaires, la marge brute et les produits opérationnels aux fins de comparaison ne sont pas définis selon les IFRS. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour une analyse des ajustements aux fins de comparaison.

	2012				2011	
	Total	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison ²	Par MWh installé	Total aux fins de comparaison ²	Par MWh installé
Neuf mois clos les 30 septembre						
Produits des activités ordinaires	1 611	58	1 669	30,95	1 740	33,06
Combustible et achats d'électricité	546	20	566	10,50	655	12,44
Marge brute	1 065	38	1 103	20,45	1 085	20,62
Activités opérationnelles, entretien et administration	292	(3)	289	5,36	304	5,78
Amortissement	375	-	375	6,95	329	6,25
Imputation pour dépréciation d'actifs	324	(324)	-	-	14	0,27
Perte de valeur des stocks	34	(25)	9	0,17	-	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	22	-	22	0,41	21	0,40
Répartition des coûts intersectoriels	10	-	10	0,19	6	0,11
Produits opérationnels (pertes opérationnelles)	8	390	398	7,37	411	7,81
Capacité installée (GWh)	53 922		53 922		52 634	
Production (GWh)	26 327		26 327		27 753	
Disponibilité (%)	87,7		87,7		82,9	

Activités de production et marges brutes aux fins de comparaison¹

Les volumes de production, les produits des activités ordinaires aux fins de comparaison¹, les coûts du combustible et des achats d'électricité, et les marges brutes aux fins de comparaison d'après les régions géographiques et les types de combustible se présentent comme suit.

Trois mois clos le 30 septembre 2012	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits aux fins de comparaison	Combustible et achats d'électricité	Marge brute aux fins de comparaison	Produits aux fins de comparaison par MWh installé	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute aux fins de comparaison par MWh installé
Charbon	4 985	7 110	286	124	162	40,23	17,44	22,79
Gaz	633	786	28	5	23	35,62	6,36	29,26
Énergies renouvelables	1 051	2 953	67	3	64	22,69	1,02	21,67
Total – Ouest du Canada	6 669	10 849	381	132	249	35,12	12,17	22,95
Gaz	1 036	1 656	86	41	45	51,93	24,76	27,17
Énergies renouvelables	260	1 458	25	1	24	17,15	0,69	16,46
Total – Est du Canada	1 296	3 114	111	42	69	35,65	13,49	22,16
Charbon	1 242	2 961	95	46	49	32,08	15,54	16,54
Gaz	355	1 210	27	8	19	22,31	6,61	15,70
Total – International	1 597	4 171	122	54	68	29,25	12,95	16,30
	9 562	18 134	614	228	386	33,86	12,57	21,29

Trois mois clos le 30 septembre 2011	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits aux fins de comparaison	Combustible et achats d'électricité	Marge brute aux fins de comparaison	Produits aux fins de comparaison par MWh installé	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute aux fins de comparaison par MWh installé
Charbon	5 237	7 022	229	109	120	32,61	15,52	17,09
Gaz	500	841	19	6	13	22,59	7,13	15,46
Énergies renouvelables	827	2 939	54	3	51	18,37	1,02	17,35
Total – Ouest du Canada	6 564	10 802	302	118	184	27,96	10,92	17,04
Gaz	898	1 656	91	51	40	54,95	30,80	24,15
Énergies renouvelables	242	1 459	23	1	22	15,76	0,69	15,07
Total – Est du Canada	1 140	3 115	114	52	62	36,60	16,69	19,91
Charbon	1 767	2 961	147	79	68	49,65	26,68	22,97
Gaz	355	1 210	30	9	21	24,79	7,44	17,35
Total – International	2 122	4 171	177	88	89	42,44	21,10	21,34
	9 826	18 088	593	258	335	32,78	14,26	18,52

¹ Les produits des activités ordinaires et la marge brute aux fins de comparaison ne sont pas définis selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour une analyse des ajustements aux fins de comparaison.

Neuf mois clos le 30 septembre 2012	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits aux fins de comparaison	Combustible et achats d'électricité	Marge brute aux fins de comparaison	Produits aux fins de comparaison par MWh installé	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute aux fins de comparaison par MWh installé
Charbon	14 980	21 086	732	311	421	34,71	14,75	19,96
Gaz	1 883	2 342	80	15	65	34,16	6,40	27,76
Énergies renouvelables	2 737	8 795	162	9	153	18,42	1,02	17,40
Total – Ouest du Canada	19 600	32 223	974	335	639	30,23	10,40	19,83
Gaz	2 997	4 932	271	121	150	54,95	24,53	30,42
Énergies renouvelables	1 055	4 344	102	5	97	23,48	1,15	22,33
Total – Est du Canada	4 052	9 276	373	126	247	40,21	13,58	26,63
Charbon	1 646	8 819	240	83	157	27,21	9,41	17,80
Gaz	1 029	3 604	82	22	60	22,75	6,10	16,65
Total – International	2 675	12 423	322	105	217	25,92	8,45	17,47
	26 327	53 922	1 669	566	1 103	30,95	10,50	20,45

Neuf mois clos le 30 septembre 2011	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits aux fins de comparaison	Combustible et achats d'électricité	Marge brute aux fins de comparaison	Produits aux fins de comparaison par MWh installé	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute aux fins de comparaison par MWh installé
Charbon	16 057	19 824	649	263	386	32,74	13,27	19,47
Gaz	1 897	2 496	86	25	61	34,46	10,02	24,44
Énergies renouvelables	2 422	8 692	155	8	147	17,83	0,92	16,91
Total – Ouest du Canada	20 376	31 012	890	296	594	28,70	9,54	19,16
Gaz	2 723	4 914	308	172	136	62,68	35,00	27,68
Énergies renouvelables	1 035	4 331	99	5	94	22,86	1,15	21,71
Total – Est du Canada	3 758	9 245	407	177	230	44,02	19,15	24,87
Charbon	2 583	8 786	352	154	198	40,06	17,53	22,53
Gaz	1 036	3 591	91	28	63	25,34	7,80	17,54
Total – International	3 619	12 377	443	182	261	35,79	14,70	21,09
	27 753	52 634	1 740	655	1 085	33,06	12,44	20,62

Ouest du Canada

Nos actifs situés dans l'ouest du Canada comprennent des centrales alimentées au charbon et au gaz naturel, des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens. Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels» du rapport de gestion annuel de 2011 pour de plus amples renseignements sur nos activités dans l'ouest du Canada.

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012 sont présentés ci-après :

	Trois mois clos les 30 septembre (GWh)	Neuf mois clos les 30 septembre (GWh)
Production de 2011	6 564	20 376
Hausse des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta	(397)	(1 196)
Baisse de la demande de la clientèle des CAÉ	(233)	(1 013)
Réductions liées au marché	(184)	(346)
Baisse (hausse) des interruptions non planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee	2	(114)
Diminution des volumes d'énergie éolienne	(67)	(19)
Démarrage des activités commerciales à l'unité 3 de la centrale de Keephills	180	1 063
Diminution des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta	345	407
Hausse des volumes d'hydroélectricité	290	333
Augmentation de la production aux centrales alimentées au gaz naturel	161	74
Hausse de la production liée à l'accroissement de la capacité nominale de centrales	25	25
Divers	(17)	10
Production de 2012	6 669	19 600

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la marge brute aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012 sont présentés ci-après :

	Trois mois clos les 30 septembre	Neuf mois clos les 30 septembre
Marge brute aux fins de comparaison de 2011	184	594
Démarrage des activités commerciales à l'unité 3 de la centrale de Keephills	15	46
Hausse des marges des centrales hydroélectriques	38	40
Baisse des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta	38	36
Prix, liés principalement aux pénalités versées et recouvrées en vertu des CAÉ en Alberta	34	31
Hausse de la production liée à l'accroissement de la capacité nominale de centrales	4	4
Hausse des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta	(23)	(55)
Prix du charbon défavorables	(17)	(23)
Réductions liées au marché	(15)	(15)
Hausse des interruptions non planifiées à l'unité 3 de la centrale de Keephills	-	(6)
Diminution des volumes d'énergie éolienne	(4)	(2)
Divers	(5)	(11)
Marge brute aux fins de comparaison de 2012	249	639

Est du Canada

Nos actifs situés dans l'est du Canada comprennent des centrales alimentées au gaz naturel, des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens. Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels» du rapport de gestion annuel de 2011 pour de plus amples renseignements sur nos activités dans l'est du Canada.

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012 sont présentés ci-après :

	Trois mois clos les 30 septembre (GWh)	Neuf mois clos les 30 septembre (GWh)
Production de 2011	1 140	3 758
Conditions de marché favorables aux centrales alimentées au gaz naturel	139	274
Augmentation des volumes d'énergie éolienne	21	35
Divers	(4)	(15)
Production de 2012	1 296	4 052

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la marge brute aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012 sont présentés ci-après :

	Trois mois clos les 30 septembre	Neuf mois clos les 30 septembre
Marge brute de 2011	62	230
Coûts favorables des intrants au titre du gaz naturel faisant l'objet de contrats	5	14
Augmentation des volumes d'énergie éolienne	2	2
Divers	-	1
Marge brute de 2012	69	247

International

Nos actifs du secteur International comprennent les actifs des centrales alimentées au charbon et au gaz naturel et des centrales hydroélectriques à divers emplacements aux États-Unis ainsi que les actifs alimentés au gaz naturel et au diesel en Australie. Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels» du rapport de gestion annuel de 2011 pour de plus amples renseignements sur nos activités du secteur International.

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012 sont présentés ci-après :

	Trois mois clos les 30 septembre (GWh)	Neuf mois clos les 30 septembre (GWh)
Production de 2011	2 122	3 619
Hausse de la répartition économique à la centrale thermique de Centralia	(1 395)	(3 406)
Baisse des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia	871	2 473
Divers	(1)	(11)
Production de 2012	1 597	2 675

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la marge brute aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012 sont présentés ci-après :

	Trois mois clos les 30 septembre	Neuf mois clos les 30 septembre
Marge brute aux fins de comparaison de 2011	89	261
Prix défavorables, y compris les marges sur les achats d'électricité	(12)	(43)
Taux de change favorables	-	1
Divers	(9)	(2)
Marge brute aux fins de comparaison de 2012	68	217

Les interruptions à la centrale thermique de Centralia n'ont pas eu d'incidence négative sur nos marges brutes pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012, car nous avons pu prolonger les interruptions planifiées et profiter ainsi des plus faibles prix du marché pour acheter de l'électricité et ainsi honorer nos contrats d'électricité. La disponibilité de l'ensemble de nos centrales, compte tenu de l'ajustement pour l'interruption planifiée prolongée à la centrale de Centralia, a été respectivement de 91,7 % (88,3 % pour la période de trois mois close le 30 septembre 2011) et 90,3 % (88,2 % pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011) pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012.

Charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012, les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration ont diminué par rapport aux périodes correspondantes de 2011 en raison d'une diminution des coûts associés aux initiatives en matière de productivité et d'une baisse de la charge de rémunération.

Dotation aux amortissements

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la dotation aux amortissements pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012 sont présentés ci-après :

	Trois mois clos les 30 septembre	Neuf mois clos les 30 septembre
Dotation aux amortissements de 2011	111	333
Augmentation des actifs	11	32
Démantèlement d'immobilisations	5	18
Taux de change défavorable	-	2
Modification de la durée d'utilité économique	(6)	(6)
Divers	(4)	(4)
Dotation aux amortissements de 2012	117	375

Contrat de location-financement

Fort Saskatchewan

Fort Saskatchewan est une centrale alimentée au gaz naturel ayant une capacité de production brute de 118 MW, dans laquelle TransAlta Cogeneration, L.P. détient une participation de 60 % (participation nette de 35 MW). Les principales données sur les activités opérationnelles, ajustées pour tenir compte de notre participation dans la centrale de Fort Saskatchewan, que nous continuons d'exploiter, sont résumées ci-après :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
Disponibilité (%)	92,1	92,2	88,1	97,3
Production (GWh)	113	118	332	351

La disponibilité pour la période de trois mois close le 30 septembre 2012 a été comparable à celle de la période correspondante de 2011.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, la disponibilité a diminué par rapport à la période correspondante de 2011, en raison de l'augmentation des interruptions planifiées et des baisses saisonnières de la capacité nominale imputables à la température hivernale plus douce que prévu.

La production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012 a diminué respectivement de 5 GWh et 19 GWh comparativement aux périodes correspondantes de 2011, en raison de l'augmentation des interruptions planifiées, en partie contrebalancée par l'accroissement de la demande des clients.

Les produits tirés des contrats de location-financement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012 sont demeurés stables en regard des périodes correspondantes de 2011, soit respectivement 1 million de dollars et 5 millions de dollars.

Se reporter à la note 6 des états financiers consolidés audités de notre rapport annuel de 2011 pour des renseignements additionnels sur le contrat de location-financement de la centrale de Fort Saskatchewan.

Solomon

Le 28 septembre 2012, nous avons annoncé la conclusion de l'acquisition auprès de Fortescue de sa centrale alimentée au gaz naturel et au diesel de 125 MW située en Australie-Occidentale au coût de 318 millions de dollars américains. La centrale et le contrat connexe seront comptabilisés comme un contrat de location-financement. La centrale est actuellement en construction et devrait être mise en service au quatrième trimestre de 2012. Voir la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion pour en savoir plus.

Placements

Notre participation dans les coentreprises CE Gen et Wailuku River Hydroelectric, L.P., qui comprend les centrales géothermiques, les centrales alimentées au gaz naturel et les centrales hydroélectriques à divers emplacements aux États-Unis, dont la capacité de production brute atteint 839 MW (participation nette de 390 MW), est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. Le tableau qui suit résume les principales données sur les activités opérationnelles, ajustées pour tenir compte de notre participation dans ces placements :

	Trois mois clos les		Neuf mois clos les	
	30 septembre		30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
Disponibilité (%)	96,8	98,5	94,3	96,4
Production (GWh)				
Gaz	155	79	290	284
Énergies renouvelables	325	345	921	962
Total de la production	480	424	1 211	1 246

La disponibilité pour la période de trois mois close le 30 septembre 2012 a diminué par rapport à la même période de 2011 en raison d'une augmentation des interruptions non planifiées.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, la disponibilité a diminué par rapport à la même période de 2011 en raison d'une augmentation des interruptions planifiées et non planifiées.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2012, la production a augmenté en regard de la période correspondante de 2011, ce qui s'explique par une hausse de la demande des clients, annulée en partie par les interruptions non planifiées plus nombreuses.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, la production a diminué par rapport à la même période de 2011 en raison d'une augmentation des interruptions planifiées et non planifiées, compensée en partie par une hausse de la demande des clients.

La quote-part du résultat de coentreprises pour la période de trois mois close le 30 septembre 2012 a diminué de 14 millions de dollars en raison des interruptions non planifiées plus nombreuses et des prix défavorables.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, la quote-part du résultat de coentreprises a diminué de 21 millions de dollars en raison d'une augmentation des interruptions planifiées et non planifiées et des prix défavorables.

Depuis 2001, une partie importante des centrales de CE Gen est exploitée en vertu de contrats à un prix de l'énergie fixe modifié. Avec prise d'effet le 1^{er} mai 2012, les modalités des contrats sont remplacées par une clause d'ajustement de prix selon laquelle le prix de l'électricité payé par l'acheteur d'électricité correspond au coût évité à court terme («CECT»). Le CECT est lié au prix du gaz

naturel. Rien ne garantit que les prix fondés sur le coût évité de l'énergie après le 1^{er} mai 2012 donneront lieu à des produits équivalant à ceux qui sont réalisés selon la structure de prix de l'énergie fixe.

Se reporter à la *note 7* des états financiers consolidés audités de notre rapport annuel de 2011 et à la *note 9* de nos états financiers consolidés résumés intermédiaires au 30 septembre 2012 et pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes à cette date pour des informations financières additionnelles sur nos placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence.

OPÉRATIONS SUR LES PRODUITS ÉNERGÉTIQUES : *Ce secteur tire ses produits et son bénéfice du commerce de gros de l'électricité et d'autres produits de base et d'instruments dérivés liés à l'énergie. L'atteinte de marges brutes tout en demeurant dans les limites de la valeur à risque 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 2011 pour plus de détails sur la valeur à risque.*

Le secteur Opérations sur les produits énergétiques utilise des contrats dont la durée varie pour l'achat et la vente à terme d'électricité et l'achat et la vente de gaz naturel et de capacité de transport. Si les activités sont menées pour le compte du secteur Production, les résultats de ces activités sont compris dans ce secteur.

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 2011.

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 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
Produits des activités ordinaires	(16)	45	(10)	97
Combustible et achats d'électricité	-	-	-	-
Marge brute	(16)	45	(10)	97
Activités opérationnelles, entretien et administration	7	12	20	27
Dotation aux amortissements	-	-	-	1
Répartition des coûts intersectoriels	(3)	(2)	(10)	(6)
Produits opérationnels (pertes opérationnelles)	(20)	35	(20)	75

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2012, les marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques ont diminué par rapport à la période correspondante de 2011, surtout en raison de l'incidence de conditions météorologiques non prévues et des attentes du marché défavorables quant aux prix de l'électricité et du gaz relativement aux positions de négociation détenues.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, les marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques ont diminué par rapport à la période correspondante de 2011, en raison surtout de la situation de l'approvisionnement en gaz qui a eu une incidence sur les prix du gaz, des conditions météorologiques non prévues, des interruptions aux centrales électriques ainsi que de l'incidence des attentes du marché défavorables quant aux prix de l'électricité et du gaz relativement aux positions de négociation détenues.

Les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012 ont diminué par rapport aux périodes correspondantes de 2011 du fait surtout de la baisse des charges de rémunération.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012, la répartition des coûts intersectoriels a augmenté par rapport aux périodes correspondantes de 2011 en raison des coûts des activités de soutien additionnels imputés au secteur Production.

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 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 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
Charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration	21	26	63	64
Amortissement	5	4	15	15
Pertes opérationnelles	26	30	78	79

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012, les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration ont diminué par rapport aux périodes correspondantes de 2011 en raison d'une baisse de la charge de rémunération et d'une diminution des coûts associés aux initiatives en matière de productivité.

CHARGE D'INTÉRÊT NETTE

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

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
Intérêts sur la dette	54	57	168	167
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(1)	(8)	(2)	(31)
Inefficacité des couvertures de la juste valeur	1	(1)	1	(1)
Divers	(1)	-	1	1
Charge d'intérêt	53	48	168	136
Désactualisation des provisions	5	6	14	15
Charge d'intérêt nette	58	54	182	151

La variation de la charge d'intérêt nette pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012 par rapport aux périodes correspondantes de 2011 est illustrée ci-dessous :

	Trois mois clos les 30 septembre	Neuf mois clos les 30 septembre
Charge d'intérêt nette de 2011	54	151
Baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif	7	29
(Baisse) hausse des taux d'intérêt	(2)	3
Incidence des taux de change défavorables	-	1
Inefficacité des couvertures de la juste valeur	2	2
(Baisse) hausse des coûts de financement	(2)	1
Hausse du produit d'intérêt	-	(1)
Baisse de la désactualisation au titre des activités de démantèlement et de remise en état	(1)	(1)
Diminution de la dette	-	(3)
Charge d'intérêt nette de 2012	58	182

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 à l'exclusion des éléments non comparables qui suivent :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
Résultat avant impôts sur le résultat	85	70	(514)	399
Résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(7)	(7)	(25)	(27)
Quote-part du résultat de coentreprises	-	(14)	5	(16)
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation est annulée et qui sont inefficaces	60	9	58	(125)
Imputation pour dépréciation d'actifs (reprise)	(41)	5	324	14
Perte de valeur des stocks	(28)	-	5	-
Profit à la vente de centrales	-	-	(3)	(3)
Incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	7	-	254	-
Profit à la vente d'une garantie	(15)	-	(15)	-
Autres éléments non comparables	2	-	3	9
Résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables assujettis à l'impôt	63	63	92	251
Charge d'impôts sur le résultat	14	9	92	95
Recouvrement (charge) d'impôts sur le résultat au titre des incidences liées à certaines couvertures dont la désignation est annulée et qui sont inefficaces	21	2	20	(45)
(Charge) recouvrement d'impôts sur le résultat lié à l'imputation pour dépréciation d'actifs	(10)	1	(5)	3
Recouvrement (charge) d'impôts sur le résultat lié à la perte de valeur des stocks	(10)	-	2	-
Charge d'impôts sur le résultat liée au profit à la vente de centrales	-	-	(1)	(1)
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	2	-	65	-
Charge d'impôts sur le résultat liée au profit à la vente d'une garantie	(4)	-	(4)	-
Charge d'impôts sur le résultat liée à la sortie d'actifs d'impôt différé	-	-	(169)	-
Charge d'impôts sur le résultat liée aux variations des taux d'imposition des sociétés	-	-	(8)	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la résolution de certaines questions fiscales en suspens	-	-	9	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à d'autres éléments non comparables	1	-	1	3
Charge d'impôts sur le résultat, à l'exclusion des éléments non comparables	14	12	2	55
Taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables (%)	22	19	3	22

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2012, à l'exclusion des éléments non comparables, la charge d'impôts sur le résultat a augmenté comparativement à la période correspondante de 2011 par suite d'une variation des résultats selon le territoire où le résultat avant impôts et taxes est réalisé.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, à l'exclusion des éléments non comparables, la charge d'impôts sur le résultat a reculé comparativement à la période correspondante de 2011, par suite d'une diminution des résultats aux fins de comparaison, des variations des résultats selon le territoire où le résultat avant impôts et taxes est réalisé et de la résolution positive de certaines questions fiscales en suspens.

Le taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2012 a augmenté en regard de la période correspondante de 2011, par suite d'une variation des résultats selon le territoire où le résultat avant impôts et taxes est réalisé et de l'effet de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec les résultats.

Le taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012 a diminué en regard de la période correspondante de 2011, par suite d'une variation des résultats selon le territoire où le résultat avant impôts et taxes est réalisé, de l'effet de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec les résultats et de la résolution positive de certaines questions fiscales en suspens.

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 neuf mois closes le 30 septembre 2012 est resté stable en regard des périodes correspondantes de 2011.

SITUATION FINANCIÈRE

Le tableau suivant présente les variations importantes dans les états consolidés résumés de la situation financière du 31 décembre 2011 au 30 septembre 2012 :

	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie	22	Calendrier des encaissements et des paiements
Créances clients	21	Calendrier des encaissements des montants dus par les clients
Garantie versée	(29)	Diminution de la garantie requise en raison des fluctuations des prix à terme
Stocks	13	Hausse des coûts moyens du charbon, en partie contrebalancée par la réduction de valeur des stocks de charbon
Placements	(15)	Quote-part de la perte de sociétés satellites et taux de change défavorables
Créances à long terme	(18)	Vente d'une garantie à MF Global Inc.
Créances au titre de contrats de location-financement	305	Acquisition de la centrale de Solomon
Immobilisations corporelles, montant net	(305)	Dépréciation d'actifs partiellement contrebalancée par des acquisitions
Actifs d'impôt différé	(121)	Sortie des actifs d'impôt différé liés à la rentabilité des activités aux États-Unis
Actifs de gestion du risque (courants et non courants)	(200)	Fluctuations des prix et variations des positions sous-jacentes
Dettes fournisseurs et charges à payer	(37)	Respect du calendrier des paiements et baisse des charges à payer
Garantie reçue	(12)	Réduction de la garantie reçue de contreparties découlant des fluctuations des prix à terme
Impôts sur le résultat à payer	(15)	Augmentation des versements échelonnés
Dette à long terme (y compris la partie courante)	130	Augmentation des emprunts en vertu des facilités de crédit, contrebalancée en partie par des remboursements
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions (partie courante et non courante)	(48)	Diminution des provisions pour frais de démantèlement et activités commerciales, y compris les incidences de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance
Crédits différés et autres passifs non courants	28	Augmentation des prestations définies à payer
Passifs d'impôt différé	(54)	Résolution positive de certaines questions fiscales et incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance
Passifs de gestion du risque (courants et non courants)	(17)	Fluctuations des prix et variations des positions sous-jacentes
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	(267)	Perte nette de la période et dividendes sur actions, compensés en partie par l'émission d'actions ordinaires et privilégiées
Participations ne donnant pas le contrôle	(23)	Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle, déduction faite de la quote-part du résultat net des détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle

INSTRUMENTS FINANCIERS

Se reporter à la *note 13* des états financiers consolidés de notre rapport annuel de 2011 et à la *note 12* des états financiers consolidés résumés intermédiaires au 30 septembre 2012 et pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes à cette date pour obtenir des renseignements sur les instruments financiers. Se reporter à la rubrique «Gestion du risque» de notre rapport annuel de 2011 et à la *note 13* de nos 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 2011.

Le secteur Opérations sur les produits énergétiques peut conclure des transactions sur des produits de base comportant des caractéristiques non standard pour lesquelles il n'y a pas de données de marché observables disponibles. Ces instruments sont définis comme des instruments financiers de niveau III en vertu des 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 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 sur plus de cinq ans. Comme les prévisions de prix à terme ne sont pas disponibles pour la durée complète de ces contrats, leur valeur doit être déterminée à partir d'une prévision reposant sur une combinaison de modèles fondamentaux externes et internes, y compris l'actualisation. Par conséquent, ces contrats sont classés dans le niveau III. Ils sont conclus à un prix donné avec des contreparties que nous estimons solvables.

Au 30 septembre 2012, les instruments financiers de niveau III avaient une valeur comptable de l'actif net de 32 millions de dollars (valeur comptable du passif net de 7 millions de dollars au 31 décembre 2011).

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012, des profits latents avant impôts et taxes de respectivement néant (profit de 3 millions de dollars pour la période de trois mois close le 30 septembre 2011) et 75 millions de dollars (profit de 207 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011) liés à certaines relations de couverture de l'électricité dont la désignation a été annulée et qui sont réputés inefficaces aux fins comptables ont été retirés du cumul des autres éléments du résultat global et comptabilisés en résultat. Les couvertures de flux de trésorerie portaient sur la production d'électricité future prévue au cours de 2011 et en 2012. Au premier trimestre de 2011, la production était évaluée comme s'il était très probable qu'elle ne se réaliserait pas compte tenu des prix alors prévus. Ces profits latents ont été calculés d'après les prix à terme alors en vigueur, qui changeront d'ici à ce que les contrats soient réglés. Si ces couvertures n'avaient pas été jugées inefficaces aux fins comptables, les produits associés à ces contrats auraient été comptabilisés dans le résultat net de la période de règlement des contrats, soit, dans la plupart des cas, au cours de 2012. Comme ces profits ont déjà été comptabilisés dans le résultat au cours de la période considérée et de la période précédente, le résultat différé futur sera plus faible; toutefois, les flux de trésorerie prévus provenant de ces contrats ne changeront pas.

De plus, au cours de 2012, nous avons abandonné la comptabilité de couverture pour certaines couvertures de flux de trésorerie qui ne répondaient plus aux critères de la comptabilité de couverture. Au 30 septembre 2012, les profits cumulés de 14 millions de dollars continueront d'être différés dans le cumul des autres éléments du résultat global et seront reclassés dans le résultat net lorsque les transactions prévues ont lieu.

TABLEAUX DES FLUX DE TRÉSORERIE

Les tableaux suivants présentent les variations importantes dans les tableaux consolidés résumés des flux de trésorerie pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012 comparativement aux périodes correspondantes de 2011 :

Trois mois clos les 30 septembre	2012	2011	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	61	38	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités opérationnelles	14	212	Variations défavorables du fonds de roulement de 262 millions de dollars, compensées en partie par une hausse du résultat au comptant de 64 millions de dollars
Activités d'investissement	(483)	(182)	Acquisition d'un contrat de location-financement pour 312 millions de dollars et augmentation des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles de 50 millions de dollars, contrebalancées en partie par une incidence au comptant positive nette de 48 millions de dollars liée aux variations d'une garantie reçue de contreparties ou versée à celles-ci
Activités de financement	478	(2)	Émission d'actions ordinaires pour un produit de 292 millions de dollars et d'actions privilégiées pour un produit de 217 millions de dollars, augmentation des emprunts sur les facilités de crédit et diminution des dividendes en espèces sur actions ordinaires de 30 millions de dollars attribuable au réinvestissement des dividendes en vertu du régime de réinvestissement des dividendes, en partie contrebalancées par une hausse des remboursements de la dette et une augmentation de 3 millions de dollars des dividendes sur actions privilégiées
Conversion des liquidités en devises	1	-	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	71	66	

Neuf mois clos les 30 septembre	2012	2011	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	49	35	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités opérationnelles	275	503	Diminution de 49 millions de dollars du résultat au comptant et variations défavorables du fonds de roulement de 179 millions de dollars, déduction faite de l'incidence de 204 millions de dollars associée à l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance
Activités d'investissement	(822)	(400)	Acquisition d'un contrat de location-financement pour 312 millions de dollars, augmentation des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles de 178 millions de dollars et diminution du produit de la vente de centrales de 27 millions de dollars, contrebalancées partiellement par une incidence positive nette de 119 millions de dollars liée aux variations de la garantie reçue de contreparties ou versée à celles-ci
Activités de financement	568	(73)	Émission d'actions ordinaires pour un produit de 293 millions de dollars et d'actions privilégiées pour un produit de 217 millions de dollars, augmentation des emprunts sur les facilités de crédit et diminution des dividendes en espèces sur actions ordinaires de 57 millions de dollars attribuable au réinvestissement des dividendes en vertu du régime de réinvestissement des dividendes, en partie contrebalancées par une hausse des remboursements de la dette et une augmentation de 10 millions de dollars des dividendes sur actions privilégiées
Conversion des liquidités en devises	1	1	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	71	66	

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.

Nos besoins de liquidités sont comblés par diverses sources, dont les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, les emprunts en vertu de nos facilités de crédit à long terme, les titres d'emprunt à long terme et les actions émises dans le cadre de prospectus préalables au Canada et aux États-Unis, et notre régime de réinvestissement des dividendes. Nous utilisons surtout les fonds pour les charges opérationnelles, les dépenses d'investissement, les dividendes, les distributions aux commanditaires ne détenant pas le contrôle et les paiements des intérêts et du capital sur les titres d'emprunt.

Dette

La dette à long terme s'établissait à 4,2 milliards de dollars au 30 septembre 2012 et à 4,0 milliards de dollars au 31 décembre 2011. Le total de la dette à long terme a augmenté depuis le 31 décembre 2011, surtout en raison de la hausse des emprunts sur nos facilités de crédit, compensée en partie par des fluctuations favorables des taux de change.

Facilités de crédit

Au 30 septembre 2012, nos facilités de crédit consenties totalisaient 2,4 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars au 31 décembre 2011), dont un montant de 0,8 milliard de dollars (0,9 milliard de dollars au 31 décembre 2011) n'avait pas été prélevé et était disponible, sous réserve des modalités d'emprunt habituelles. Au 30 septembre 2012, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 1,6 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars au 31 décembre 2011), ce qui correspondait à des retraits réels de 1,3 milliard de dollars (0,8 milliard de dollars au 31 décembre 2011) et à des lettres de crédit de 0,3 milliard de dollars (0,3 milliard de dollars au 31 décembre 2011). Ces facilités comportent une facilité bancaire consortiale consentie de 1,5 milliard de dollars, le solde comprenant des facilités de crédit bilatérales qui viennent à échéance entre le troisième et le quatrième trimestres de 2013. Nous prévoyons renouveler ces facilités, au besoin selon des modalités commerciales raisonnables, avant leur échéance. En avril 2012, nous avons renouvelé notre facilité bancaire consortiale consentie de 1,5 milliard de dollars et avons prolongé son échéance de 2015 à 2016.

Outre le montant de 0,8 milliard de dollars disponible en vertu des facilités de crédit, nous disposons de 46 millions de dollars de liquidités.

Capital social

Le 25 octobre 2012, nous avons 254,7 millions d'actions ordinaires en circulation, 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 septembre 2012, nous avons 251,1 millions d'actions ordinaires (223,6 millions au 31 décembre 2011) émises et en circulation. Au 30 septembre 2012, nous avons également 12,0 millions (12,0 millions au 31 décembre 2011) d'actions privilégiées de premier rang de série A, 11,0 millions (11,0 millions au 31 décembre 2011) d'actions privilégiées de premier rang de série C et 9,0 millions (néant au 31 décembre 2011) d'actions privilégiées de premier rang de série E émises et en circulation.

Nous émettons des actions ordinaires pour un produit au comptant à l'exercice d'options sur actions et dans le cadre d'autres régimes de paiements fondés sur des actions ou du réinvestissement de dividendes. En février 2012, nous avons ajouté au régime une composante Dividende Bonifié^{MC}. Voir la rubrique «Événements ultérieurs» de notre rapport annuel de 2011 pour plus de renseignements sur les modifications.

Au cours de la période de trois mois close le 30 septembre 2012, 24,1 millions (0,9 million pour la période de trois mois close le 30 septembre 2011) d'actions ordinaires ont été émises pour un produit de 342 millions de dollars (17 millions de dollars pour la période de trois mois close le 30 septembre 2011). En septembre 2012, nous avons émis 21,2 millions d'actions ordinaires dans le cadre d'un appel public à l'épargne et de l'exercice de l'option de surallocation afférente des preneurs fermes pour un produit net total de 295 millions de dollars. De plus, 2,9 millions (0,8 million au 30 septembre 2011) d'actions ordinaires ont été émises pour un produit de 48 millions de dollars (17 millions de dollars au 30 septembre 2011) aux fins des dividendes réinvestis dans le cadre du régime et un nombre nominal (un nombre nominal au 30 septembre 2011) a été émis pour un montant nominal (un montant nominal au 30 septembre 2011). Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, 27,5 millions (2,5 millions pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011) d'actions ordinaires ont été émises pour un produit de 407 millions de dollars (51 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011). Outre l'appel public à l'épargne, 6,2 millions (2,5 millions pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011) d'actions ordinaires ont été émises pour un produit de 110 millions de dollars (49 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011) aux fins des dividendes réinvestis aux termes du régime et 0,1 million (0,1 million pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011) d'actions ordinaires ont été émises pour un produit de 2 millions de dollars (2 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011).

Nous avons recours à divers régimes de paiements fondés sur des actions pour aligner les objectifs des employés sur ceux de la société. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, un nombre nominal d'options sur actions d'employés a été exercé, est venu à échéance ou a été annulé (0,5 million pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011). Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, 1,4 million (1,5 million pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011) d'unités du régime d'actionariat fondé sur le rendement ont été attribuées et un nombre nominal (néant pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011) a été attribué et échangé contre des actions ordinaires.

Le 10 août 2012, nous avons conclu un appel public à l'épargne visant 9,0 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série E pour un produit brut de 225 millions de dollars.

Contrats de garantie

Nous sommes tenus d'émettre des lettres de crédit et des garanties au comptant afin de garantir les obligations éventuelles à l'égard de certaines parties, y compris celles liées aux obligations environnementales, aux opérations sur les produits énergétiques, aux activités de couverture et aux obligations d'achat. Au 30 septembre 2012, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 316 millions de dollars (328 millions de dollars au 31 décembre 2011) et des garanties au comptant de 16 millions de dollars (45 millions de dollars au 31 décembre 2011). Ces lettres de crédit et garanties au comptant garantissent certains montants compris dans nos états consolidés résumés de la situation financière aux postes Passifs de gestion du risque et Provisions pour démantèlement et autres provisions.

CHANGEMENTS CLIMATIQUES ET ENVIRONNEMENT

Le 11 septembre 2012, le gouvernement fédéral canadien a publié les règlements finaux régissant les émissions de gaz à effet de serre («GES») produites par les centrales alimentées au charbon, qui entreront en vigueur le 1^{er} juillet 2015. Les règles accordent aux centrales alimentées au charbon un délai de 50 ans pour respecter les normes d'émission de GES fixées à environ 420 tonnes par GWh. Il y a certaines exceptions où d'anciennes unités mises en service avant 1975 doivent atteindre leur durée d'utilité avant le 31 décembre 2019, et d'autres mises en service entre 1975 et 1986 qui doivent atteindre leur durée d'utilité avant le 31 décembre 2019. Comparativement à la version provisoire initiale de ces règlements, le règlement final prévoit quelques années d'exploitation additionnelles et davantage de souplesse pour nos centrales au charbon canadiennes, leur assurant ainsi une transition plus en douceur et plus rentable.

De plus, en Alberta, conformément aux exigences, les centrales alimentées au charbon doivent mettre en œuvre des contrôles additionnels des émissions d'oxyde d'azote («NO_x»), de dioxyde de soufre («SO₂») et de particules lorsque leurs CAÉ 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»). Cependant, la publication des règlements fédéraux régissant les GES crée un déséquilibre entre les exigences et les calendriers de réduction des polluants atmosphériques de la CASA, et les calendriers de diminution des GES pour les anciennes centrales, qui, à elles seules, donneront lieu à des réductions importantes des émissions de NO_x, 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 27 mars 2012, l'Environmental Protection Agency («EPA») des États-Unis a proposé des normes en matière d'émissions de GES pour les futures centrales alimentées au charbon. Il est prévu que les normes proposées pourront être respectées grâce au passage à de nouveaux combustibles ou à des technologies du charbon épuré. Comme ce cadre réglementaire ne vise que les nouvelles centrales alimentées au charbon, il n'aura pas d'incidence importante sur nos unités alimentées au charbon existantes de la centrale de Centralia.

En décembre 2011, l'EPA a publié des normes nationales visant à réduire les émissions de mercure provenant des centrales électriques. Les centrales existantes auront jusqu'à quatre ans pour se conformer aux normes. Nous avons déjà installé volontairement une technologie de captage du mercure à notre centrale alimentée au charbon de Centralia, et les activités de captage ont été entièrement mises en fonction au début de 2012. Nous installons également une autre technologie dans le but de réduire davantage les émissions de NO_x, conformément au projet de loi de l'État de Washington adopté en avril 2011, obligeant TransAlta à utiliser cette technologie d'ici le 1^{er} janvier 2013.

Nous poursuivons l'amélioration des procédés d'exploitation et les investissements dans nos centrales existantes afin de réduire l'incidence environnementale liée à la production d'électricité. Nous avons installé du matériel de contrôle du mercure aux centrales thermiques de l'Alberta en 2010 afin d'atteindre les objectifs de la province en matière de réduction du mercure de 70 %. La nouvelle unité 3 de notre centrale de Keephills est entrée en service en septembre 2011. Cette unité fait appel à une technologie de combustion supercritique pour maximiser l'efficacité thermique, ainsi qu'à une technologie de combustion à faibles rejets de NO_x et de captage de SO₂, qui s'apparente à la technologie actuellement utilisée à l'unité 3 de la centrale de Genesee. Les projets d'accroissement de la capacité nominale à nos centrales de Keephills et de Sundance amélioreront les réductions des émissions et l'efficacité énergétique de ces unités.

PERSPECTIVES POUR 2012

Contexte d'affaires

Prix de l'électricité

Pour le reste de 2012, nous prévoyons que les prix de l'électricité en Alberta devraient être moins élevés qu'à la même période de l'exercice précédent, en raison de la faiblesse des prix du gaz naturel, en partie contrebalancée par la croissance continue de la charge. Il est possible que les prix augmentent selon les fluctuations de la demande attribuables aux conditions météorologiques et la fréquence des interruptions non planifiées. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, nous continuons de prévoir des prix faibles en raison des prix du gaz naturel historiquement bas, d'un ralentissement de la croissance de la charge et de l'ajout d'actifs éoliens.

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. Il est prévu que le gouvernement de l'Alberta conclura par la suite un accord d'équivalence avec le gouvernement fédéral pour que les objectifs de réduction des émissions d'équivalents relèvent de la compétence et de la gestion de la province. Les centrales alimentées au charbon auront ainsi plus de souplesse pour répondre aux exigences réglementaires.

De plus, des pourparlers sont en cours entre les gouvernements fédéral et provincial concernant la mise sur pied d'un système national de gestion de la qualité de l'air pour les polluants atmosphériques. Dans la stratégie de l'air pur de l'Alberta récemment publiée, la province a indiqué que son système de gestion de la qualité de l'air rendra opérationnel tout système national.

Aux États-Unis, la manière dont la législation sur les changements climatiques pour la production à partir de combustibles fossiles sera adoptée n'est pas encore claire. En outre, de nouveaux règlements sur les polluants atmosphériques pour le secteur de l'électricité sont prévus, mais ne toucheront pas directement nos centrales alimentées au charbon de l'État de Washington. L'entente que TransAlta a conclue avec l'État de Washington en avril 2011 clarifie la réglementation de l'État concernant un régime de réduction des émissions pour la centrale alimentée au charbon de Centralia jusqu'en 2025.

Le California Air Resource Board n'a pas finalisé ses règles concernant le détournement des sources d'émissions de GES en ce qui a trait à l'électricité importée, mais les importations d'électricité en Californie issues des activités de production de Centralia et des activités de négociation pour compte propre seront assujetties au programme de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES de la Californie à compter du 1^{er} janvier 2013. TransAlta et d'autres entités tiennent des rencontres avec les organismes de réglementation afin de réclamer plus de transparence réglementaire sur des questions comme le détournement des sources d'émissions de GES.

L'incidence annuelle de la conformité dépendra des importations réelles d'électricité en Californie, du taux des frais établi, de la réglementation finale sur le détournement des sources d'émissions de GES et de nos opérations dans le cadre du programme de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES.

Nous continuons de surveiller étroitement la progression des modifications à la législation environnementale ainsi que les risques connexes pour nos activités futures.

Le choix de l'emplacement, la construction et l'exploitation de centrales électriques nécessitent l'intervention de nombreuses parties prenantes. Dernièrement, certaines parties prenantes ont intenté des actions contre des agences gouvernementales et des propriétaires en invoquant les répercussions négatives présumées des projets éoliens. Nous faisons le suivi de ces réclamations afin d'évaluer le risque lié à ces activités.

Environnement économique

L'environnement économique a montré des signes de faiblesse au cours de 2012, et nous prévoyons une croissance lente à modérée en Alberta et en Australie pour le reste de l'exercice et une faible croissance sur les autres 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 constaté aucune perte importante liée à une contrepartie au cours du troisième trimestre de 2012, et nous continuons de gérer le risque de contrepartie et d'agir conformément aux politiques de gestion du risque que nous avons mises en œuvre. 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 opérationnelles

Capacité, production et disponibilité

La capacité de production devrait demeurer stable d'ici la fin de 2012. Même si l'accroissement de la capacité nominale à l'unité 3 de la centrale de Sundance sera achevé au quatrième trimestre de 2012, l'augmentation de la capacité découlant de cet accroissement ne se concrétisera pas tant que le stator de la génératrice ne sera pas remplacé. La production globale devrait s'accroître pour le reste de 2012 en raison d'une réduction des interruptions planifiées. La disponibilité globale en 2012 devrait s'accroître pour le reste de l'exercice, en raison d'une baisse des interruptions planifiées et non planifiées et devrait atteindre de 89 % à 90 %.

Flux de trésorerie contractuels

Puisque nous avons recours aux CAÉ de l'Alberta, à des contrats à long terme ainsi qu'à 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, nous visons à ce que 90 % de notre capacité fasse l'objet de contrats pour l'exercice qui vient. À la fin du troisième trimestre, environ 90 % de notre capacité de 2012 faisait l'objet de contrats. Pour le reste de 2012, le prix moyen de nos contrats prévoyant la livraison et de nos contrats sur instruments financiers à court terme se situe dans une fourchette de 60 \$ à 65 \$ le MWh en Alberta, et de 50 \$ US à 55 \$ 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 notre mine de l'Alberta. Les coûts du charbon en 2012, selon la méthode du coût standard, devraient augmenter d'environ 15 % comparativement à 2011 en raison des facteurs déterminants mentionnés ci-dessus et de la baisse des volumes de production de charbon attribuable à une diminution de la production des centrales.

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 2012 devrait augmenter d'environ 4 %

en raison des coûts plus élevés du diesel et des produits de base, et des charges accrues engagées pour la réduction des poussières de charbon.

La valeur des stocks de charbon est évaluée afin de déterminer si elle a subi une dépréciation à chaque date de clôture. Si les stocks ont perdu de la valeur, des charges additionnelles seront comptabilisées dans le résultat net. Pour plus de renseignements sur les imputations pour dépréciation des stocks et reprises comptabilisées en 2012, voir la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion.

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 annuelle des prix dans un avenir proche.

Au cours du troisième trimestre de 2012, nous avons conclu plusieurs contrats d'achat de gaz naturel pour combler nos besoins de combustible, et des contrats de transport pour le reste de 2012 et 2013. Les paiements futurs sont estimés à 5 millions de dollars pour 2012 et à 43 millions de dollars pour 2013.

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 protéger la valeur de nos actifs et de nos activités à l'égard de ces risques de prix.

Charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration

Les charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration pour 2012 devraient être inférieurs d'environ 5 % à ceux de 2011.

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 à la législation. Nous surveillons constamment le marché et notre exposition afin de maximiser les résultats, tout en maintenant un profil de risque acceptable. Selon nos perspectives, la contribution des opérations sur les produits énergétiques à la marge brute pour l'exercice pourrait s'élever jusqu'à 20 millions de dollars.

Exposition aux fluctuations des taux de change

Notre stratégie consiste à réduire au minimum l'incidence des fluctuations du dollar canadien par rapport au dollar américain, à l'euro et au dollar australien en contrebalançant les actifs libellés en devises avec des passifs libellés en devises et en concluant des contrats de change. Nous avons également des charges libellées en devises, y compris une charge d'intérêt, qui contrebalancent dans une large mesure notre résultat net libellé en devises.

Charge d'intérêt nette

La charge d'intérêt nette de 2012 devrait être plus élevée que celle présentée en 2011 en raison surtout de la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif. Cependant, la variation des taux d'intérêt et de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain va se répercuter sur le montant de la charge d'intérêt nette engagée.

Situation de trésorerie et sources de financement

En raison de l'accroissement éventuel de la volatilité sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel, ou de l'augmentation des activités de négociation sur le marché, nous pourrions avoir besoin de liquidités supplémentaires. Nous prévoyons maintenir des liquidités disponibles adéquates en vertu de 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 2011, sont fondées sur notre conjoncture et nos 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 et pertes latents liés à nos actifs et passifs de gestion du risque et sur l'évaluation de l'actif pour nos calculs de la dépréciation d'actifs.

Impôts sur le résultat

Le taux d'imposition effectif sur le résultat, à l'exclusion des éléments non comparables pour 2012, devrait se situer entre 10 % et 15 % environ, ce qui est inférieur au taux prévu par la loi en raison de certains recouvrements d'impôts qui ne sont pas touchés par le résultat. En excluant certains recouvrements d'impôts sur le résultat qui ne sont pas touchés par le résultat, le taux d'imposition effectif sur le résultat, à l'exclusion des éléments non comparables pour 2012, devrait se situer entre 23 % et 28 % environ.

Dépenses d'investissement

Nos principaux projets sont axés sur le maintien de nos activités opérationnelles courantes et le soutien de notre stratégie de croissance.

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

Nous avons deux importants projets de croissance en cours dont l'achèvement est prévu au quatrième trimestre de 2012 et au premier trimestre de 2013, et un autre projet d'envergure qui devrait être terminé au quatrième trimestre de 2013. Ces projets sont décrits sommairement ci-dessous :

	Total – projet		2012		Date d'achèvement prévue	Détails
	Dépenses estimées	Dépenses à ce jour ¹	Dépenses estimées	Dépenses à ce jour ¹		
Croissance						
Accroissement de la capacité nominale de l'unité 1 de la centrale de Keephills	25	25	10 - 20	12	Démarrage des activités commerciales au T2 2012	Accroissement prévu de la capacité nominale de 23 MW à notre centrale de Keephills
Accroissement de la capacité nominale de l'unité 2 de la centrale de Keephills	26	25	10 - 20	15	Démarrage des activités commerciales au T2 2012	Accroissement de la capacité nominale de 17 MW à notre centrale de Keephills
Accroissement de la capacité nominale de l'unité 3 de la centrale de Sundance ²	27	18	15 - 20	7	T4 2012	Accroissement prévu de la capacité nominale de 15 MW à notre centrale de Sundance
New Richmond ³	205	125	165 - 185	96	T1 2013	Parc éolien de 68 MW au Québec
Total de la croissance	283	193	200 - 245	130		
Projets d'envergure						
Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	190	10	35 - 55	10	T4 2013	Capacité de production combinée de 560 MW des unités 1 et 2 de notre centrale de Sundance
Total de la croissance et des projets d'envergure	473	203	235 - 300	140		

Au cours du troisième trimestre de 2012, nous avons conclu un accord avec Alstom Énergie & Transport Canada inc. pour la fabrication, la livraison et l'installation d'écrans d'eau aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. L'engagement portant sur un prix fixe en vertu du contrat totalise 79 millions de dollars dont une tranche de 24 millions de dollars devrait être engagée en 2012 et une tranche de 55 millions de dollars, en 2013. Les paiements seront effectués à l'atteinte des différents jalons fixés. Les frais additionnels à payer en vertu du contrat comprennent les éléments de frais remboursables comme la main-d'œuvre directe, les sous-traitants et les incitatifs à la main-d'œuvre.

1) Représentent les montants engagés au 30 septembre 2012. En 2012, nous avons aussi affecté au total 2 millions de dollars aux centrales qui étaient déjà en service. Au cours du deuxième trimestre, nous avons transféré un montant de 1 million de dollars des projets de croissance aux dépenses d'investissement de maintien, que nous avons utilisé pour des pièces de rechange amortissables.

2) Même si l'accroissement de la capacité nominale devrait être achevé au quatrième trimestre de 2012, l'augmentation de la capacité découlant de cet accroissement ne se concrétisera pas tant que le stator de la génératrice ne sera pas remplacé.

3) Le coût total du projet de New Richmond à ce jour comprend des dépenses de 5 millions de dollars qui ont été incluses dans les frais de mise en valeur liés au projet en 2011.

Transport

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012, un total de respectivement 1 million de dollars et 3 millions de dollars a été investi dans des projets de transport. Les dépenses estimées de 2012 pour les projets de transport s'élèvent à 8 millions de dollars. Les projets de transport comprennent des travaux importants d'entretien et de reconfiguration des réseaux de transport de l'Alberta afin d'accroître la capacité du débit dans les lignes.

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

Pour 2012, nos dépenses d'investissement de maintien et nos dépenses 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	100 - 115	80
Dépenses liées à la productivité	Projets visant à améliorer l'efficacité de la production d'électricité	50 - 70	41
Matériel minier et achats de terrains	Dépenses liées au matériel minier et à l'achat de terrains	40 - 50	29
Entretien planifié d'envergure	Travaux périodiques d'entretien planifié d'envergure	265 - 285	218
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses liées à la productivité		455 - 520	368

Notre important programme d'entretien planifié est lié aux activités d'entretien d'envergure prévues au calendrier et comprend les coûts liés à l'inspection, aux réparations et à l'entretien, et le remplacement des composantes existantes. Il ne comprend pas les montants des travaux d'entretien courants, des activités d'entretien non planifiées et des inspections et révisions mineures, qui sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés. Les détails du programme d'entretien planifié de 2012 sont présentés ci-après :

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Dépenses prévues en 2012	Dépenses à ce jour ¹
Incorporées dans le coût de l'actif	215 - 230	50 - 55	265 - 285	218
Passées en charges	-	0 - 5	0 - 5	-
	215 - 230	50 - 60	265 - 290	218

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Total prévu	Perdus à ce jour
GWh perdus	3 820 - 3 830	245 - 255	4 065 - 4 085	3 531

Financement

Le financement de ces dépenses d'investissement devrait provenir des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, de la capacité d'emprunt existante, des dividendes réinvestis en vertu du régime et des marchés financiers. Les fonds requis aux fins des projets de croissance et d'investissement de maintien et des projets liés à la productivité ne devraient pas être touchés 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.

1) Représentent les montants engagés au 30 septembre 2012.

MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES

En juin 2012, l'International Accounting Standards Board («IASB») a publié des modifications relatives aux dispositions transitoires pour les normes IFRS 10, *États financiers consolidés*, IFRS 11, *Partenariats*, et IFRS 12, *Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités*. Ces modifications apportent des clarifications aux dispositions transitoires de la norme IFRS 10 et prévoient des allègements au titre des informations comparatives à présenter en limitant la présentation d'informations comparatives ajustées à la période précédente pour les trois normes. Les modifications prennent effet pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013. Nous appliquerons ces modifications parallèlement à l'adoption des normes IFRS 10, 11 et 12 le 1^{er} janvier 2013.

Pour un résumé des nouvelles normes comptables ou des normes modifiées qui ont déjà été publiées par l'IASB, mais qui ne sont pas encore en vigueur et que la société n'a pas encore appliquées, se reporter à la rubrique «Modifications comptables futures» de notre rapport de gestion annuel de 2011.

MESURES CONFORMES AUX IFRS ADDITIONNELLES

Une mesure conforme aux IFRS additionnelle est un poste, une rubrique ou un sous-total qui facilite la compréhension des états financiers, mais qui ne constitue pas un poste minimum selon les IFRS, ou une mesure financière qui facilite la compréhension des états financiers, mais qui n'est pas présentée dans ces derniers. Nous avons ajouté les postes intitulés «Marge brute» et «Produits opérationnels» à nos comptes consolidés résumés de résultat pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre 2012 et 2011. La présentation de ces postes fournit à la direction et aux investisseurs une mesure de la performance opérationnelle qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

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

La présentation du résultat aux fins de comparaison, de la marge brute aux fins de comparaison et des produits opérationnels 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. Si ces couvertures n'avaient pas été jugées inefficaces aux fins comptables, les produits associés à ces contrats auraient été comptabilisés dans le résultat net de la période au cours de laquelle les contrats sont réglés. Comme ces profits 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. Dans le calcul des mesures du résultat aux fins de comparaison, nous avons également exclu, le cas échéant, la perte de valeur des stocks, puisque la comptabilisation de la perte de valeur a trait aux couvertures dont la désignation a été annulée ou qui ont été jugées inefficaces pendant les trimestres précédents. L'incidence de la dépréciation des stocks sera comptabilisée dans le résultat aux fins de comparaison pour le reste de l'exercice lorsque les stocks seront consommés. Nous avons aussi exclu certaines incidences sur les produits associés aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, soit des imputations pour dépréciation d'actifs, la sortie du bilan des actifs d'impôt différé, la charge d'impôts sur le résultat liée à des fluctuations des taux d'imposition des sociétés, le recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la

résolution de certaines questions fiscales, le profit à la vente d'installations, la sortie du bilan des coûts liés au projet Pioneer, le profit à la vente d'une garantie, la sortie du bilan des coûts de mise en valeur du parc éolien et la réduction de la valeur de certaines pièces de rechange amortissables, car la direction estime que ces transactions ne sont pas représentatives de nos activités. 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.

Résultat aux fins de comparaison

Le rapprochement du résultat net aux fins de comparaison et du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires est présenté ci-après :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	56	50	(652)	266
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation est annulée ou qui sont inefficaces, déduction faite des impôts et taxes	39	7	38	(80)
Imputation pour dépréciation d'actifs (reprise), déduction faite des impôts et taxes	(31)	4	329	11
Perte de valeur des stocks, déduction faite des impôts et taxes	(18)	-	3	-
Arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, déduction faite des impôts et taxes	5	-	189	-
Charge d'impôts sur le résultat liée à la sortie des actifs d'impôt différé	-	-	169	-
Charge d'impôts sur le résultat liée aux variations des taux d'imposition sur le revenu des sociétés	-	-	8	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la résolution de certaines questions fiscales	-	-	(9)	-
Profit à la vente de centrales, déduction faite des impôts et taxes	-	-	(2)	(2)
Sortie des coûts du projet Pioneer, déduction faite des impôts et taxes	1	-	2	-
Profit à la vente d'une garantie, déduction faite des impôts et taxes	(11)	-	(11)	-
Sortie des frais d'aménagement de projets éoliens, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	3
Réduction de valeur des pièces de rechange amortissables, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	3
Résultat net aux fins de comparaison	41	61	64	201
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	234	223	229	222
Résultat net par action aux fins de comparaison	0,18	0,27	0,28	0,91

Marge brute aux fins de comparaison

La marge brute aux fins de comparaison est calculée comme suit :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
Marge brute ¹	330	371	1 055	1 307
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation est annulée ou qui sont inefficaces	60	9	58	(125)
Incidences sur les produits associés aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance ²	-	(9)	(20)	(32)
Perte de valeur des stocks	(20)	-	(20)	-
Marge brute aux fins de comparaison	370	371	1 073	1 150

1) Ces éléments sont des mesures conformes aux IFRS additionnelles. Se reporter à la rubrique « Mesures conformes aux IFRS additionnelles » du présent rapport de gestion pour plus de détails.

2) Les résultats ont été ajustés rétroactivement pour tenir compte de l'incidence des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. Les chiffres comparatifs ont aussi été ajustés dans ce tableau uniquement à des fins de comparaison d'une période à l'autre.

Produits opérationnels aux fins de comparaison

Le tableau ci-après présente un rapprochement des produits opérationnels aux fins de comparaison :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
Produits opérationnels (pertes opérationnelles) ¹	132	106	(90)	523
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation est annulée ou qui sont inefficaces	60	9	58	(125)
Imputation pour dépréciation d'actifs (reprise)	(41)	5	324	14
Perte de valeur des stocks	(28)	-	5	-
Sortie des coûts du projet Pioneer	2	-	3	-
Sortie des frais d'aménagement de projets éoliens	-	-	-	5
Réduction de valeur des pièces de rechange amortissables	-	-	-	4
Produits opérationnels aux fins de comparaison	125	120	300	421

Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA») aux fins de comparaison

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 opérationnelles 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.

Le tableau ci-après présente un rapprochement du BAIIA aux fins de comparaison :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
Produits opérationnels (pertes opérationnelles) ¹	132	106	(90)	523
Imputation pour dépréciation d'actifs (reprise)	(41)	5	324	14
Perte de valeur des stocks	(28)	-	5	-
Dotation aux amortissements selon les tableaux consolidés des flux de trésorerie ²	129	126	419	383
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation est annulée ou qui sont inefficaces	60	9	58	(125)
Incidences sur les produits associés aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance ³	-	(9)	(20)	(32)
Sortie des coûts du projet Pioneer	2	-	3	-
Sortie des frais d'aménagement de projets éoliens	-	-	-	5
Réduction de valeur des pièces de rechange amortissables	-	-	-	4
BAIIA aux fins de comparaison	254	237	699	772

1) Ces éléments sont des mesures conformes aux IFRS additionnelles. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

2) Dans le calcul du BAIIA aux fins de comparaison, nous utilisons l'amortissement selon les tableaux consolidés résumés des flux de trésorerie pour tenir compte de l'amortissement lié aux actifs miniers, qui est inclus au poste Combustible et achats d'électricité dans les comptes consolidés résumés de résultat.

3) Les résultats ont été ajustés rétroactivement pour tenir compte de l'incidence des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. Les chiffres comparatifs ont aussi été ajustés dans ce tableau uniquement à des fins de comparaison d'une période à l'autre.

Fonds provenant des activités opérationnelles et fonds provenant des activités opérationnelles par action

La présentation des fonds provenant des activités opérationnelles et des fonds provenant des activités opérationnelles 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 opérationnelles, 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 opérationnelles par action sont calculés comme suit en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.

	Trois mois clos les		Neuf mois clos les	
	30 septembre		30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	14	212	275	503
Incidences sur le fonds de roulement associées à l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	-	204	-
Variation des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles	218	(44)	92	117
Fonds provenant des activités opérationnelles	232	168	571	620
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	234	223	229	222
Fonds provenant des activités opérationnelles par action	0,99	0,75	2,49	2,79

Flux de trésorerie disponibles (insuffisants)

Les flux de trésorerie disponibles (insuffisants) représentent les liquidités provenant des activités opérationnelles générées par notre entreprise, avant les variations du fonds de roulement, et dont nous disposons pour investir dans des projets de croissance, effectuer les remboursements de capital prévus des emprunts, verser des dividendes sur actions ordinaires additionnels ou racheter des actions ordinaires. Les variations du fonds de roulement sont exclues de manière à ne pas fausser les flux de trésorerie disponibles (insuffisants) en ce qui a trait aux variations qui sont considérées comme temporaires, reflétant, entre autres, l'incidence des facteurs saisonniers et le calendrier des projets d'investissement.

Les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses liées à la productivité pour la période de trois mois close le 30 septembre 2012 représentent le total des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles d'après les tableaux consolidés résumés des flux de trésorerie, moins un montant de 62 millions de dollars que nous avons investi dans des projets et dans la croissance. Pour la période correspondante de 2011, nous avons investi 20 millions de dollars (19 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) dans des projets et dans la croissance. Pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2012 et 2011, nous avons investi respectivement 144 millions de dollars et 88 millions de dollars (87 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) dans des projets et dans la croissance.

Le rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et des flux de trésorerie disponibles (insuffisants) est présenté ci-après :

	Trois mois clos les		Neuf mois clos les	
	30 septembre		30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	14	212	275	503
Ajouter (déduire) :				
Incidences sur le fonds de roulement associé à l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	-	204	-
Variation des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles	218	(44)	92	117
Dépenses d'investissement de maintien et dépenses liées à la productivité	(120)	(112)	(368)	(246)
Dividendes versés sur actions ordinaires ¹	(18)	(48)	(86)	(143)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(7)	(4)	(21)	(11)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(9)	(9)	(42)	(44)
Flux de trésorerie disponibles (insuffisants)	78	(5)	54	176

Nous visons à maintenir des soldes de trésorerie et des facilités de crédit consenties suffisants pour financer les sorties de fonds nettes périodiques liées à nos affaires.

PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

	T4 2011	T1 2012	T2 2012	T3 2012
Produits des activités ordinaires	701	656	407	538
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	24	89	(797)	56
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,11	0,40	(3,51)	0,24
Résultat par action aux fins de comparaison	0,13	0,20	(0,10)	0,18

	T4 2010	T1 2011	T2 2011	T3 2011
Produits des activités ordinaires	779	818	515	629
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	92	204	12	50
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,42	0,92	0,05	0,22
Résultat par action aux fins de comparaison	0,36	0,34	0,29	0,27

1) Déduction faite des dividendes réinvestis en vertu du régime.

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

Comme l'exige la Règle 13a-15 de la loi intitulée *Securities Exchange Act of 1934* (l'«Exchange Act»), 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 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 l'assurance raisonnable d'atteindre les objectifs souhaités en matière de contrôle. En outre, la direction est tenue de faire preuve de jugement dans l'évaluation et la mise en œuvre des contrôles et procédures possibles.

Pour la période couverte par ce rapport, le contrôle interne à l'égard de l'information financière n'a fait l'objet d'aucun changement ayant eu une incidence importante ou pouvant raisonnablement avoir une incidence importante sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances ont conclu que, en date du 30 septembre 2012, 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. 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», «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 aux points suivants : les attentes relatives à la date d'achèvement et à la mise en service de projets en cours, y compris les accroissements de la capacité nominale et les projets d'envergure et leurs coûts connexes; les dépenses estimatives dans des projets de croissance et d'investissement de maintien et des projets liés à la productivité; les attentes en termes de coûts opérationnels, 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 opérationnelles 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 prévue de la croissance de la charge et des coûts du gaz naturel sur les prix de l'électricité; les attentes à l'égard de la disponibilité, de la capacité et de la production; le financement prévu de nos dépenses d'investissement; la réglementation et la législation gouvernementales prévues et leur incidence prévue, ainsi que le coût lié au respect de celles-ci; notre stratégie commerciale et les risques qu'elle comporte; 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 attentes au titre de l'issue des poursuites existantes ou éventuelles ou des réclamations en vertu de contrats; l'incidence estimée des fluctuations de taux d'intérêt et du dollar canadien par rapport au dollar américain; la surveillance de notre exposition au risque d'illiquidité; les attentes quant à la conjoncture économique mondiale; nos pratiques de crédit; et l'apport estimé du secteur Opérations sur les produits énergétiques à la marge brute.

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 et les fluctuations du prix de l'électricité; 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 opérationnels liés à nos centrales, y compris les interruptions non planifiées dans nos centrales; les interruptions du transport et de la distribution de l'électricité; les incidences climatiques; les interruptions de l'approvisionnement en combustible, en eau ou en vent nécessaire pour exploiter nos centrales; les catastrophes naturelles; la menace posée par le terrorisme intérieur et les cyberattaques; les pannes de matériel; 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 étrangers; 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 et contractuelles impliquant la société; la dépendance à l'égard du personnel clé; les questions de relations de travail; et les projets de mise en valeur et les acquisitions. 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 2011 et à la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle de 2012.

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.

INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

		30 septembre 2012	31 décembre 2011
Cours de clôture (TSX) (\$)		15,05	21,02
Fourchette des prix des 12 derniers mois (TSX) (\$)	Haut	21,37	23,24
	Bas	14,11	19,45
Dette sur le capital investi (%)		55,3	52,4
Dette sur le capital investi, excluant les emprunts sans recours (%)		52,9	49,9
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires (%)		(24,2)	10,6
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison ^{1, 2} (%)		3,6	8,4
Rendement du capital investi ¹ (%)		(3,3)	8,3
Rendement du capital investi aux fins de comparaison ^{1, 2} (%)		2,0	7,0
Dividendes en espèces par action ¹ (\$)		1,16	1,16
Ratio cours/résultat aux fins de comparaison ¹ (multiple)		36,7	20,2
Couverture par le résultat ¹ (multiple)		(1,2)	2,7
Ratio de distribution fondé sur le résultat net ¹ (%)		(41,7)	66,9
Ratio de distribution fondé sur le résultat aux fins de comparaison ^{1, 2} (%)		281,7	84,3
Ratio de distribution fondé sur les fonds provenant des activités opérationnelles ^{1, 2, 3} (%)		34,5	24,0
Rendement des actions ¹ (%)		7,7	5,5
Flux de trésorerie sur la dette ^{1, 3} (%)		18,3	20,2
Couverture des intérêts par les flux de trésorerie ^{1, 3} (multiple)		4,3	4,4

1) Pour les 12 derniers mois.

2) Ces ratios intègrent des éléments qui ne sont pas définis selon les IFRS. Aucune de ces mesures ne doit être utilisée séparément ou en remplacement du rendement financier ou de la position 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.

3) Ces ratios ont été ajustés pour tenir compte de l'incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance.

FORMULES DES RATIOS

Dettes sur le capital investi = (dette à long terme y compris la partie courante – trésorerie et équivalents de trésorerie) / (dette à long terme y compris la partie courante + participations ne donnant pas le contrôle + capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires – trésorerie et équivalents de trésorerie)

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 utilisé = (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 porteurs d'actions ordinaires + impôts sur le résultat + charge d'intérêt nette) / (intérêt 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 courante

Flux de trésorerie/dette = flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles avant les 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 = (flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles avant les variations du fonds de roulement + intérêt sur la dette – produit d'intérêt – intérêts incorporés dans le coût de l'actif) / (intérêt sur la dette – produit d'intérêt)

GLOSSAIRE DE TERMES CLÉS

Accroissement de la capacité nominale – Accroissement de la capacité électrique établie d'une centrale ou d'une unité de production.

Baisse de la capacité nominale – Baisse de la capacité électrique établie d'une centrale ou d'une unité de production.

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

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

Capacité maximale nette – Capacité maximale ou service nominal effectif, modifié pour tenir compte des limitations ambiantes qu'une unité de production ou une centrale peut soutenir pendant une durée déterminée, moins la capacité utilisée pour répondre à la demande de service des centrales et aux besoins auxiliaires.

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

Centrale géothermique – Centrale dont le moteur principal est une turbine à vapeur. La turbine est entraînée par la vapeur produite à partir d'eau chaude ou par la vapeur naturelle qui tire son énergie de la chaleur des roches ou des fluides se trouvant à différentes profondeurs sous la surface de la terre. L'énergie est extraite par forage ou par pompage.

Chaudière – Appareil qui transforme la vapeur en énergie, à des fins de traitement ou de chauffage, ou qui produit de l'eau chaude à des fins de chauffage ou d'approvisionnement en eau chaude. La chaleur provenant d'une source de combustion externe est transmise à un fluide contenu dans les tubes de la calandre de la chaudière.

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

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

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, qu'elle en produise réellement ou non.

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, les hydrofluorocarbures et les hydrocarbures perfluorés.

Gigajoule (GJ) – Unité métrique d'énergie utilisée couramment dans le secteur de l'énergie. Un GJ équivaut à 947 817 BTU.

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

Gigawattheure (GWh) – Mesure de la consommation d'électricité équivalant 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.

Technologie supercritique – Technologie de combustion du charbon la plus avancée au Canada qui a recours à une chaudière supercritique, à une turbine à plusieurs étages à haut rendement, à une unité de désulfuration des gaz de carneau (laveur), à un dépoussiéreur à manches et à des brûleurs à faible taux d'émissions d'oxydes d'azote.

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.

Unité de désulfuration des gaz de carneau (laveur) – Équipement utilisé pour séparer les oxydes de soufre des gaz de combustion d'une installation de chaudière avant de les libérer dans l'atmosphère. Des produits chimiques, comme la chaux, sont utilisés dans la zone de lavage.

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



TransAlta Corporation

Box 1900, Station «M»
110 - 12th Avenue S.W.
Calgary, Alberta Canada T2P 2M1

Téléphone

403.267.7110

Site Web

www.transalta.com

Compagnie Trust CIBC Mellon

Box 7010, Adelaide Street Station
Toronto, Ontario Canada M5C 2W9

Téléphone

Sans frais en Amérique du Nord : 1.800.387.0825

Toronto ou en dehors de l'Amérique du Nord : 416.643.5500

Télécopieur

416.643.5501

Site Web

www.cibcmellon.com

POUR DE PLUS AMPLES RENSEIGNEMENTS

Médias et investisseurs – Demandes de renseignements

Jess Nieukerk

Directeur, Relations avec les investisseurs

Téléphone

1.800.387.3598 au Canada et aux États-Unis,

ou 403.267.2520

Télécopieur

403.267.2590

Courriel

investor_relations@transalta.com

TRANSALTA CORPORATION
COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE RÉSULTAT

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

Non audité	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
Produits des activités ordinaires (note 6)	538	629	1 601	1 962
Combustible et achats d'électricité (note 7)	208	258	546	655
Marge brute	330	371	1 055	1 307
Activités opérationnelles, entretien et administration (note 7)	117	138	375	400
Amortissement	122	115	390	349
Imputation pour dépréciation d'actifs (reprise) (note 8)	(41)	5	324	14
Réduction de valeur (reprise) des stocks (note 15)	(8)	-	34	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	8	7	22	21
Produits opérationnels (pertes opérationnelles)	132	106	(90)	523
Produits tirés des contrats de location-financement	1	2	5	6
Quote-part du résultat de coentreprises (note 9)	-	14	(5)	16
Arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance (note 5)	(7)	-	(254)	-
Profit à la vente d'installations (note 3)	-	-	3	3
Autres produits	-	1	1	2
Profit (perte) de change	2	1	(7)	-
Profit à la vente d'une garantie (note 4)	15	-	15	-
Charge d'intérêt nette (notes 10 et 13)	(58)	(54)	(182)	(151)
Résultat avant impôts sur le résultat	85	70	(514)	399
Charge d'impôts sur le résultat (note 11)	14	9	92	95
Résultat net	71	61	(606)	304
Résultat net attribuable aux :				
Actionnaires de TransAlta	64	54	(631)	277
Participations ne donnant pas le contrôle	7	7	25	27
	71	61	(606)	304
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	64	54	(631)	277
Dividendes sur actions privilégiées (note 23)	8	4	21	11
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	56	50	(652)	266
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période (en millions)	234	223	229	222
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,24	0,22	(2,85)	1,20

Voir les notes jointes.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DU RÉSULTAT GLOBAL
(en millions de dollars canadiens)

Non audité	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
Résultat net	71	61	(606)	304
Autres éléments du résultat global				
Profits (pertes) à la conversion d'actifs nets d'établissements à l'étranger	(49)	87	(36)	43
Profits (pertes) sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts et taxes ¹	36	(68)	25	(42)
Profits (pertes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ²	(30)	17	(21)	(38)
Reclassement des pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans les actifs non financiers, déduction faite des impôts et taxes ³	2	-	3	-
Reclassement des (profits) pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans le résultat net, déduction faite des impôts et taxes ⁴	62	(54)	14	(203)
Profits actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes ⁵	(5)	2	(29)	(19)
Autres éléments du résultat global des entités émettrices, déduction faite des impôts et taxes ⁶	(2)	-	(2)	-
Autres éléments du résultat global	14	(16)	(46)	(259)
Total du résultat global	85	45	(652)	45
Total du résultat global attribuable aux :				
Porteurs d'actions ordinaires	77	40	(671)	22
Participations ne donnant pas le contrôle	8	5	19	23
	85	45	(652)	45

1) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 5 et 3 respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012 (recouvrement de 10 et 6 en 2011).

2) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 1 et 3 respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012 (charge de 3 et 4 en 2011).

3) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 1 respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012 (néant en 2011).

4) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 10 et de la charge d'impôts sur le résultat de 13 respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012 (charge de 6 et 99 en 2011).

5) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 2 et 10 respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012 (néant et recouvrement de 7 en 2011).

6) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 1 respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012 (néant en 2011).

Voir les notes jointes.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE
(en millions de dollars canadiens)

Non audité	30 septembre 2012	31 décembre 2011
Trésorerie et équivalents de trésorerie (note 14)	71	49
Créances clients	562	541
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement	8	3
Garanties versées (note 13)	16	45
Charges payées d'avance	12	8
Actifs de gestion du risque (notes 12 et 13)	219	391
Stocks (note 15)	98	85
Impôts sur le résultat à recevoir (note 16)	3	2
	989	1 124
Placements (note 9)	178	193
Créances à long terme (note 4)	-	18
Créances au titre des contrats de location-financement (note 3)	347	42
Immobilisations corporelles (note 17)		
Coût	11 331	11 386
Amortissement cumulé	(4 365)	(4 115)
	6 966	7 271
Goodwill	447	447
Immobilisations incorporelles	279	276
Actifs d'impôt différé	55	176
Actifs de gestion du risque (notes 12 et 13)	71	99
Autres actifs (note 18)	91	90
Total de l'actif	9 423	9 736
Dettes fournisseurs et charges à payer	426	463
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions (note 19)	53	99
Garanties reçues (note 13)	4	16
Passifs de gestion du risque (notes 12 et 13)	207	208
Impôts sur le résultat à payer	7	22
Dividendes à payer (notes 13, 22 et 23)	69	67
Partie courante de la dette à long terme (notes 12, 13 et 20)	304	316
	1 070	1 191
Dette à long terme (notes 12, 13 et 20)	3 863	3 721
Provisions pour démantèlement et autres provisions (note 19)	281	283
Passifs d'impôt différé	437	491
Passifs de gestion du risque (notes 12 et 13)	126	142
Crédits différés et autres passifs non courants (note 21)	309	281
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 22)	2 677	2 273
Actions privilégiées (note 23)	781	562
Capital apporté	9	9
Résultats non distribués (déficit)	(323)	527
Cumul des autres éléments du résultat global (note 24)	(142)	(102)
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	3 002	3 269
Participations ne donnant pas le contrôle	335	358
Total des capitaux propres	3 337	3 627
Total du passif et des capitaux propres	9 423	9 736

Éventualités (note 25)

Engagements (notes 17 et 26)

Événements ultérieurs (note 29)

Voir les notes jointes.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

(en millions de dollars canadiens)

Neuf mois clos le 30 septembre 2012

Non audité	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Capital apporté	Résultats non distribués (déficit)	Cumul des autres éléments du résultat global ¹	Attribuable aux actionnaires	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2011	2 273	562	9	527	(102)	3 269	358	3 627
Résultat net	-	-	-	(631)	-	(631)	25	(606)
Autres éléments du résultat global :								
Pertes nettes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts et taxes	-	-	-	-	(11)	(11)	-	(11)
Profits nets (pertes nettes) sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	2	2	(6)	(4)
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(29)	(29)	-	(29)
Autres éléments du résultat global des entités émettrices	-	-	-	-	(2)	(2)	-	(2)
Total du résultat global						(671)	19	(652)
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	-	(198)	-	(198)	-	(198)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(21)	-	(21)	-	(21)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(42)	(42)
Émission d'actions ordinaires	404	-	-	-	-	404	-	404
Émission d'actions privilégiées	-	219	-	-	-	219	-	219
Solde au 30 septembre 2012	2 677	781	9	(323)	(142)	3 002	335	3 337

Neuf mois clos le 30 septembre 2011

Non audité	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Capital apporté	Résultats non distribués (déficit)	Cumul des autres éléments du résultat global ¹	Attribuable aux actionnaires	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2010	2 204	293	7	431	185	3 120	431	3 551
Résultat net	-	-	-	277	-	277	27	304
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	-	-	-	-	1	1	-	1
Pertes nettes sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(237)	(237)	(4)	(241)
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(19)	(19)	-	(19)
Total du résultat global						22	23	45
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	-	(130)	-	(130)	-	(130)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(11)	-	(11)	-	(11)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(74)	(74)
Émission d'actions ordinaires	52	-	-	-	-	52	-	52
Effet des régimes de paiements fondés sur des actions	-	-	1	-	-	1	-	1
Solde au 30 septembre 2011	2 256	293	8	567	(70)	3 054	380	3 434

1) Voir la note 24 pour plus de précisions sur les composantes et les variations du cumul des autres éléments du résultat global.

Voir les notes jointes.

TRANSALTA CORPORATION
TABLEAUX CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(en millions de dollars canadiens)

Non audité	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
Activités opérationnelles				
Résultat net	71	61	(606)	304
Amortissement (note 27)	129	126	419	383
Profit à la vente d'installations (note 3)	-	-	(3)	(3)
Désactualisation des provisions (note 19)	5	6	14	15
Frais de démantèlement et de remise en état réglés (note 19)	(12)	(7)	(25)	(23)
Charge (recouvrement) d'impôt différé (note 11)	1	5	83	79
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion du risque (note 13)	77	(13)	102	(160)
(Profit) perte de change latent(e)	(4)	(10)	7	(8)
Provisions	19	-	17	22
Imputation pour dépréciation d'actifs (reprise) (note 8)	(41)	5	324	14
Imputation pour dépréciation des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance (notes 5 et 8)	-	-	43	-
Quote-part du résultat de coentreprises, déduction faite des distributions reçues (note 9)	-	(14)	5	(16)
Autres éléments sans effet de trésorerie	(13)	9	(13)	13
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, avant variation du fonds de roulement	232	168	367	620
Variation des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles (note 28)	(218)	44	(92)	(117)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	14	212	275	503
Activités d'investissement				
Acquisitions d'immobilisations corporelles (note 17)	(173)	(127)	(485)	(318)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(9)	(5)	(27)	(16)
Acquisition de contrats de location-financement (note 3)	(312)	-	(312)	-
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	-	1	-	3
Produit de la vente d'installations	-	-	3	30
Résolution de questions fiscales en suspens (note 16)	9	-	9	3
Profits (pertes) réalisé(e)s sur les instruments financiers (note 13)	9	(3)	(1)	(5)
Diminution nette des garanties reçues de contreparties (note 13)	(9)	(40)	(12)	(96)
(Augmentation) diminution nette des garanties versées aux contreparties (note 13)	18	1	27	(8)
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	1	1	2	2
Divers	(1)	(19)	(8)	(4)
Variation des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	(16)	9	(18)	9
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(483)	(182)	(822)	(400)
Activités de financement				
Augmentation nette des emprunts sur les facilités de crédit (note 20)	301	55	514	355
Remboursement de la dette à long terme (note 20)	(307)	(2)	(312)	(232)
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 22)	(18)	(48)	(86)	(143)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 23)	(7)	(4)	(21)	(11)
Produit net de l'émission d'actions ordinaires (note 22)	292	-	293	1
Produit net de l'émission d'actions privilégiées (note 23)	217	-	217	-
Profits réalisés sur les instruments financiers	10	5	10	5
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	(9)	(9)	(42)	(44)
Divers	(1)	1	(5)	(4)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	478	(2)	568	(73)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, d'investissement et de financement	9	28	21	30
Incidence de la conversion sur les liquidités en devises	1	-	1	1
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	10	28	22	31
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	61	38	49	35
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	71	66	71	66
Impôts sur le résultat au comptant payés (recouvrés)	(3)	(1)	24	(5)
Intérêts au comptant payés	48	37	162	127

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»). Les présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités n'incluent pas toutes les informations incluses dans les états financiers consolidés annuels de la société. Par conséquent, ils doivent être lus avec les états financiers consolidés annuels les plus récents de la société.

Les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités comprennent les comptes de la société et des filiales sur lesquelles elle exerce un contrôle. Le contrôle existe lorsque la société a le pouvoir de diriger les politiques financières et opérationnelles de la filiale afin d'obtenir des avantages de ses activités et détient, directement ou indirectement, plus de la moitié des droits de vote de la filiale.

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 des présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités a été reçue du conseil d'administration le 25 octobre 2012.

B. Utilisation d'estimations

La préparation des présents états financiers consolidés résumés selon les Normes internationales d'information financière («IFRS») 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 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. Se reporter à la note 2 Y) des états financiers consolidés annuels de 2011 pour une analyse plus détaillée des jugements comptables critiques et des principales sources d'incertitude de mesure.

2. MODIFICATIONS COMPTABLES

Changements comptables de l'exercice

Modification des estimations – durée d'utilité

Par suite des modifications apportées à la réglementation fédérale canadienne qui exige que les centrales alimentées au charbon cessent leurs activités après 50 ans d'exploitation, la société a examiné les durées d'utilité de ses centrales alimentées au charbon et des actifs miniers de charbon connexes de l'Alberta et a prolongé les durées d'utilité jusqu'à un maximum de 50 ans, lorsque la réglementation le permet. Le précédent projet de règlement proposait la fermeture après 45 ans. Par conséquent, la charge d'amortissement a été réduite de 6 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012. La charge d'amortissement devrait diminuer de 12 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 et de 23 millions de dollars annuellement par la suite.

Modifications comptables antérieures

Le 1^{er} janvier 2011, la société a adopté les IFRS pour les entreprises ayant une obligation d'information du public. Pour de l'information sur l'incidence de la transition aux IFRS, se reporter à la note 3 des états financiers consolidés annuels les plus récents de la société.

Modifications comptables futures

En juin 2012, l'International Accounting Standards Board («IASB») a publié des modifications relatives aux dispositions transitoires pour les normes IFRS 10, *États financiers consolidés*, IFRS 11, *Partenariats*, et IFRS 12, *Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités*. Ces modifications apportent des clarifications aux dispositions transitoires de la norme IFRS 10 et fournissent des allègements à l'égard des informations comparatives à présenter en limitant les ajustements à la période précédente pour les trois normes. Les modifications prennent effet pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013. La société appliquera ces modifications parallèlement à l'adoption des normes IFRS 10, 11 et 12 le 1^{er} janvier 2013.

De nouvelles normes comptables ou des normes comptables modifiées qui ont déjà été publiées par l'IASB, mais qui ne sont pas encore en vigueur et que la société n'a pas encore appliquées, sont présentées à la note 2 Z) des états financiers consolidés annuels de 2011.

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. ACQUISITIONS ET CESSIONS

A. Acquisitions

Le 28 septembre 2012, la société a acquis la centrale de Solomon de 125 MW située en Australie-Occidentale auprès de Fortescue Metal Groups Ltd. («Fortescue») au coût de 318 millions de dollars américains. La centrale est actuellement en construction et devrait être mise en service au quatrième trimestre de 2012. La totalité du volume de l'installation est visée par un contrat d'achat d'électricité à long terme (le «contrat») conclu avec Fortescue, d'une durée initiale de 16 ans à compter d'octobre 2012. Par la suite, Fortescue aura la possibilité de prolonger le contrat de cinq autres années selon les mêmes modalités ou d'acquérir la centrale. La centrale et le contrat connexe ont été comptabilisés comme un contrat de location-financement, le bailleur étant TransAlta.

Les montants à recevoir en vertu des contrats de location-financement de la société, y compris le contrat de location-financement de Solomon, se présentent comme suit :

Aux	30 septembre 2012		31 décembre 2011	
	Paiements minimaux au titre de la location	Valeur actuelle des paiements minimaux au titre de la location	Paiements minimaux au titre de la location	Valeur actuelle des paiements minimaux au titre de la location
Moins d'un an	45	42	10	9
De deux ans à cinq ans inclusivement	183	130	41	25
Plus de cinq ans	412	151	31	11
	640	323	82	45
Déduire : produits financiers non gagnés	447	-	37	-
Ajouter : valeur résiduelle non garantie	162	32	-	-
Total des créances au titre des contrats de location-financement	355	355	45	45

Inclus dans les états consolidés résumés de la situation financière à titre de :

Partie courante des créances au titre des contrats de locations-financement	8	3
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	347	42
	355	45

B. Cessions

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012, la société a réalisé un profit avant impôts et taxes respectivement de néant et 3 millions de dollars lié à la vente de son installation de biomasse en 2011. Le profit est attribuable à la libération de la contrepartie restante relative à l'atteinte de conditions portant sur des éléments environnementaux par l'acquéreur.

Le 20 décembre 2010, TransAlta Cogeneration, L.P., filiale détenue à 50,01 % par TransAlta, a conclu un accord relatif à la vente de sa participation de 50 % dans la centrale de Meridian. La société a réalisé un profit avant impôts et taxes de 3 millions de dollars au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2011.

4. PROFIT À LA VENTE D'UNE GARANTIE

Au cours de septembre 2012, la société a vendu ses créances à l'égard de MF Global Inc. relativement au remboursement d'une garantie de 36 millions de dollars américains qu'elle avait fournie, pour un produit net de 33 millions de dollars américains. En 2011, lorsque la société mère de MF Global Inc. a demandé la protection de la loi sur les faillites, une provision de 18 millions de dollars américains a été comptabilisée à l'égard de la garantie fournie. Par conséquent, un profit avant impôts et taxes de 15 millions de dollars (11 millions de dollars après impôts et taxes) a été réalisé. La réclamation, déposée au cours du premier trimestre de 2012, se rapportait principalement à la garantie de la société au titre des transactions liées aux contrats à terme standardisés.

5. ARBITRAGE RELATIF AUX UNITÉS 1 ET 2 DE LA CENTRALE DE SUNDANCE

Le 16 décembre 2010 et le 19 décembre 2010, les activités ont été interrompues à l'unité 1 et à l'unité 2, respectivement, de la centrale de Sundance de la société en raison de conditions observées dans les chaudières des deux unités. Le 8 février 2011, la société a publié un avis de cessation des activités aux fins de destruction après avoir déterminé que les unités ne pouvaient être remises en service, sur le plan économique, aux termes du contrat d'achat d'électricité («CAÉ»). En raison de l'incertitude des résultats de la décision d'arbitrage, la société avait continué de comptabiliser les paiements liés à la capacité, nets d'une provision, et d'amortir l'actif.

L'affaire a été entendue devant un groupe d'arbitrage au cours du deuxième trimestre de 2012. Le 20 juillet 2012, le groupe d'arbitrage a conclu que les unités 1 et 2 n'étaient pas économiquement détruites et que la société devait remettre la centrale en service. Le groupe a confirmé que l'événement répondait aux critères permettant d'invoquer un cas de force majeure à partir du 20 novembre 2011 jusqu'à ce que les unités soient remises en service.

L'incidence sur le compte de résultat avant impôts et taxes de la décision qui a été comptabilisée au poste «Arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance» du résultat net pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre est comme suit :

	2012	
	Trois mois clos le 30 septembre	Neuf mois clos le 30 septembre
Pénalités pour indisponibilité	-	260
Reprise de la provision sur les paiements de capacité	-	(64)
Dépréciation des unités (note 8)	-	43
Intérêts	1	9
Frais juridiques et autres coûts	6	6
Total de l'incidence avant impôts et taxes¹	7	254

¹) L'incidence avant impôts et taxes connexes pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012 est un recouvrement respectivement de 65 millions de dollars et 2 millions de dollars.

6. PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES

Plusieurs CAÉ et autres contrats à long terme de la société respectent les critères de contrats de location simple. Les produits locatifs, y compris le loyer conditionnel, relatifs à ces contrats et présentés dans les produits des activités ordinaires dans les comptes consolidés résumés de résultat pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012 ont totalisé respectivement 52 millions de dollars (35 millions de dollars pour la période de trois mois close le 30 septembre 2011) et 134 millions de dollars (118 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011).

7. CHARGES SELON LEUR NATURE

Les charges sont classées selon leur nature comme suit :

	Trois mois clos le 30 septembre 2012		Trois mois clos le 30 septembre 2011	
	Combustible et achats d'électricité	Activités opérationnelles, entretien et administration	Combustible et achats d'électricité	Activités opérationnelles, entretien et administration
Combustible	170	-	188	-
Achats d'électricité	30	-	59	-
Salaires et avantages sociaux	1	65	1	77
Amortissement	7	-	10	-
Autres charges opérationnelles	-	52	-	61
Total	208	117	258	138

	Neuf mois clos le 30 septembre 2012		Neuf mois clos le 30 septembre 2011	
	Combustible et achats d'électricité	Activités opérationnelles, entretien et administration	Combustible et achats d'électricité	Activités opérationnelles, entretien et administration
Combustible	434	-	495	-
Achats d'électricité	82	-	127	-
Salaires et avantages sociaux	3	197	4	215
Amortissement	27	-	29	-
Autres charges opérationnelles	-	178	-	185
Total	546	375	655	400

8. IMPUTATION POUR DÉPRÉCIATION D'ACTIFS ET REPRISE

A. Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance

Au cours de la période de trois mois close le 30 septembre 2012, la société a repris un montant de 41 millions de dollars au titre de pertes de valeur de 43 millions de dollars déjà comptabilisées à l'égard des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance au cours du deuxième trimestre. La reprise est le résultat des années additionnelles d'activités marchandes qui devraient être réalisées aux unités 1 et 2 en raison des récentes modifications apportées aux règlements fédéraux canadiens qui exigent que les centrales alimentées au charbon cessent leurs activités après un maximum de 50 ans d'exploitation. Le projet de règlement précédent proposait la fermeture des installations après 45 ans. Le montant recouvrable était fondé sur une estimation de la juste valeur, moins les coûts de la vente, provenant des flux de trésorerie devant résulter de la durée d'utilité révisée des unités, tout en tenant compte des dispositions du CAÉ et des prix ayant cours sur le marché. Le test de dépréciation du deuxième trimestre était basé sur une estimation de la juste valeur, moins les coûts de la vente, tenant compte des flux de trésorerie devant découler des activités selon les dispositions du CAÉ.

La perte et la reprise ont été incluses dans le secteur Production.

B. Centrale thermique de Centralia

En 2011, le projet de loi intitulé TransAlta Energy Bill (le «projet de loi») a été promulgué dans l'État de Washington. Le projet de loi et un protocole d'entente signé le 23 décembre 2011, qui fait partie du projet de loi, établissent un cadre en vue de la transition de l'énergie produite à la centrale thermique de Centralia d'ici 2025. Le projet de loi et le protocole d'entente comprennent des éléments clés concernant notamment le calendrier de l'interruption des activités aux unités et la levée des restrictions prévues dans les modalités des contrats d'électricité que la société peut conclure.

À la fin de 2011, une équipe commerciale spécialisée a été mise sur pied pour conclure des contrats à long terme pour la centrale. Le 25 juillet 2012, la société a annoncé qu'un contrat d'électricité à long terme avait été conclu dans le but de fournir de l'électricité à partir de décembre 2014 jusqu'à ce que la centrale soit entièrement démantelée en 2025. Par conséquent, la société a été en mesure d'achever une évaluation visant à déterminer si la valeur comptable de la centrale thermique de Centralia était recouvrable selon une estimation de la juste valeur moins les coûts de la vente. La juste valeur a été établie à partir des flux de trésorerie futurs devant être générés par les activités de la centrale et déterminés par les prix figurant dans le contrat et observés sur le marché. Au cours de la période de neuf mois, une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes de 347 millions de dollars a été comptabilisée et incluse dans le secteur Production.

En plus de l'imputation pour dépréciation, la société a sorti du bilan des actifs d'impôt différé de 169 millions de dollars, puisqu'il n'est plus probable que les activités de la société aux États-Unis, qui ont subi l'incidence de la dépréciation de la centrale thermique de Centralia, génèrent un revenu imposable suffisant pour permettre à la société d'utiliser l'avantage lié aux actifs d'impôt différé.

C. Divers

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012, la société a comptabilisé une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes de néant et 18 millions de dollars relativement à cinq actifs au sein des centrales d'énergies renouvelables. Les dépréciations sont le résultat du test de dépréciation annuel fondé sur des estimations de la juste valeur moins les coûts de la vente, découlant des prévisions à long terme et des prix observés sur les marchés. Les actifs ont été dépréciés surtout en raison des attentes à l'égard d'une baisse des prix du marché. Ces pertes de valeur ont été incluses dans le secteur Production.

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2011, la société a procédé à des tests de dépréciation en se fondant sur une estimation de la juste valeur moins les coûts de la vente, découlant des prévisions à long terme et des prix observés sur les marchés. Ainsi, la société a comptabilisé une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes respectivement de 5 millions de dollars et 14 millions de dollars à l'égard d'un actif au sein des centrales d'énergies renouvelables afin de ramener la valeur de cet actif à la juste valeur. La perte de valeur a été incluse dans le secteur Production pour la période applicable.

D. Reprises

Les imputations pour dépréciation restantes et la diminution de l'actif d'impôt différé peuvent être reprises dans des périodes futures si, respectivement, les flux de trésorerie devant être générés par les centrales touchées et le revenu imposable qui devrait être généré par la centrale thermique de Centralia s'améliorent.

9. PARTICIPATIONS

Les placements de la société dans des entités contrôlées conjointement comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence comprennent les placements dans CE Generation, LLC et Wailuku River Hydroelectric, L.P.

Voici un sommaire des résultats des activités opérationnelles et de la situation financière se rapportant à la quote-part de la société dans ces entités :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
Résultats des activités opérationnelles				
Produits des activités ordinaires	34	45	84	104
Charges	(34)	(31)	(89)	(88)
Quote-part du résultat net	-	14	(5)	16

Aux	30 septembre	31 décembre
	2012	2011
Situation financière		
Actifs courants	34	42
Actifs non courants	398	423
Passifs courants	(33)	(29)
Passifs non courants	(207)	(229)
Participations ne donnant pas le contrôle	(14)	(14)
Quote-part de l'actif net	178	193

10. CHARGE D'INTÉRÊT NETTE

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

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
Intérêt sur la dette	54	57	168	167
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif (note 17)	(1)	(8)	(2)	(31)
Inefficacité des couvertures de la juste valeur	1	(1)	1	(1)
Divers	(1)	-	1	1
Charge d'intérêt	53	48	168	136
Désactualisation des provisions (note 19)	5	6	14	15
Charge d'intérêt nette	58	54	182	151

La société incorpore l'intérêt dans le coût de l'actif au cours de la construction des projets d'immobilisations de croissance. Un montant de 2 millions de dollars a été incorporé dans le coût de l'actif jusqu'à maintenant en 2012 relativement à New Richmond. L'intérêt incorporé dans le coût de l'actif en 2011 a trait principalement à l'unité 3 de la centrale de Keephills.

11. IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT

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

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
Charge d'impôt exigible	10	4	18	16
Ajustements à l'égard des impôts exigibles des périodes antérieures	-	-	2	-
Ajustements à l'égard des impôts différés de l'exercice précédent	(3)	-	(3)	-
Charge (recouvrement) d'impôt différé lié(e) à la naissance et à la reprise des différences temporelles	8	5	(76)	79
Charge d'impôt différé résultant de modifications apportées aux taux d'impôt ou aux lois fiscales ¹	-	-	7	-
Avantage découlant de pertes fiscales, de crédits d'impôt ou de différences temporelles d'une période antérieure non comptabilisés utilisés pour réduire la charge d'impôt exigible	3	-	(11)	-
Avantage découlant de pertes fiscales, de crédits d'impôt ou de différences temporelles d'une période antérieure non comptabilisés utilisés pour réduire la charge d'impôt différé	(4)	-	(14)	-
Charge d'impôt différé découlant de la réduction de valeur des actifs d'impôt différé (note 8)	-	-	169	-
Charge d'impôts sur le résultat	14	9	92	95

1) A trait à l'incidence du projet de loi sur le budget de l'Ontario, qui gèle à 11,5 % le taux d'imposition général des sociétés en Ontario. La société a utilisé le taux d'impôt réduit prévu pratiquement en vigueur de 10,0 %.

La charge d'impôts sur le résultat est présentée dans les comptes consolidés résumés de résultat comme suit :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
Charge d'impôt exigible	13	4	9	16
Charge d'impôt différé	1	5	83	79
Charge d'impôts sur le résultat	14	9	92	95

12. INSTRUMENTS FINANCIERS

A. Actifs financiers et passifs financiers – Classement et 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

Les méthodes utilisées par la société pour calculer les justes valeurs et les descriptions de la hiérarchie de la juste valeur sont analysées plus en détail à la note 13 B) des plus récents états financiers consolidés annuels.

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.

Les tableaux suivants résument les facteurs clés influant sur la juste valeur des actifs et passifs de gestion du risque par niveau de classement pour les opérations sur les produits énergétiques effectuées au cours des périodes de neuf mois closes respectivement les 30 septembre 2012 et 2011 :

	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 2011	-	(90)	(14)	-	287	7	-	197	(7)
Variations attribuables aux :									
Variations des prix du marché pour les contrats existants	-	47	12	-	(32)	22	-	15	34
Nouveaux contrats	-	5	-	-	(15)	9	-	(10)	9
Contrats réglés	-	10	6	(1)	(167)	(15)	(1)	(157)	(9)
Abandon de la comptabilité de couverture pour certains contrats	-	(20)	-	-	15	5	-	(5)	5
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 30 septembre 2012	-	(48)	4	(1)	88	28	(1)	40	32
Information additionnelle sur le profit (la perte) relative au niveau III									
Variation de la juste valeur incluse dans les autres éléments du résultat global			18			-			18
Profit (perte) réalisé(e) inclus(e) dans le résultat avant impôts sur le résultat			(6)			15			9
Profit latent inclus dans le résultat avant impôts sur le résultat liés aux actifs nets détenus au 30 septembre 2012			-			22			22

	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 2010	-	319	(20)	(1)	53	-	(1)	372	(20)
Variations attribuables aux :									
Variations des prix du marché pour les contrats existants	-	6	(23)	(5)	(18)	22	(5)	(12)	(1)
Nouveaux contrats	-	8	-	4	50	6	4	58	6
Contrats réglés	-	(146)	-	1	(46)	1	1	(192)	1
Abandon de la comptabilité de couverture pour certains contrats	-	(253)	30	-	253	(30)	-	-	-
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 30 septembre 2011	-	(66)	(13)	(1)	292	(1)	(1)	226	(14)
Information additionnelle sur le profit (la perte) relative au niveau III									
Variation de la juste valeur incluse dans les autres éléments du résultat global			(23)			-			(23)
Profit (perte) réalisé(e) inclus(e) dans le résultat avant impôts sur le résultat			-			(1)			(1)
Profit latent inclus dans le résultat avant impôts sur le résultat liés aux actifs nets détenus au 30 septembre 2011			-			35			35

Dans la mesure du possible, les variations des actifs et passifs nets de gestion du risque pour les positions des éléments autres que de couverture sont reflétées dans la marge brute des secteurs Opérations sur les produits énergétiques et Production.

On estime que l'incidence de l'utilisation d'autres hypothèses raisonnablement possibles comme données pour les techniques d'évaluation à partir desquelles les justes valeurs des opérations sur les produits énergétiques de niveau III sont déterminées au 30 septembre 2012 est de +/- 33 millions de dollars (+/- 33 millions de dollars au 31 décembre 2011).

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 neuf mois closes respectivement les 30 septembre 2012 et 2011 :

	Couvertures			Autres que de couverture			Total		
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III
Passifs nets de gestion du risque au 31 décembre 2011	-	(50)	-	-	-	-	-	(50)	-
Variations attribuables aux :									
Variations des prix du marché pour les contrats existants	-	(31)	-	-	-	-	-	(31)	-
Nouveaux contrats	-	(56)	-	-	-	-	-	(56)	-
Contrats réglés	-	23	-	-	-	-	-	23	-
Abandon de la comptabilité de couverture pour certains contrats	-	1	-	-	(1)	-	-	-	-
Passifs nets de gestion du risque au 30 septembre 2012	-	(113)	-	-	(1)	-	-	(114)	-

	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 2010	-	(37)	-	-	1	-	-	(36)	-
Variations attribuables aux :									
Variations des prix du marché pour les contrats existants	-	43	-	-	-	-	-	43	-
Nouveaux contrats	-	(27)	-	-	1	-	-	(26)	-
Contrats réglés	-	(1)	-	-	-	-	-	(1)	-
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 30 septembre 2011	-	(22)	-	-	2	-	-	(20)	-

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	
Dette à long terme au 30 septembre 2012¹	-	4 388	-	4 388	4 167
Dette à long terme au 31 décembre 2011 ¹	-	4 324	-	4 324	4 037

1) Inclut la partie courante.

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

Un profit initial ou une perte initiale peut surgir en raison 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. Le profit latent (la perte latente) se rapportant aux instruments financiers de niveau III est différé(e) dans les actifs ou passifs de gestion du risque et est comptabilisé(e) en résultat net sur la durée du contrat correspondant. Au 30 septembre 2012, le profit non amorti s'élevait à 8 millions de dollars (profit de 4 millions de dollars au 31 décembre 2011).

13. 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 septembre 2012				31 décembre 2011	
	Couvertures de l'investissement net	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	-	18	-	199	217	390
Non courants	-	12	-	49	61	73
Total des actifs de gestion du risque – opérations sur les produits énergétiques	-	30	-	248	278	463
Autres						
Courants	1	-	-	1	2	1
Non courants	-	-	10	-	10	26
Total des autres actifs de gestion du risque	1	-	10	1	12	27
Passifs de gestion du risque						
Opérations sur les produits énergétiques						
Courants	-	17	-	128	145	167
Non courants	-	57	-	5	62	106
Total des passifs de gestion du risque	-	74	-	133	207	273
Autres						
Courants	1	59	-	2	62	41
Non courants	-	64	-	-	64	36
Total des autres passifs de gestion du risque	1	123	-	2	126	77
Actifs (passifs) nets de gestion du risque – opérations sur les produits énergétiques						
	-	(44)	-	115	71	190
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque						
	-	(123)	10	(1)	(114)	(50)
Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque						
	-	(167)	10	114	(43)	140

Des informations additionnelles sur les instruments dérivés sont présentées à leur montant net ci-après.

I. Couvertures

a. Couvertures de l'investissement net

La société couvre son investissement net dans les établissements à l'étranger au moyen d'emprunts libellés en dollars américains, de swaps de devises et de contrats de change à terme.

Les couvertures de l'investissement net de la société comprennent la dette à long terme libellée en dollars américains d'une valeur nominale de 770 millions de dollars américains (820 millions de dollars américains au 31 décembre 2011) et les contrats de change à terme suivants :

Aux	30 septembre 2012			31 décembre 2011			
	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Passif à la juste valeur Échéance	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Passif à la juste valeur	Échéance
<i>Contrats de change à terme</i>							
175 \$ AU	178 \$ CA	-	2012	185 \$ AU	184 \$ CA	(4)	2012
-	-	-	-	135 \$ US	138 \$ CA	-	2012

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, la société a annulé la désignation de 300 millions de dollars d'emprunts en vertu d'une facilité de crédit libellée en dollars américains, de 50 millions de dollars américains de billets de premier rang et de 60 millions de dollars américains de contrats de change à terme à titre de couvertures de l'investissement net en raison d'une baisse de son investissement dans les établissements à l'étranger découlant de la dépréciation de la centrale thermique de Centralia. Le montant cumulé des profits (pertes) de change nets lié à ces couvertures jusqu'à la date de l'annulation de la désignation restera dans les autres éléments du résultat global jusqu'à ce que l'établissement américain visé soit sorti du bilan. Ces instruments ont été désignés comme faisant partie de la couverture de l'investissement net de la société au 31 décembre 2011.

b. Couvertures de flux de trésorerie

i. Gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques

Les instruments dérivés désignés comme instruments de couverture au titre des opérations sur les produits énergétiques en cours de la société au 30 septembre 2012 se présentent comme suit :

Aux	30 septembre 2012		31 décembre 2011	
	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Notionnel vendu	Notionnel acquis
Type (en milliers)				
Électricité (MWh)	4 765	-	7 817	4
Gaz naturel (GJ)	485	38 921	2 032	39 022
Pétrole (gallons)	-	-	-	6 300

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012, des profits latents avant impôts et taxes de respectivement néant (profit de 3 millions de dollars pour la période de trois mois close le 30 septembre 2011) et 75 millions de dollars (profit de 207 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011) liés à certaines relations de couverture de l'électricité dont la désignation a été annulée et qui sont réputés inefficaces aux fins comptables ont été retirés du cumul des autres éléments du résultat global et comptabilisés en résultat. Les couvertures de flux de trésorerie portaient sur la production d'électricité future attendue au cours de 2011 et en 2012. Au premier trimestre de 2011, la production était évaluée comme s'il était très probable qu'elle ne se réaliserait pas compte tenu des prix alors prévus. Ces profits latents ont été calculés d'après les prix à terme alors en vigueur, qui changeront d'ici à ce que les contrats soient réglés. Si ces couvertures n'avaient pas été jugées inefficaces aux fins comptables, les produits associés à ces contrats auraient été comptabilisés dans le résultat net de la période de règlement des contrats, soit, dans la plupart des cas, au cours de 2012. Comme ces profits ont déjà été comptabilisés dans le résultat au cours de la période considérée et de la période précédente, le résultat différé futur sera plus faible; toutefois, les flux de trésorerie prévus provenant de ces contrats ne changeront pas.

Au cours de 2012, la société a abandonné la comptabilité de couverture pour certaines couvertures de flux de trésorerie qui ne répondaient plus aux critères d'application de celles-ci. Au 30 septembre 2012, les profits cumulés de 14 millions de dollars continueront 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 ont lieu.

ii. Gestion du risque de change

La société utilise les contrats de change à terme pour couvrir une partie de ses encaissements et dépenses futurs libellés en monnaie étrangère et gérer son exposition au risque de change à l'égard de la dette non désignée à titre de couverture de l'investissement net, et les swaps de devises pour gérer les expositions au risque de change au titre de la dette libellée en monnaie étrangère.

Aux		30 septembre 2012		31 décembre 2011			
Notionnel vendu	Notionnel acquis	Actif (passif) à la juste valeur		Notionnel vendu	Notionnel acquis	Passif à la juste valeur	
			Échéance				Échéance
<i>Contrats de change à terme – encaissements et dépenses libellés en devises</i>							
2 \$ US	2 \$ CA	-	2012	8 \$ US	8 \$ CA	-	2012
56 \$ CA	43 €	(1)	2012	103 \$ CA	74 €	(6)	2012
4 \$ AU	4 \$ US	-	2012	-	-	-	-
252 \$ CA	235 \$ US	(14)	2012-2017	250 \$ CA	233 \$ US	(8)	2012-2017
<i>Contrats de change à terme – dette libellée en devises</i>							
51 \$ CA	50 \$ US	(2)	2012	-	-	-	-
314 \$ CA	300 \$ US	(17)	2013	314 \$ CA	300 \$ US	(5)	2013
308 \$ CA	300 \$ US	(12)	2013	-	-	-	-
-	-	-	-	312 \$ CA	300 \$ US	(5)	2012
<i>Swaps de devises – dette libellée en devises</i>							
530 \$ CA	500 \$ US	(36)	2015	530 \$ CA	500 \$ US	(22)	2015

iii. Gestion du risque de taux d'intérêt

La société a des swaps de taux d'intérêt différés en cours à des taux fixes se situant entre 3,07 % et 3,75 % (2,75 % et 3,43 % au 31 décembre 2011). Les swaps de taux d'intérêt différés servent à contrebalancer la variabilité des flux de trésorerie découlant des émissions anticipées de dette à long terme.

Aux	30 septembre 2012		31 décembre 2011			
	Notionnel	Passif à la juste valeur	Échéance	Notionnel	Passif à la juste valeur	Échéance
	300 \$ US	(41)	2013	300 \$ US	(25)	2012

iv. Incidences de la couverture des flux de trésorerie

Les tableaux suivants résument les incidences des couvertures des flux de trésorerie :

Trois mois clos le 30 septembre 2012					
	Partie efficace			Partie inefficace	
Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie	Profit (perte) avant impôts et taxes comptabilisé(e) dans les autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé(e) à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts et taxes reclassé(e) à partir des autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé(e) à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts et taxes comptabilisé(e) dans les résultats
Contrats sur produits de base	49	Produits des activités ordinaires	6	Produits des activités ordinaires	-
Contrats de change à terme sur les couvertures de projets	(13)	Immobilisations corporelles	3	(Profit) perte de change	-
Contrats de change à terme sur les couvertures de la dette en dollars américains	(39)	(Profit) perte de change	38	(Profit) perte de change	-
Swaps de devises	(26)	(Profit) perte de change	26	(Profit) perte de change	-
Contrats de swaps de taux d'intérêt différés	-	Charge d'intérêt	-	Charge d'intérêt	2
Incidence sur les autres éléments du résultat global	(29)	Incidence sur les autres éléments du résultat global	73	Incidence sur le résultat net	2

Trois mois clos le 30 septembre 2011					
	Partie efficace			Partie inefficace	
Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie	Profit (perte) avant impôts et taxes comptabilisé(e) dans les autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé(e) à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts et taxes reclassé(e) à partir des autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé(e) à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts et taxes comptabilisé(e) dans les résultats
Contrats sur produits de base	(29)	Produits des activités ordinaires	12	Produits des activités ordinaires	(3)
Contrats de change à terme sur les couvertures de projets	11	Immobilisations corporelles	-	(Profit) perte de change	-
Contrats de change à terme sur les couvertures de la dette en dollars américains	31	(Profit) perte de change	(79)	(Profit) perte de change	-
Swaps de devises	28	(Profit) perte de change	10	(Profit) perte de change	-
Contrats de swaps de taux d'intérêt différés	(21)	Charge d'intérêt	-	Charge d'intérêt	-
Incidence sur les autres éléments du résultat global	20	Incidence sur les autres éléments du résultat global	(57)	Incidence sur le résultat net	(3)

Neuf mois clos le 30 septembre 2012

	Partie efficace			Partie inefficace	
Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie	Profit (perte) avant impôts et taxes comptabilisé(e) dans les autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé(e) à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts et taxes reclassé(e) à partir des autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé(e) à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts et taxes comptabilisé(e) dans les résultats
Contrats sur produits de base	50	Produits des activités ordinaires	16	Produits des activités ordinaires	(75)
Contrats de change à terme sur les couvertures de projets	(10)	Immobilisations corporelles	4	(Profit) perte de change	-
Contrats de change à terme sur les couvertures de la dette en dollars américains	(28)	(Profit) perte de change	36	(Profit) perte de change	-
Swaps de devises	(14)	(Profit) perte de change	20	(Profit) perte de change	-
Contrats de swaps de taux d'intérêt différés	(16)	Charge d'intérêt	2	Charge d'intérêt	2
Incidence sur les autres éléments du résultat global	(18)	Incidence sur les autres éléments du résultat global	78	Incidence sur le résultat net	(73)

Neuf mois clos le 30 septembre 2011

	Partie efficace			Partie inefficace	
Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie	Profit (perte) avant impôts et taxes comptabilisé(e) dans les autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé(e) à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts et taxes reclassé(e) à partir des autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé(e) à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts et taxes comptabilisé(e) dans les résultats
Contrats sur produits de base	(45)	Produits des activités ordinaires	(60)	Produits des activités ordinaires	(207)
Contrats de change à terme sur les couvertures de projets	6	Immobilisations corporelles	-	(Profit) perte de change	-
Contrats de change à terme sur les couvertures de la dette en dollars américains	12	(Profit) perte de change	(62)	(Profit) perte de change	-
Swaps de devises	14	(Profit) perte de change	26	(Profit) perte de change	-
Contrats de swaps de taux d'intérêt différés	(21)	Charge d'intérêt	1	Charge d'intérêt	-
Incidence sur les autres éléments du résultat global	(34)	Incidence sur les autres éléments du résultat global	(95)	Incidence sur le résultat net	(207)

Au cours des 12 prochains mois, la société estime que 4 millions de dollars de profits 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. En outre, la société a l'intention de régler une partie importante des couvertures de flux de trésorerie par la livraison des produits de base sous-jacents, ce qui entraîne un règlement brut au prix stipulé dans le contrat.

c. Couvertures de la juste valeur

i. Gestion du risque de taux d'intérêt

La société a converti une partie de sa dette à taux d'intérêt fixe, dont le taux est de 6,65 %, en une dette à taux d'intérêt variable au moyen de swaps de taux d'intérêt, comme il est présenté dans le tableau qui suit :

Aux	30 septembre 2012		31 décembre 2011			
	Notionnel	Actif à la juste valeur	Notionnel	Actif à la juste valeur	Échéance	
50 \$ US		10	2018	150 \$ US	25	2018

Compte tenu des swaps de taux d'intérêt décrits ci-dessus, 33 % de la dette de la société au 30 septembre 2012 est assujettie à des taux d'intérêt variables (23 % au 31 décembre 2011).

ii. Incidences de la couverture de la juste valeur

L'incidence nette de la partie inefficace des couvertures de juste valeur comptabilisées dans la charge d'intérêt nette dans les comptes consolidés résumés de résultat pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012 a représenté respectivement une perte de 1 million de dollars (profit de 1 million de dollars pour la période de trois mois close le 30 septembre 2011) et une perte de 1 million de dollars (profit de 1 million de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011).

II. Éléments autres que de couverture

La société conclut diverses transactions sur instruments dérivés qui ne satisfont pas aux conditions de la comptabilité de couverture ou pour lesquelles il a été décidé de ne pas appliquer la comptabilité de couverture. Ainsi, les actifs et passifs connexes sont classés comme détenus à des fins de transaction. Les profits ou pertes réalisés et latents nets découlant des variations de la juste valeur de ces instruments dérivés sont présentés dans le résultat au cours de la période où surviennent les variations.

a. Éléments autres que de couverture dérivés – Gestion du risque lié aux opérations sur les produits énergétiques

Aux	30 septembre 2012		31 décembre 2011	
	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Notionnel vendu	Notionnel acquis
Type (en milliers)				
Électricité (MWh)	49 487	37 889	56 374	47 133
Gaz naturel (GJ)	1 735 481	1 717 530	1 007 959	1 030 710
Transport (MWh)	-	3 058	-	2 908
Émissions (tonnes)	65	30	-	-
Pétrole (gallons)	-	2 394	-	6 552

b. Autres éléments autres que de couverture dérivés

Aux	30 septembre 2012				31 décembre 2011			
	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Actif (passif) à la juste valeur	Échéance	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Passif à la juste valeur	Échéance
<i>Contrats de change à terme</i>								
18 \$ AU	19 \$ CA	-	2012	37 \$ CA	36 \$ AU	-	2012	
254 \$ US	250 \$ CA	-	2012	19 \$ CA	19 \$ US	-	2012	
1 \$ CA	- \$ US	(1)	2012	-	-	-	-	

c. Swaps sur rendement total

La société a des programmes de rémunération et d'unités d'actions différées dont les valeurs dépendent du prix des actions ordinaires de la société. La société a fixé une partie du montant du règlement de ces programmes en concluant un swap sur rendement total pour lequel la comptabilité de couverture n'a pas été appliquée. Le swap sur rendement total est réglé au comptant tous les trimestres d'après la différence existant entre le prix fixe et le prix du marché des actions ordinaires de la société à la fin de chaque trimestre.

d. Incidences des éléments autres que de couverture

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012, la société a comptabilisé des pertes latentes nettes respectivement de 53 millions de dollars (profit de 61 millions de dollars pour la période de trois mois close le 30 septembre 2011) et 111 millions de dollars (profit de 81 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011) liées aux instruments dérivés sur les produits de base.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2012, un profit de 1 million de dollars (profit de 1 million de dollars pour la période de trois mois close le 30 septembre 2011) lié aux dérivés de change a été comptabilisé et comprenait un profit latent net de néant (profit de 3 millions de dollars pour la période de trois mois close le 30 septembre 2011) et un profit réalisé net de 1 million de dollars (perte de 2 millions de dollars pour la période de trois mois close le 30 septembre 2011). Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, une perte de 1 million de dollars (perte de 3 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011) a été comptabilisée et comprenait une perte latente nette de néant (profit de 5 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011) et une perte réalisée nette de 1 million de dollars (perte de 8 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011).

B. Nature et étendue des risques découlant des instruments financiers

L'analyse qui suit se limite à la nature et à l'étendue des risques découlant des instruments financiers, qui sont également analysées plus en détail à la note 14 B) des états financiers consolidés annuels de 2011.

I. Risque de marché

a. Risque lié au prix des produits de base

i. 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

valeur à risque («VaR») est la mesure la plus fréquemment employée pour faire le suivi et gérer le risque de marché associé aux positions de négociation. 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.

La VaR au 30 septembre 2012 liée aux activités de négociation de la société sur les produits énergétiques pour compte propre a été de 2 millions de dollars (5 millions de dollars au 31 décembre 2011).

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

Le secteur Production utilise divers contrats sur produits de base afin de gérer le risque lié au prix des produits de base découlant de la production d'électricité, des achats de combustible, des émissions et des sous-produits qu'il juge appropriés. Au 30 septembre 2012, 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 6 millions de dollars (5 millions de dollars au 31 décembre 2011). La VaR au 30 septembre 2012 associée aux positions et aux couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture s'est établie à 9 millions de dollars (9 millions de dollars au 31 décembre 2011).

b. Risque de taux d'intérêt

Le risque de taux d'intérêt survient lorsque la juste valeur ou les flux de trésorerie futurs d'un instrument financier peuvent fluctuer en raison des variations des taux d'intérêt du marché.

L'incidence possible sur le résultat net et les autres éléments du résultat global des variations des taux d'intérêt du marché se répercutant sur la dette à taux variable, les actifs portant intérêt et les instruments dérivés sur taux d'intérêt de la société, en cours à la date de l'état de la situation financière, est décrite ci-après. L'analyse de sensibilité a été préparée en utilisant l'évaluation par la direction selon laquelle une hausse ou une baisse de 50 points de base (50 points de base au 30 septembre 2011) est une variation potentielle raisonnable des taux d'intérêt du marché au cours du prochain trimestre.

	Neuf mois clos les 30 septembre			
	2012		2011	
	Augmentation du résultat net ¹	Perte au titre des autres éléments du résultat global ¹	Augmentation du résultat net ¹	Perte au titre des autres éléments du résultat global ¹
Variation de 50 points de base	4	(11)	4	(11)

1) Ce calcul suppose une diminution des taux d'intérêt du marché. Une augmentation aurait l'effet contraire.

c. Risque de change

La société court des risques à l'égard de diverses devises, comme l'euro et les dollars américain et australien, par suite des placements et activités dans des territoires étrangers, du résultat net de ces activités et de l'acquisition de matériel et de services auprès de fournisseurs étrangers.

L'incidence possible sur le résultat net et les autres éléments du résultat global des fluctuations des taux de change associés aux instruments financiers en cours à la date de l'état de la situation financière est présentée ci-après. L'analyse de sensibilité a été préparée en utilisant l'évaluation par la direction selon laquelle une augmentation ou une diminution moyenne de 0,06 \$ (0,06 \$ au 30 septembre 2011) de ces devises par rapport au dollar canadien est une variation potentielle raisonnable au cours du prochain trimestre et est limitée au risque lié aux instruments financiers libellés dans une devise autre que la monnaie fonctionnelle.

Neuf mois clos les 30 septembre

	2012		2011	
Devise	Diminution du résultat net¹	Profit au titre des autres éléments du résultat global^{1,2}	Diminution du résultat net¹	Profit au titre des autres éléments du résultat global^{1,2}
\$ US	(16)	12	(3)	11
\$ AU	(1)	-	(1)	-
€	-	2	-	3
Total	(17)	14	(4)	14

1) Ces calculs supposent une augmentation de la valeur de ces devises par rapport au dollar canadien. Une diminution aurait l'effet contraire.

2) L'incidence du change liée aux instruments financiers désignés comme instruments de couverture dans les couvertures de l'investissement net a été exclue.

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.

Au 30 septembre 2012, TransAlta avait un contrat avec une contrepartie dont la position de règlement nette représentait plus de 10 % du total des créances clients impayées. La société a évalué le risque de défaut lié à cette contrepartie comme étant minime.

L'exposition maximale au risque de crédit de la société au 30 septembre 2012, 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 consolidés résumés de la situation financière. 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 activités et des couvertures liées aux produits de base, à l'exception des créances sur le marché de la Californie (se reporter à la note 32 des états financiers consolidés annuels de 2011) et compte tenu de la juste valeur des positions de négociation ouvertes, déduction faite des garanties détenues, était de 26 millions de dollars au 30 septembre 2012 (38 millions de dollars au 31 décembre 2011).

La société utilise les notes de solvabilité externes, ainsi que les 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 septembre 2012 :

<i>(en pourcentage)</i>	Notation de première qualité	Notation de qualité inférieure	Total
Créances clients	95	5	100
Actifs de gestion du risque	95	5	100

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 :

	2012	2013	2014	2015	2016	2017 et par la suite	Total
Dettes fournisseurs et charges à payer	426	-	-	-	-	-	426
Garanties reçues	4	-	-	-	-	-	4
Dettes ¹	3	874	209	647	769	1 646	4 148
(Actifs) passifs de gestion du risque – opérations sur les produits énergétiques	(32)	(39)	(22)	4	5	13	(71)
Autres (actifs) passifs de gestion du risque	4	75	3	39	2	(9)	114
Intérêt sur la dette à long terme	51	203	169	138	120	820	1 501
Dividendes à verser	69	-	-	-	-	-	69
Total	525	1 113	359	828	896	2 470	6 191

1) Exclut l'incidence de la comptabilité de couverture et inclut les facilités de crédit utilisées qui devraient venir à échéance en 2013 et 2016.

C. Garantie

I. Actifs financiers donnés en garantie

Au 30 septembre 2012, la société a donné 16 millions de dollars (45 millions de dollars au 31 décembre 2011) au comptant en garantie à des chambres de compensation réglementées à titre de sûreté pour des opérations liées aux produits de base. Ces fonds sont détenus dans des comptes distincts par les chambres de compensation.

II. Actifs financiers détenus en garantie

Au 30 septembre 2012, la société avait reçu 4 millions de dollars (16 millions de dollars au 31 décembre 2011) au comptant en garantie des obligations de contreparties.

III. Modalités conditionnelles d'instruments dérivés

La garantie est comptabilisée 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 que la garantie soit comptabilisée seulement si un événement défavorable important lié au crédit survient. Si, en raison de ce type d'événement, les titres d'emprunt de premier rang non garantis de la société ne sont plus considérés comme des titres de première qualité, les contreparties à ces instruments dérivés pourraient exiger des garanties complètes de façon continue.

Au 30 septembre 2012, la société avait fourni une garantie de 68 millions de dollars (62 millions de dollars au 31 décembre 2011) sous la forme de lettres de crédit sur des instruments dérivés dans une position de passif net. Certains contrats de dérivés contiennent des clauses conditionnelles liées au risque de crédit, y compris une révision à la baisse de la note de crédit. Si pareille révision survenait, la société serait tenue de fournir une garantie additionnelle de 58 millions de dollars à ses contreparties, selon la valeur des dérivés au 30 septembre 2012.

14. LIQUIDITÉS SOUMISES À RESTRICTIONS

Au 30 septembre 2012, la société détenait 25 millions de dollars de trésorerie et d'équivalents de trésorerie (17 millions de dollars au 31 décembre 2011) ne pouvant être utilisés à des fins générales, dont la totalité se rapporte au projet Pioneer.

15. STOCKS

Les stocks détenus dans le cours normal des affaires comprennent du charbon, des crédits d'émission et du gaz naturel, et sont évalués au coût ou à leur valeur de réalisation nette, si elle est inférieure. Les stocks détenus aux fins des opérations sur les produits énergétiques, qui comprennent aussi le gaz naturel, sont évalués à la juste valeur moins les coûts de la vente.

Le classement est présenté dans le tableau qui suit :

Aux	30 septembre 2012	31 décembre 2011
Charbon	91	78
Gaz naturel	3	5
Crédits d'émission achetés	4	2
Total	98	85

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012, la société a comptabilisé respectivement une reprise de 8 millions de dollars d'une réduction de valeur antérieure et une réduction de valeur de 34 millions de dollars, relativement aux stocks de charbon à la centrale thermique de Centralia de la société. La réduction de valeur découlait de l'annulation antérieure de la désignation des couvertures à la centrale thermique de Centralia et de la faiblesse continue des prix dans la région du nord-ouest du Pacifique. La reprise au cours de la période de trois mois close le 30 septembre 2012 résulte d'un redressement des prix de l'électricité et d'une baisse des charges opérationnelles par rapport aux trimestres précédents.

16. IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT À RECEVOIR

En 2008, la société a fait l'objet d'une nouvelle cotisation par les autorités fiscales du Canada relativement à la vente du secteur Transport qu'elle exploitait précédemment, en vertu de laquelle elle a dû verser 49 millions de dollars en impôts et intérêts. La société a contesté cette nouvelle cotisation. En 2010, la Cour canadienne de l'impôt a rendu une décision autorisant le recouvrement par la société d'un montant de 38 millions de dollars payé précédemment au titre des impôts et intérêts. En 2010, TransAlta a interjeté appel auprès de la Cour fédérale pour obtenir les 11 millions de dollars qui restaient. La décision de la Cour fédérale a été reçue le 20 janvier 2012, et elle a été rendue en faveur de TransAlta. La Couronne avait 60 jours à partir de la date du jugement pour interjeter appel. Aucun appel n'a été interjeté par la Couronne. TransAlta a reçu 9 millions de dollars jusqu'à ce jour en 2012, et s'attend à recevoir le reste des 2 millions de dollars avant la fin de l'exercice.

17. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

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

	Terrains	Production thermique	Production gazière	Production d'énergie renouvelable	Biens et matériel miniers	Actifs en construction	Pièces de rechange amortissables et autres ¹	Total
Au 31 décembre 2011	74	3 153	1 041	2 057	534	196	216	7 271
Acquisitions	-	1	-	-	-	470	14	485
Amortissement	-	(201)	(72)	(66)	(26)	-	(9)	(374)
Imputation pour dépréciation d'actifs (note 8)	-	(378)	-	(18)	(12)	-	-	(408)
Reprise de l'imputation pour dépréciation d'actifs (note 8)	-	29	-	-	12	-	-	41
Révisions et ajouts – coûts de démantèlement et de remise en état	-	(6)	11	(4)	(2)	-	-	(1)
Démantèlement d'actifs	-	(25)	(2)	(2)	-	-	-	(29)
Variation des taux de change	(1)	(11)	(1)	-	-	(1)	(2)	(16)
Transferts	1	201	26	25	6	(276)	14	(3)
Au 30 septembre 2012	74	2 763	1 003	1 992	512	389	233	6 966

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

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012, la société a incorporé des intérêts respectivement de 1 million de dollars et 2 millions de dollars (8 millions de dollars et 31 millions de dollars pour la période de trois mois close le 30 septembre 2011), à un taux moyen pondéré respectivement de 5,43 % et 5,39 % (5,49 % et 5,34 % pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011), dans le coût des immobilisations corporelles.

Au cours du troisième trimestre de 2012, la société a conclu un accord avec Alstom Énergie & Transport Canada inc. pour la fabrication, la livraison et l'installation d'écrans d'eau pour les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. L'engagement portant sur un prix fixe en vertu du contrat totalise 79 millions de dollars dont une tranche de 24 millions de dollars devrait être engagée en 2012 et une tranche de 55 millions de dollars, en 2013. Les paiements seront effectués à l'atteinte des différents jalons fixés. Les frais additionnels à payer en vertu du contrat comprennent les éléments remboursables comme la main-d'œuvre directe, les sous-traitants et les incitatifs à la main-d'œuvre.

18. AUTRES ACTIFS

Les composantes des autres actifs sont comme suit :

Aux	30 septembre 2012	31 décembre 2011
Frais de permis différés	21	22
Frais de mise en valeur de projets	38	33
Frais de service différés	19	18
Dépôt au titre du transport vers l'unité 3 de la centrale de Keephills	7	8
Divers	6	9
Total des autres actifs	91	90

19. PROVISIONS POUR FRAIS DE DÉMANTÈLEMENT ET AUTRES PROVISIONS

La variation des soldes des provisions pour frais de démantèlement et autres provisions est présentée ci-après :

	Démantèlement et remise en état	Autres	Total
Solde au 31 décembre 2011	301	81	382
Passifs contractés au cours de la période	15	46	61
Passifs réglés au cours de la période	(35)	(2)	(37)
Désactualisation	13	1	14
Révisions des flux de trésorerie estimés	2	2	4
Révisions des taux d'actualisation	(15)	-	(15)
Reprises	-	(71)	(71)
Variation des taux de change	(4)	-	(4)
	277	57	334
Moins : partie courante	(26)	(27)	(53)
Solde au 30 septembre 2012	251	30	281

Les autres provisions comprennent un montant lié à la tranche des engagements portant sur un prix fixe de la société en vertu de plusieurs contrats de transport garantis de gaz naturel qui ne devrait pas être utilisé. Par conséquent, les coûts inévitables pour satisfaire à ces obligations sont supérieurs aux avantages économiques attendus des contrats. Les contrats viennent à échéance en 2018.

Les autres provisions incluent également les provisions découlant des activités opérationnelles continues et comprennent les montants relatifs aux différends commerciaux entre la société et ses clients ou ses fournisseurs. Les renseignements à l'égard du moment prévu du règlement et des incertitudes qui pourraient avoir une incidence sur le montant ou le moment du règlement n'ont pas été présentés, puisque cela pourrait avoir une incidence sur la capacité de la société à régler ces provisions d'une manière favorable.

20. DETTE À LONG TERME

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux	30 septembre 2012			31 décembre 2011		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹
Facilités de crédit ²	1 309	1 309	2,5 %	806	806	2,1 %
Déventures	837	851	6,6 %	833	851	6,6 %
Billets de premier rang ³	1 609	1 570	5,9 %	1 979	1 940	6,0 %
Dettes sans recours ⁴	374	380	5,9 %	375	382	5,9 %
Divers	38	38	6,5 %	44	44	6,6 %
	4 167	4 148		4 037	4 023	
Moins : partie courante de la dette avec recours	(303)	(303)		(314)	(314)	
Moins : partie courante de la dette sans recours	(1)	(1)		(2)	(2)	
Total de la dette à long terme	3 863	3 844		3 721	3 707	

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. Incluent 300 millions de dollars américains au 30 septembre 2012 (300 millions de dollars américains au 31 décembre 2011).

3) Valeur nominale de 1 600 millions de dollars américains au 30 septembre 2012 (1 900 millions de dollars américains au 31 décembre 2011).

4) Inclut 20 millions de dollars américains au 30 septembre 2012 (20 millions de dollars américains au 31 décembre 2011).

TransAlta a des facilités de crédit consenties totalisant 2,4 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars au 31 décembre 2011), dont un montant non prélevé de 0,8 milliard de dollars (0,9 milliard de dollars au 31 décembre 2011) était disponible au 30 septembre 2012, sous réserve des modalités d'emprunt habituelles. Outre le montant de 0,8 milliard de dollars disponible en vertu des facilités de crédit, TransAlta dispose également de 46 millions de dollars en trésorerie et équivalents de trésorerie. En avril 2012, la société a renouvelé une facilité de crédit consortiale consentie de 1,5 milliard de dollars et a reporté l'échéance de 2015 à 2016.

21. CRÉDITS DIFFÉRÉS ET AUTRES PASSIFS NON COURANTS

Les composantes des crédits différés et autres passifs non courants sont les suivantes :

Aux	30 septembre 2012	31 décembre 2011
Produits différés tirés du charbon	51	52
Valeur actuelle des obligations au titre des prestations définies	227	190
Primes à long terme	15	18
Divers	16	21
Total des crédits différés et autres passifs non courants	309	281

Les produits différés tirés du charbon se composent des paiements reçus de Keephills 3 Limited Partnership pour les livraisons futures de charbon. Depuis le démarrage des activités commerciales de l'unité 3 de la centrale de Keephills le 1^{er} septembre 2011, ces montants sont amortis par imputation aux produits sur la durée de l'entente d'approvisionnement en charbon.

22. 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.

Au 30 septembre 2012, la société avait 251,1 millions d'actions ordinaires (223,6 millions au 31 décembre 2011) émises et en circulation. Au cours de la période de trois mois close le 30 septembre 2012, 24,1 millions (0,9 million pour la période de trois mois close le 30 septembre 2011) d'actions ordinaires ont été émises pour un produit de 342 millions de dollars (17 millions de dollars pour la période de trois mois close le 30 septembre 2011). En septembre 2012, la société a émis 21,2 millions de dollars d'actions ordinaires dans le cadre d'un appel public à l'épargne et de l'exercice de l'option de surallocation connexe des preneurs fermes pour un produit net total de 295 millions de dollars. De plus, 2,9 millions (0,8 million au 30 septembre 2011) d'actions ordinaires ont été émises pour un produit de 48 millions de dollars (17 millions de dollars au 30 septembre 2011) aux fins des dividendes réinvestis dans le cadre du régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires avec Dividende Bonifié^{MC} (le « régime »), et un nombre nominal (un nombre nominal au 30 septembre 2011) d'actions a été émis pour un montant nominal (montant nominal au 30 septembre 2011). Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, 27,5 millions (2,5 millions pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011) d'actions ordinaires ont été émises pour un produit de 407 millions de dollars (51 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011). Outre l'appel public à l'épargne, 6,2 millions (2,5 millions pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011) d'actions ordinaires ont été émises pour un produit de 110 millions de dollars (49 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011) aux fins des dividendes réinvestis aux termes du régime et 0,1 million (0,1 million pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011) d'actions ordinaires ont été émises pour un produit de 2 millions de dollars (2 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011).

B. Paiements fondés sur des actions

La société émet des actions ordinaires en vertu de régimes de paiements fondés sur des actions, comme les régimes d'options sur actions et le régime d'actionnariat fondé sur le rendement, qui sont décrits de façon plus détaillée à la note 27 des derniers états financiers consolidés annuels de la société. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, un nombre nominal d'options sur actions d'employés a été exercé, est venu à échéance ou a été annulé (0,5 million pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011). Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, 1,4 million (1,5 million pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011) d'unités du régime d'actionnariat fondé sur le rendement ont été attribuées et un nombre nominal (néant pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011) a été attribué et échangé contre des actions ordinaires.

C. Régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires avec Dividende Bonifié^{MC}

Au cours du mois de février 2012, la société a ajouté une composante Dividende Bonifié^{MC} à son régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions. Le régime modifié et mis à jour porte le nom de régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires avec Dividende Bonifié^{MC}. Le régime est analysé en détail à la note 24 C) des derniers états financiers consolidés annuels.

Du dividende qui était à verser le 1^{er} octobre 2012, 73 % a été réglé par l'option de réinvestissement des dividendes en vertu du régime.

D. Dividendes

Le tableau suivant résume les dividendes sur actions ordinaires déclarés en 2011 et 2012 :

Date de déclaration	Date de versement	Dividende par action (\$)	Total des dividendes	Dividendes versés en espèces	Dividendes versés en actions en vertu du régime
25 janvier 2012	1 ^{er} avril 2012	0,29	65	23	43
25 avril 2012	1 ^{er} juillet 2012	0,29	66	18	48
13 juillet 2012	1 ^{er} octobre 2012	0,29	67	18	49
Total		0,87	198		

Date de déclaration	Date de versement	Dividende par action (\$)	Total des dividendes	Dividendes versés en espèces	Dividendes versés en actions en vertu du régime
28 avril 2011	1 ^{er} juillet 2011	0,29	64	48	16
27 juillet 2011	1 ^{er} octobre 2011	0,29	65	48	17
27 octobre 2011	1 ^{er} janvier 2012	0,29	65	45	20
Total		0,87	194		

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 états financiers consolidés résumés.

23. 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.

Le 10 août 2012, TransAlta a conclu un appel public à l'épargne visant 9 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série E pour un produit net de 219 millions de dollars. Les détenteurs d'actions privilégiées ont le droit de recevoir des dividendes en espèces fixes cumulatifs à un taux annuel de 1,25 \$ par action sur approbation du conseil d'administration, payables trimestriellement, avec un rendement annuel de 5,0 %, pour la période initiale prenant fin le 30 septembre 2017. Le taux de dividende sera rajusté le 30 septembre 2017 et tous les cinq ans par la suite à un rendement annuel égal à la somme du rendement des obligations à cinq ans du gouvernement du Canada majoré de 3,65 %. Les actions privilégiées sont rachetables au gré de TransAlta à compter du 30 septembre 2017 et le 30 septembre tous les cinq ans par la suite, à un prix de 25,00 \$ par action majoré de tous les dividendes déclarés et non versés.

Les détenteurs d'actions privilégiées de série E auront le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de premier rang rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série F le 30 septembre 2017 et le 30 septembre tous les cinq ans par la suite. Les détenteurs d'actions privilégiées de série F auront le droit de recevoir des dividendes cumulatifs à taux variable trimestriels, sur approbation du conseil d'administration, à un taux égal à la somme du taux de rendement des bons du Trésor à trois mois du gouvernement du Canada alors en vigueur et de 3,65 %.

Au 30 septembre 2012, la société avait également 12,0 millions (12,0 millions au 31 décembre 2011) d'actions privilégiées de premier rang rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série A, 11,0 millions (11,0 millions au 31 décembre 2011) d'actions privilégiées de premier rang rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série C et 9,0 millions (néant au 31 décembre 2011) d'actions privilégiées de premier rang rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série E émises et en circulation.

B. Dividendes

Le tableau suivant résume les dividendes sur actions privilégiées déclarés en 2011 et en 2012 :

Actions privilégiées de premier rang rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série A :

Date de déclaration	Date de versement	Dividende par action (\$)	Total des dividendes
25 janvier 2012	31 mars 2012	0,2875	3
25 avril 2012	30 juin 2012	0,2875	4
13 juillet 2012	30 sept. 2012	0,2875	4
		0,8625	11

Date de déclaration	Date de versement	Dividende par action (\$)	Total des dividendes
28 avril 2011	30 juin 2011	0,2875	3
27 juillet 2011	30 sept. 2011	0,2875	4
27 octobre 2011	31 déc. 2011	0,2875	4
		0,8625	11

Actions privilégiées rachetables de premier rang à taux rajusté et à dividende cumulatif de série C :

Date de déclaration	Date de versement	Dividende par action (\$)	Total des dividendes
25 janvier 2012 ¹	31 mars 2012	0,3844	4
25 avril 2012	30 juin 2012	0,2875	3
13 juillet 2012	30 sept. 2012	0,2875	3
		0,9594	10

1) Inclut des dividendes de 0,0969 \$ par action pour la période du 29 novembre 2011 au 31 décembre 2011.

Au 30 septembre 2012, la société a comptabilisé des dividendes sur actions privilégiées de premier rang rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série E. Aucun dividende n'a été déclaré à ce jour en 2012.

24. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

Les composantes et les variations du cumul des autres éléments du résultat global sont présentées ci-après :

	2012	2011
Ajustement au titre de la conversion des monnaies étrangères		
Solde d'ouverture	(28)	(27)
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger	(36)	43
Profits (pertes) sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts et taxes ¹	25	(42)
Solde aux 30 septembre	(39)	(26)
Couvertures de flux de trésorerie		
Solde d'ouverture	(28)	232
Pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ²	(15)	(34)
Reclassement des pertes sur instruments dérivés désignés comme couverture de flux de trésorerie dans les actifs non financiers, déduction faite des impôts et taxes ³	3	-
Reclassement des (profits) pertes sur instruments dérivés désignés comme couverture de flux de trésorerie dans le résultat net, déduction faite des impôts et taxes ⁴	14	(203)
Solde aux 30 septembre	(26)	(5)
Avantages du personnel		
Solde d'ouverture	(46)	(20)
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes ⁵	(29)	(19)
Solde aux 30 septembre	(75)	(39)
Entités émettrices		
Solde d'ouverture	-	-
Autres éléments du résultat global des entités émettrices, déduction faite des impôts et taxes ⁶	(2)	-
Solde aux 30 septembre	(2)	-
Cumul des autres éléments du résultat global	(142)	(70)

1) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 3 pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012 (recouvrement de 6 en 2011).

2) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 3 pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012 (charge de 4 en 2011).

3) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 1 pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012 (néant en 2011).

4) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 13 pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012 (charge de 99 en 2011).

5) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 10 pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012 (recouvrement de 7 en 2011).

6) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 1 pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012 (néant en 2011).

25. ÉVENTUALITÉS

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

26. ENGAGEMENTS

A. Garanties – Lettres de crédit

Des lettres de crédit sont émises à des contreparties dans le cadre de divers arrangements contractuels avec la société et certaines de ses filiales. Si la société ou ses filiales ne respectent pas les dispositions de ces contrats, la contrepartie peut présenter une réclamation de paiement à l'institution financière, par l'intermédiaire de laquelle la lettre de crédit a été émise. Tous les montants à payer par la société ou ses filiales figurent dans les états consolidés de la situation financière. Toutes les lettres de crédit arrivent à échéance à moins d'un an et seront renouvelées, au besoin, dans le cours normal des affaires. Les lettres de crédit en cours au 30 septembre 2012 totalisaient 316 millions de dollars (328 millions de dollars au 31 décembre 2011), et aucun montant (néant au 31 décembre 2011) n'a été exercé par des contreparties en vertu de ces arrangements.

B. Engagements d'achat

Au cours du troisième trimestre de 2012, la société a conclu plusieurs contrats d'achat de gaz naturel pour répondre aux besoins en combustible, et de transport pour le reste de 2012 et 2013. Les paiements futurs sont estimés à 5 millions de dollars pour 2012 et 43 millions de dollars pour 2013.

27. INFORMATIONS SECTORIELLES

A. Résultats sectoriels

Chaque secteur d'activité est responsable de ses résultats opérationnels.

Trois mois clos le 30 septembre 2012	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	554	(16)	-	538
Combustible et achat d'électricité	208	-	-	208
Marge brute	346	(16)	-	330
Activités opérationnelles, entretien et administration	89	7	21	117
Amortissement	117	-	5	122
Imputation pour dépréciation d'actifs (reprise)	(41)	-	-	(41)
Réduction (reprise) de valeur des stocks	(8)	-	-	(8)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	8	-	-	8
Répartition des coûts intersectoriels	3	(3)	-	-
Produits opérationnels (pertes opérationnelles)	178	(20)	(26)	132
Produits financiers tirés des contrats de location-financement	1	-	-	1
Profit à la vente d'une garantie	-	15	-	15
Arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	(7)	-	-	(7)
Profit de change				2
Charge d'intérêt nette				(58)
Résultat avant impôts sur le résultat				85

Trois mois clos le 30 septembre 2011	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	584	45	-	629
Combustible et achat d'électricité	258	-	-	258
Marge brute	326	45	-	371
Activités opérationnelles, entretien et administration	100	12	26	138
Amortissement	111	-	4	115
Imputation pour dépréciation d'actifs	5	-	-	5
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	-	-	7
Répartition des coûts intersectoriels	2	(2)	-	-
Produits opérationnels (pertes opérationnelles)	101	35	(30)	106
Produits tirés des contrats de location-financement	2	-	-	2
Quote-part du résultat de coentreprises	14	-	-	14
Autres produits				1
Profit de change				1
Charge d'intérêt nette				(54)
Résultat avant impôts sur le résultat				70

Neuf mois clos le 30 septembre 2012	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	1 611	(10)	-	1 601
Combustible et achat d'électricité	546	-	-	546
Marge brute	1 065	(10)	-	1 055
Activités opérationnelles, entretien et administration	292	20	63	375
Amortissement	375	-	15	390
Imputation pour dépréciation d'actifs (reprise)	324	-	-	324
Réduction de valeur des stocks	34	-	-	34
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	22	-	-	22
Répartition des coûts intersectoriels	10	(10)	-	-
Produits opérationnels (pertes opérationnelles)	8	(20)	(78)	(90)
Produits tirés des contrats de location-financement	5	-	-	5
Quote-part de la perte de coentreprises	(5)	-	-	(5)
Profit à la vente d'une garantie	-	15	-	15
Arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	(254)	-	-	(254)
Profit à la vente d'installations				3
Autres produits				1
Perte de change				(7)
Charge d'intérêt nette				(182)
Résultat avant impôts sur le résultat				(514)

Neuf mois clos le 30 septembre 2011	Opérations sur les produits énergétiques			Siège social	Total
	Production				
Produits des activités ordinaires	1 865	97	-	-	1 962
Combustible et achat d'électricité	655	-	-	-	655
	1 210	97	-	-	1 307
Activités opérationnelles, entretien et administration	309	27	64		400
Amortissement	333	1	15		349
Imputation pour dépréciation d'actifs	14	-	-		14
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	21	-	-		21
Répartition des coûts intersectoriels	6	(6)	-		-
Produits opérationnels (pertes opérationnelles)	527	75	(79)		523
Produits tirés des contrats de location-financement	6	-	-		6
Quote-part de la perte de coentreprises	16	-	-		16
Profit à la vente d'installations	3	-	-		3
Autres produits					2
Charge d'intérêt nette					(151)
Résultat avant impôts sur le résultat					399

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012, les résultats du secteur Production figurant dans le tableau ci-dessus comprennent un montant respectivement de 4 millions de dollars (4 millions de dollars pour la période de trois mois close le 30 septembre 2011) et 17 millions de dollars (16 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011) 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 consolidés résumés de la situation financière

Total des actifs sectoriels	Opérations sur les produits énergétiques			Siège social	Total
	Production				
30 septembre 2012	8 878	289	256		9 423
31 décembre 2011	8 983	394	359		9 736

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

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

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
Dotation aux amortissements selon les comptes consolidés résumés de résultat	122	115	390	349
Amortissement compris dans le poste Combustible et achats d'électricité	7	10	27	29
Divers	-	1	2	5
Dotation aux amortissements selon les tableaux consolidés résumés des flux de trésorerie	129	126	419	383

**28. VARIATION DES SOLDES SANS EFFET DE TRÉSORERIE DU FONDS DE ROULEMENT
LIÉS AUX ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES**

	Trois mois clos les		Neuf mois clos les	
	30 septembre		30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
Source (utilisation) de la trésorerie :				
Créances clients	(67)	(76)	11	(73)
Charges payées d'avance	10	1	(3)	(6)
Impôts sur le résultat à recevoir	5	(1)	(9)	17
Stocks	(1)	18	(16)	(40)
Dettes fournisseurs et charges à payer	(167)	86	(20)	(45)
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	-	10	(41)	28
Impôts sur le résultat à payer	2	6	(14)	2
Variation des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles	(218)	44	(92)	(117)

29. ÉVÉNEMENTS ULTÉRIEURS

Le 25 octobre 2012, TransAlta et MidAmerican Energy Holdings Company («MidAmerican») ont conclu un nouveau partenariat stratégique dans le cadre duquel les deux sociétés travailleront ensemble à concevoir, à construire et à exploiter au Canada de nouvelles centrales de production d'électricité alimentées au gaz naturel. Cet accord englobe tous les nouveaux projets de centrales de production d'électricité alimentées au gaz naturel au Canada envisagés tant par TransAlta que par MidAmerican, y compris l'unité 7 de la centrale de Sundance de TransAlta. Les acquisitions ou la conception et la construction de tous les projets approuvés seront financées à parts égales par chacun des partenaires, et TransAlta sera responsable de la gestion de la construction, de l'exploitation et de l'entretien des projets qui seront entrepris.