

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 trimestres clos les 31 mars 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 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. 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. Bien que les éléments des états consolidés résumés de la situation financière subissent l'incidence des fluctuations des taux de change, l'incidence nette de la conversion de chacun des éléments liés 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.

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

	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Disponibilité (%) ¹	91,7	90,3
Production (GWh) ¹	9 441	10 104
Produits des activités ordinaires	656	818
Marge brute ²	469	608
Produits opérationnels ²	172	359
Produits opérationnels aux fins de comparaison ³	121	160
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	89	204
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,40	0,92
Résultat par action aux fins de comparaison ³	0,20	0,34
BAlIA aux fins de comparaison ³	261	287
Fonds provenant des activités opérationnelles ³	189	226
Fonds provenant des activités opérationnelles par action ³	0,84	1,02
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	183	168
Flux de trésorerie disponibles ³	10	100
Dividendes versés par action ordinaire	0,29	0,29
Aux	31 mars 2012	31 déc. 2011
Total de l'actif	9 623	9 736
Total des passifs non courants	4 917	4 918

DISPONIBILITÉ ET PRODUCTION

La disponibilité a augmenté au cours du trimestre clos le 31 mars 2012 par rapport à la période correspondante de 2011, surtout du fait de la diminution des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia, en partie contrebalancée par la hausse des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des contrats d'achat d'électricité («CAÉ») en Alberta et des interruptions non planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee.

La production pour le trimestre clos le 31 mars 2012 a diminué de 663 gigawattheures («GWh») en regard de la période correspondante de 2011 en raison de la hausse de la répartition économique à la centrale thermique de Centralia, de la baisse de la demande des clients des CAÉ, de l'augmentation des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et de l'accroissement des interruptions non planifiées principalement à l'unité 3 de la centrale de Genesee, ces facteurs ayant été partiellement annulés par le démarrage des activités commerciales à l'unité 3 de la centrale de Keephills, la diminution des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia et une progression des volumes d'énergie éolienne.

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.

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 le trimestre clos le 31 mars 2012 sont présentés ci-après :

	Trimestres clos les 31 mars
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de 2011	204
Diminution des marges brutes du secteur Production	(38)
Variations liées à l'évaluation à la valeur du marché du secteur Production	(103)
Augmentation des marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques	2
Augmentation de la dotation aux amortissements	(15)
Augmentation du profit à la vente d'installations	3
Augmentation de la perte de valeur des stocks	(34)
Augmentation de la charge d'intérêt nette	(11)
Diminution de la charge d'impôts sur le résultat	90
Augmentation des dividendes sur actions privilégiées	(3)
Divers	(6)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de 2012	89

Les marges brutes du secteur Production, compte non tenu de l'incidence des variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché, pour le trimestre clos le 31 mars 2012 ont diminué en regard de la période correspondante de 2011, surtout sous l'effet de la hausse des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, du recul des marges des centrales hydroélectriques, d'une augmentation des interruptions non planifiées principalement à l'unité 3 de la centrale de Genesee et des prix défavorables, en partie contrebalancés par le démarrage des activités commerciales de l'unité 3 de la centrale de Keephills et l'accroissement des volumes d'énergie éolienne.

Les variations attribuables à l'évaluation à la valeur de marché ont été moins importantes pour le trimestre clos le 31 mars 2012 en regard du trimestre clos le 31 mars 2011, étant donné que la valeur de certaines couvertures jugées inefficaces en 2011 a diminué en 2012.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2012, les marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques ont augmenté comparativement à la période correspondante de 2011, en raison essentiellement du succès des stratégies de négociation mises en œuvre dans la région de l'ouest des États-Unis et de l'est, en partie annulé par le recul des résultats en Alberta imputable au fait que le temps exceptionnellement doux pour la saison a fait chuter la demande.

Les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration pour le trimestre clos le 31 mars 2012 ont été comparables à ceux de la période correspondante de 2011.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2012, la dotation aux amortissements a augmenté 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 Keephills et à la mise hors service d'immobilisations.

Le profit à la vente de centrales pour le trimestre clos le 31 mars 2012 est attribuable à la reprise d'une provision pour éventualités au titre de la vente de l'installation de Grande Prairie.

La perte de valeur des stocks comptabilisée au cours du trimestre clos le 31 mars 2012 découle de la réduction de valeur 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.

Pour le trimestre clos le 31 mars 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 charge d'impôts sur le résultat du trimestre clos le 31 mars 2012 a été moins importante que celle de la période correspondante de 2011, en raison de la baisse du résultat net et de la résolution positive de 24 millions de dollars de certaines questions fiscales en suspens.

Les dividendes sur actions privilégiées pour le trimestre clos le 31 mars 2012 ont progressé par rapport à la période correspondante de 2011, le nombre d'actions privilégiées en circulation ayant été plus élevé au cours de 2012.

FONDS PROVENANT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES ET FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES

Les fonds provenant des activités opérationnelles pour le trimestre clos le 31 mars 2012 ont diminué de 37 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2011, surtout en raison de la baisse du résultat net.

Les flux de trésorerie disponibles pour le trimestre clos le 31 mars 2012 ont reculé de 90 millions de dollars par rapport au trimestre correspondant 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 à l'entretien plus complet effectué à l'unité 2 de la centrale de Keephills, notamment le remplacement de composantes importantes qui ne devraient plus être remplacées au cours de la durée de vie de la centrale.

ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS

Trimestre clos le 31 mars 2012

Dépréciation des stocks de la centrale alimentée au charbon de Centralia

Au cours du trimestre, nous avons comptabilisé une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes de 34 millions de dollars liée aux stocks de charbon de la centrale de Centralia. La dépréciation découlait de l'annulation 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 trimestre, nous avons annulé la désignation des couvertures et comptabilisé des profits avant impôts et taxes de 85 millions de dollars liés à des couvertures inefficaces à la centrale thermique de Centralia, qui avaient servi auparavant 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 et, étant donné la faiblesse persistante des prix, nous avons comptabilisé une imputation pour dépréciation des stocks de charbon. Le résultat aux fins de comparaison a été ajusté pour tenir compte de l'incidence nette de 51 millions de dollars liée à l'annulation de la désignation des couvertures et à la dépréciation des stocks. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

MF Global Inc.

Au cours du trimestre, nous avons déposé une réclamation auprès des autorités en valeurs mobilières du Royaume-Uni à l'égard de notre garantie au titre des transactions liées aux contrats à terme standardisés qui auraient été comptabilisées au Royaume-Uni. Aucun montant additionnel n'a été remboursé pendant le trimestre, et notre provision de 18 millions de dollars à l'égard de la garantie de 36 millions de dollars demeure inchangée. Voir la rubrique «Événements importants» de notre rapport annuel de 2011 pour plus de renseignements sur MF Global Inc.

ÉVÉNEMENTS ULTÉRIEURS

Projet Pioneer

Le 26 avril 2012, les partenaires sectoriels du projet Pioneer ont annoncé qu'ils ne réaliseront pas ce projet de captage et de stockage du carbone («CSC»). Le projet Pioneer était une initiative commune de TransAlta, de Capital Power, d'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 fonctionnait et que les dépenses d'investissement étaient 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 à l'heure actuelle.

Interruption des activités des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance

Le 9 avril 2012, la procédure d'arbitrage visant la contestation de l'avis de cas de force majeure et de la cessation des activités aux fins de destruction aux termes du CAÉ a été engagée. Bien qu'aucune certitude ne puisse être donnée quant à la chronologie ou à l'issue de ce litige, nous continuons d'estimer que la fermeture n'aura aucune incidence financière dans la mesure où l'événement respecte les critères de cessation des activités aux fins de destruction établis dans le CAÉ. Voir la rubrique «Événements importants» de notre rapport annuel de 2011 pour plus de renseignements sur l'interruption des activités des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance.

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 exerçons nos activités sont l'ouest du Canada, l'ouest des États-Unis et l'est du Canada. Pour une description plus détaillée des régions où nous évoluons ainsi que de l'incidence des prix de l'électricité et du gaz naturel sur nos résultats financiers, se reporter à notre rapport de gestion annuel de 2011.

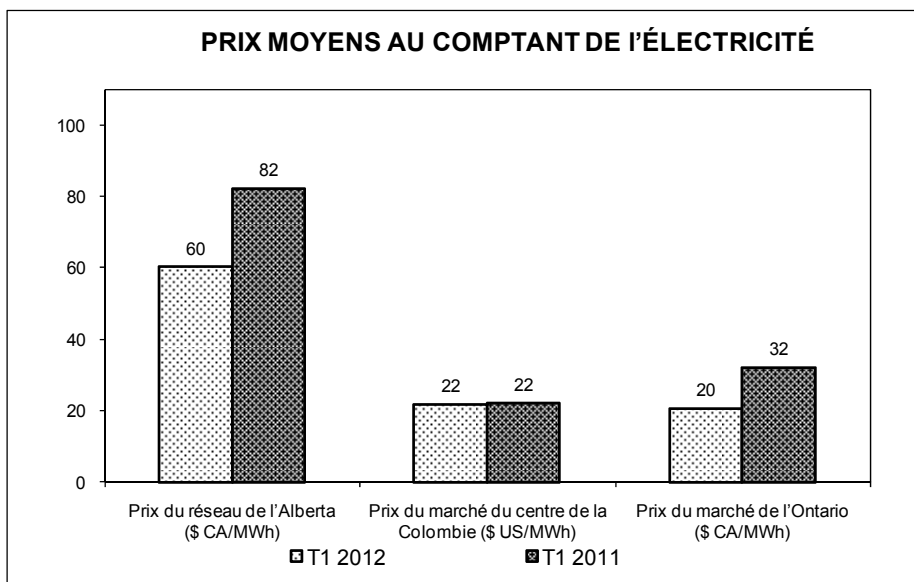
Flux de trésorerie contractuels

Pendant le premier trimestre de 2012, environ 90 % de notre portefeuille consolidé en électricité étaient sous contrat au moyen de 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 s'échelonnant de 60 \$ à 65 \$ le mégawattheure («MWh») en Alberta, et de 50 \$ US à 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 trimestres clos les 31 mars 2012 et 2011 sur nos trois principaux marchés sont présentés dans le graphique suivant.

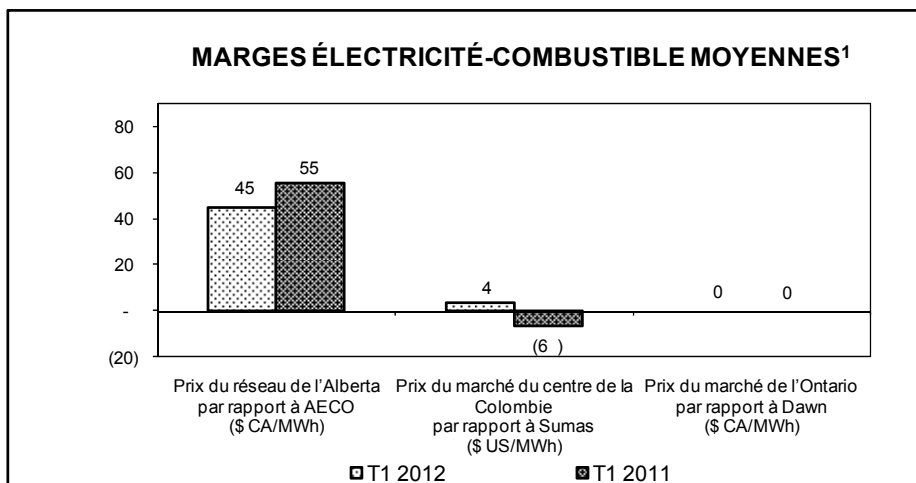


Pour le trimestre clos le 31 mars 2012, les prix moyens au comptant ont diminué en Alberta en raison du temps exceptionnellement doux pour la saison et du recul de la demande imputable à la navette de sables bitumineux lourds et à la production d'énergie éolienne élevée. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, les prix moyens au comptant, qui ont été touchés par la faiblesse des prix du gaz, ont peu changé par rapport aux prix de la période correspondante de 2011, qui avaient subi l'incidence négative de la production hydroélectrique supérieure à la normale. En Ontario, les prix moyens au comptant ont baissé par rapport à la période correspondante de 2011 en raison du recul 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 trimestres clos les 31 mars 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.

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2012, les marges électricité-combustible moyennes ont diminué en Alberta en raison de la baisse des prix de l'électricité. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, les marges électricité-combustible moyennes ont augmenté par suite du fléchissement des prix du gaz naturel. En Ontario, les marges électricité-combustible ont été comparables à celles de la période correspondante de 2011.

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 31 mars 2012, nos actifs de production affichaient une capacité de production brute¹ de 8 174 MW en activité (participation nette de 7 831 MW) et une capacité de production nette de 129 MW en construction. 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 comparables	Total comparable ²	Par MWh installé	Total comparable ²	Par MWh installé
Trimestres clos les 31 mars						
Produits des activités ordinaires	639	(85)	554	31,03	604	35,20
Combustible et achats d'électricité	187	-	187	10,48	210	12,24
Marge brute	452	(85)	367	20,55	394	22,96
Charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration	98	-	98	5,49	100	5,83
Amortissement	124	-	124	6,95	109	6,35
Perte de valeur des stocks	34	(34)	-	-	-	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	-	7	0,39	7	0,41
Répartition des coûts intersectoriels	3	-	3	0,17	2	0,12
Produits opérationnels	186	(51)	135	7,55	176	10,25
Capacité installée (GWh)	17 851		17 851		17 157	
Production (GWh)	8 913		8 913		9 559	
Disponibilité (%)	91,6		91,6		90,2	

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 additionnelles non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour une analyse des ajustements aux fins de comparaison.

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.

Trimestre clos le 31 mars 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	5 263	6 944	222	93	129	31,97	13,39	18,58
Gaz	704	778	31	6	25	39,85	7,71	32,14
Énergies renouvelables	751	2 921	48	3	45	16,43	1,03	15,40
Total – Ouest du Canada	6 718	10 643	301	102	199	28,28	9,58	18,70
Gaz	1 003	1 638	99	43	56	60,44	26,25	34,19
Énergies renouvelables	460	1 444	45	2	43	31,16	1,39	29,77
Total – Est du Canada	1 463	3 082	144	45	99	46,72	14,60	32,12
Charbon	404	2 929	82	32	50	28,00	10,93	17,07
Gaz	328	1 197	27	8	19	22,56	6,68	15,88
Total – International	732	4 126	109	40	69	26,42	9,69	16,73
	8 913	17 851	554	187	367	31,03	10,48	20,55

Trimestre clos le 31 mars 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	5 546	6 366	204	59	145	32,05	9,27	22,78
Gaz	742	823	38	9	29	46,17	10,94	35,23
Énergies renouvelables	711	2 840	51	3	48	17,96	1,06	16,90
Total – Ouest du Canada	6 999	10 029	293	71	222	29,22	7,08	22,14
Gaz	1 006	1 620	117	65	52	72,22	40,12	32,10
Énergies renouvelables	410	1 428	39	2	37	27,31	1,40	25,91
Total – Est du Canada	1 416	3 048	156	67	89	51,18	21,98	29,20
Charbon	816	2 896	125	62	63	43,16	21,41	21,75
Gaz	328	1 184	30	10	20	25,34	8,45	16,89
Total – International	1 144	4 080	155	72	83	37,99	17,65	20,34
	9 559	17 157	604	210	394	35,20	12,24	22,96

1) 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.

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 le trimestre clos le 31 mars 2012 sont présentés ci-après :

	Trimestres clos les 31 mars (GWh)
Production de 2011	6 999
Baisse de la demande de la clientèle des CAÉ	(367)
Hausse des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta	(235)
Hausse des interruptions non planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee	(85)
Hausse des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta	(44)
Baisse des volumes d'hydroélectricité	(39)
Réductions liées au marché	(22)
Diminution de la production aux centrales alimentées au gaz naturel	(8)
Démarrage des activités commerciales de l'unité 3 de la centrale de Keephills	449
Augmentation des volumes d'énergie éolienne	79
Divers	(9)
Production de 2012	6 718

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la marge brute aux fins de comparaison pour le trimestre clos le 31 mars 2012 sont présentés ci-après :

	Trimestres clos les 31 mars
Marge brute aux fins de comparaison de 2011	222
Hausse des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta	(18)
Hausse des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta	(6)
Diminution des marges des centrales hydroélectriques	(6)
Hausse des interruptions non planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee	(5)
Prix défavorables	(6)
Prix du charbon défavorables	(3)
Démarrage des activités commerciales de l'unité 3 de la centrale de Keephills	19
Augmentation des volumes d'énergie éolienne	3
Divers	(1)
Marge brute aux fins de comparaison de 2012	199

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 le trimestre clos le 31 mars 2012 sont présentés ci-après :

	Trimestres clos les 31 mars (GWh)
Production de 2011	1 416
Augmentation des volumes d'énergie éolienne	58
Conditions défavorables du marché pour les centrales alimentées au gaz naturel	(3)
Divers	(8)
Production de 2012	1 463

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la marge brute pour le trimestre clos le 31 mars 2012 sont présentés ci-après :

	Trimestres clos les 31 mars
Marge brute de 2011	89
Coûts favorables des intrants au titre du gaz naturel faisant l'objet de contrats	5
Augmentation des volumes d'énergie éolienne	4
Divers	1
Marge brute de 2012	99

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 le trimestre clos le 31 mars 2012 sont présentés ci-après :

	Trimestres clos les 31 mars (GWh)
Production de 2011	1 144
Hausse de la répartition économique à la centrale thermique de Centralia	(739)
Baisse des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia	330
Divers	(3)
Production de 2012	732

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la marge brute aux fins de comparaison pour le trimestre clos le 31 mars 2012 sont présentés ci-après :

	Trimestres clos les 31 mars
Marge brute aux fins de comparaison de 2011	83
Prix défavorables, y compris les prix d'achat de l'électricité	(20)
Taux de change favorable	1
Divers	5
Marge brute aux fins de comparaison de 2012	69

Charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration

Les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration pour le trimestre clos le 31 mars 2012 ont été comparables à ceux de la période correspondante en 2011.

Dotation aux amortissements

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la dotation aux amortissements pour le trimestre clos le 31 mars 2012 sont présentés ci-après :

	Trimestres clos les 31 mars
Dotation aux amortissements de 2011	109
Augmentation des actifs	10
Démantèlement d'immobilisations	3
Taux de change défavorable	1
Divers	1
Dotation aux amortissements de 2012	124

Contrat de location-financement

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 véritable 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 :

	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Disponibilité (%)	102,6	105,4
Production (GWh)	137	119

La disponibilité a diminué au cours du trimestre clos le 31 mars 2012 par rapport à la période correspondante de 2011, du fait surtout des baisses saisonnières de la capacité nominale imputables à la température hivernale plus douce que prévu.

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2012, la production a augmenté de 18 GWh en regard de la période correspondante de 2011, ce qui s'explique par l'augmentation de la demande des clients qui a été en partie annulée par les interruptions non planifiées plus nombreuses.

Les produits financiers tirés des contrats de location-financement du trimestre clos le 31 mars 2012, d'un montant de 2 millions de dollars, sont demeurés inchangés en comparaison de ceux de la période correspondante de 2011.

Se reporter à la *note 6* de nos états financiers consolidés audités dans notre rapport annuel de 2011 pour des renseignements additionnels sur notre contrat de location-financement.

Placements

Notre participation dans les coentreprises CE Generation («CE Gen»), LLC 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 les placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence :

	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Disponibilité (%)	92,9	90,6
Production (GWh)		
Gaz	91	125
Énergies renouvelables	300	301
Total de la production	391	426

La disponibilité pour le trimestre clos le 31 mars 2012 s'est accrue par rapport à la période correspondante en 2011 en raison de la diminution des interruptions planifiées, qui a été contrebalancée en partie par l'augmentation des interruptions non planifiées.

La production pour le trimestre clos le 31 mars 2012 a reculé par rapport à la période correspondante en 2011, du fait des conditions de marché défavorables et du nombre plus élevé d'interruptions non planifiées, qui ont été partiellement contrebalancés par la baisse du nombre d'interruptions planifiées.

Depuis 2001, une partie importante des centrales de CE Gen est exploitée en vertu de contrats à un prix fixe d'énergie modifié. À compter du 1^{er} mai 2012, les modalités des contrats seront remplacées par une clause d'ajustement de prix selon laquelle le prix de l'électricité payé par l'acheteur d'électricité correspondra au coût évité à court terme («CECC»). Le CECC est lié au prix du gaz naturel. Rien ne permet de garantir que les prix fondés sur le coût évité de l'énergie après le 1^{er} mai 2012 donneront lieu à des produits équivalant au prix de l'énergie fixe actuel qui est reçu.

Se reporter à la *note 7* de nos états financiers consolidés audités dans notre rapport annuel de 2011 et à la *note 6* de nos états financiers consolidés résumés intermédiaires au 31 mars 2012 et pour le trimestre clos à cette date pour des informations financières additionnelles sur nos placements comptabilisés au moyen de la mise en équivalence.

OPÉRATIONS SUR LES PRODUITS ÉNERGÉTIQUES : *Ce secteur tire ses produits du commerce de gros de l'électricité et d'autres produits de base et 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 gère la capacité de production disponible de même que les besoins de combustible et de transport du secteur Production en utilisant des contrats comportant diverses durées pour l'achat et la vente à terme d'électricité et l'achat et la vente de gaz naturel et de capacité de transport. Le secteur Opérations sur les produits énergétiques est également responsable des décisions en matière d'optimisation du portefeuille. Les résultats de ces activités sont inclus dans le secteur Production.

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 :

	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Produits des activités ordinaires	17	15
Combustible et achats d'électricité	-	-
Marge brute	17	15
Charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration	7	5
Répartition des coûts intersectoriels	(3)	(2)
Produits opérationnels	13	12

Pour le trimestre clos le 31 mars 2012, les marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques ont augmenté comparativement à la période correspondante de 2011, en raison essentiellement du succès des stratégies de négociation mises en œuvre dans la région de l'ouest des États-Unis et de l'est, en partie annulé par le recul des résultats en Alberta imputable au fait que le temps exceptionnellement doux pour la saison a fait chuter la demande.

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2012, les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration ont progressé par rapport à la période correspondante de 2011, conséquence de la hausse des charges de rémunération et des coûts des activités de soutien découlant des résultats favorables.

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 communication 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 :

	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration	22	23
Amortissement	5	5
Pertes opérationnelles	27	28

Les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration pour le trimestre clos le 31 mars 2012 ont été comparables à ceux de la période correspondante en 2011.

CHARGE D'INTÉRÊT NETTE

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

	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Intérêts sur la dette	56	55
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	-	(11)
Charge d'intérêt	56	44
Désactualisation des provisions	4	5
Charge d'intérêt nette	60	49

La variation de la charge d'intérêt nette pour le trimestre clos le 31 mars 2012 par rapport à la période correspondante de 2011 est illustrée ci-dessous :

	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Charge d'intérêt nette de 2011	49	
Baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif	11	
Hausse des taux d'intérêt	2	
Diminution de la dette	(2)	
Charge d'intérêt nette de 2012	60	49

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 :

	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Résultat avant impôts sur le résultat	111	313
Résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(13)	(13)
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation est annulée et qui sont inefficaces	(85)	(199)
Perte de valeur des stocks	34	-
Profit à la vente d'installations	(3)	-
Résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables assujettis à l'impôt	44	101
Charge d'impôts sur le résultat	2	92
Charge d'impôts sur le résultat au titre des incidences liées à certaines couvertures dont la désignation est annulée et qui sont inefficaces	(30)	(70)
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié aux pertes de valeur des stocks	12	-
Charge d'impôts sur le résultat liée au profit à la vente d'installations et de projets de mise en valeur	(1)	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la résolution de certaines questions fiscales en suspens	9	-
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat, à l'exclusion des éléments non comparables assujettis à l'impôt	(8)	22
Taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables (%)	(18)	22

Pour le trimestre clos le 31 mars 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 du résultat aux fins de comparaison, des variations du résultat selon le territoire où le résultat avant impôts et taxes est réalisé et de la résolution positive de 15 millions de dollars de certaines questions fiscales en suspens au cours du trimestre.

Le taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables, pour le trimestre clos le 31 mars 2012 a baissé en regard d'il y a un an, par suite surtout de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le résultat, d'une modification de la composition des territoires où le résultat avant impôts et taxes est réalisé et de la résolution positive de certaines questions fiscales en suspens pendant le trimestre.

PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour le trimestre clos le 31 mars 2012 est resté stable en regard de la période correspondante 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 31 mars 2012 :

	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(18)	Diminution du résultat net
Créances clients	(105)	Calendrier des encaissements des montants dus par les clients et baisse des produits
Charges payées d'avance	12	Primes d'assurance annuelles payées d'avance
Impôts sur le résultat à recevoir	14	Résolution de certaines questions fiscales
Immobilisations corporelles, montant net	(14)	Amortissement et taux de change défavorables contrebalancés en partie par les acquisitions
Dettes fournisseurs et charges à payer	(101)	Calendrier des paiements et baisse des charges à payer
Dette à long terme (y compris la partie courante)	(13)	Remboursement contrebalancé par l'augmentation des emprunts en vertu des facilités de crédit
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	13	Résultat net de la période contrebalancé par les variations du cumul des autres éléments du résultat global
Participations ne donnant pas le contrôle	(13)	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 9* de nos états financiers consolidés résumés intermédiaires au 31 mars 2012 et pour le trimestre clos 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 10* 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 n'ont pas beaucoup 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 31 mars 2012, les instruments financiers de niveau III avaient une valeur comptable de l'actif net de 6 millions de dollars (valeur comptable du passif net de 7 millions de dollars au 31 décembre 2011).

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2012, des profits latents avant impôts et taxes de 75 millions de dollars ont été sortis du cumul des autres éléments du résultat global et comptabilisés en résultat, étant donné que certaines relations de couverture de l'électricité étaient jugées inefficaces aux fins comptables. Ces profits latents ont été calculés d'après les prix à terme alors en vigueur, qui changeront d'ici la conclusion prévue des transactions couvertes sous-jacentes. 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, 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 actuelle, le résultat différé futur sera plus faible; toutefois, les flux de trésorerie prévus provenant de ces contrats ne changeront pas.

De plus, 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 31 mars 2012, les profits cumulés de 20 millions de dollars continueront d'être différés dans les autres éléments du résultat global et seront reclassés dans le résultat net à mesure que les transactions prévues auront lieu. Les variations prospectives de la juste valeur des dérivés à compter de la date à laquelle la comptabilité de couverture a pris fin seront comptabilisées dans le résultat net de la période au cours de laquelle elles se sont produites.

TABLEAUX DES FLUX DE TRÉSORERIE

Les tableaux suivants présentent les variations importantes dans les tableaux consolidés des flux de trésorerie pour le trimestre clos le 31 mars 2012 comparativement à la période correspondante en 2011 :

Trimestres clos les 31 mars	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	183	168	Variations favorables des soldes du fonds de roulement de 52 millions de dollars contrebalancées par la diminution du résultat au comptant de 37 millions de dollars
Activités d'investissement	(165)	(133)	Augmentation des ajouts aux immobilisations corporelles de 50 millions de dollars, contrebalancée par une garantie reçue des contreparties de 16 millions de dollars, une diminution des variations du fonds de roulement liées aux activités d'investissement de 9 millions de dollars et une hausse du produit de la vente d'installations de 3 millions de dollars
Activités de financement	(36)	(29)	Augmentation des dividendes sur actions privilégiées de 4 millions de dollars et hausse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle des filiales de 2 millions de dollars, contrebalancées par une diminution des dividendes sur actions ordinaires de 2 millions de dollars
Conversion des liquidités en devises	-	(1)	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	31	40	

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 d'illiquidité en maintenant suffisamment de ressources financières liquides pour financer les obligations à mesure qu'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 et les titres d'emprunt à long terme émis dans le cadre de prospectus préalables au Canada et aux États-Unis. Nous utilisons surtout les fonds pour les charges opérationnelles, les dépenses d'investissement, les dividendes, les distributions aux commanditaires ne détenant pas le contrôle, le versement des intérêts sur les titres d'emprunt et le remboursement du capital.

Dettes

Au 31 mars 2012 et au 31 décembre 2011, la dette à long terme s'établissait à 4,0 milliards de dollars.

Facilités de crédit

Au 31 mars 2012, nos facilités de crédit consenties totalisaient 2,0 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars au 31 décembre 2010), dont un montant de 0,9 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 31 mars 2012, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 1,1 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars au 31 décembre 2011), ce qui correspondait à des retraits réels de 0,8 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, 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 0,9 milliard de dollars disponible en vertu des facilités de crédit, nous disposons aussi de 31 millions de dollars de liquidités.

Capital social

Le 25 avril 2012, nous avons 227,0 millions d'actions ordinaires en circulation et 12,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série A et 11,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série C, en circulation.

Au 31 mars 2012, nous avons 224,6 millions d'actions ordinaires (223,6 millions au 31 décembre 2011) émises et en circulation. Au cours du trimestre clos le 31 mars 2012, 1,0 million (0,9 million au 31 mars 2011) d'actions ordinaires ont été émises pour un produit de 20 millions de dollars (18 millions de dollars au 31 mars 2011). Au cours du trimestre clos le 31 mars 2012, toutes les actions ordinaires ont été émises en vertu du régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions («RRDAA»). Sur ces 0,9 million d'actions ordinaires émises au cours du trimestre clos le 31 mars 2011, 0,1 million ont été émises pour un produit au comptant de 1 million de dollars, et 0,8 million ont été émises pour un produit de 17 millions de dollars selon les modalités du RRDAA.

Nous avons recours à divers régimes de rémunération fondée sur des actions pour aligner les objectifs des employés sur ceux de la société. Au 31 mars 2012, nous avons attribué 1,6 million d'options sur actions en cours à des employés (1,7 million au 31 décembre 2011). Au cours du trimestre clos le 31 mars 2012, 0,1 million d'options sont venues à échéance ou ont été exercées ou annulées (un nombre négligeable au 31 mars 2011).

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 31 mars 2012, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 280 millions de dollars (328 millions de dollars au 31 décembre 2011) et des garanties au comptant de 51 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 frais de démantèlement et autres provisions.

CHANGEMENTS CLIMATIQUES ET ENVIRONNEMENT

En vertu des exigences en vigueur en Alberta, les centrales alimentées au charbon doivent mettre en application des contrôles additionnels au titre des émissions d'oxyde d'azote («NO_x»), de dioxyde de soufre («SO₂») et de matières particulaires 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, à mesure que les règlements visant la diminution des émissions de gaz à effet de serre («GES») sont établis pour les centrales alimentées au charbon, il existe un risque que les exigences et les calendriers au titre de la réduction des polluants atmosphériques de la CASA ne soient plus alignés sur les calendriers de diminution des GES des centrales alimentées au charbon plus anciennes, qui donneront lieu à une baisse notable des émissions de NO_x, de SO₂ et de matières particulaires. Nous sommes en pourparlers avec les gouvernements fédéral et provinciaux 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 diminution des émissions de la façon la plus efficace, tout en maintenant la fiabilité de la production, ainsi que ses coûts, en Alberta.

Le 27 août 2011, le gouvernement du Canada a publié dans la *Gazette du Canada* un projet de «Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone – secteur de l'électricité thermique au charbon». Selon les dispositions de ce projet, les unités des centrales alimentées au charbon auraient une durée d'utilité de 45 ans, au terme de laquelle elles devraient respecter une norme de rendement relativement aux émissions de GES, établissant des niveaux similaires à ceux des centrales alimentées au gaz naturel, ou cesser de fonctionner. S'il est approuvé, le règlement entrera en vigueur le 1^{er} juillet 2015.

Aux États-Unis, l'Environmental Protection Agency («EPA») a proposé, le 27 mars 2012, des normes en matière d'émissions de carbone 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 de 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. Les normes préliminaires sont mises à la disposition du public aux fins d'examen et devraient être finalisées d'ici la fin de 2012.

En décembre 2011, l'EPA a publié des normes nationales visant à réduire la pollution par le mercure provenant des centrales électriques. Les centrales existantes auront jusqu'à quatre ans pour se conformer aux normes. Nous avons déjà entrepris l'installation volontaire de la technologie de captage du mercure à notre centrale alimentée au charbon de Centralia. Cette technologie sera opérationnelle d'ici la fin de 2012. Nous installons également une autre technologie de captage 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 captage du dioxyde de soufre et à une technologie de combustion à faibles rejets de NO_x, qui s'apparente à la technologie actuellement utilisée à l'unité 3 de la centrale de Genesee. Des projets d'accroissement de la capacité nominale à nos centrales de Keephills et de Sundance, visant à améliorer les réductions des émissions et l'efficacité énergétique, ont été entrepris en 2011 et devraient être achevés en 2012.

PERSPECTIVES POUR 2012

Contexte d'affaires

Prix de l'électricité

D'ici la fin de 2012, les prix de l'électricité en Alberta devraient être moins élevés qu'en 2011, en raison de la faiblesse des prix imputable à la diminution des prix du gaz naturel, contrebalancée par la croissance continue de la charge. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, nous continuons de prévoir des prix faibles en raison des prix du gaz naturel historiquement bas et d'un ralentissement de la croissance de la charge. Les prix du marché et le succès des activités contractuelles influenceront sur la valeur des actifs de la centrale thermique de Centralia. La faiblesse persistante des prix pourrait donner lieu à un ajustement de la valeur comptable actuelle de 757 millions de dollars de la centrale et à un actif d'impôt connexe de 238 millions de dollars. Ces ajustements seront déterminés en fonction des événements et des circonstances futurs. Par conséquent, le moment où la dépréciation aura lieu ou le montant de cette dernière ne peut être garanti, bien qu'il soit possible que ces ajustements puissent être importants et soient effectués en 2012.

Législation environnementale

L'état d'élaboration de la législation environnementale demeure fluide au Canada comme aux États-Unis. Le Canada a indiqué son intention de réglementer les émissions de GES provenant des centrales alimentées au charbon d'ici 2015. Le cadre réglementaire fait présentement l'objet de discussions entre les gouvernements fédéral et provinciaux et l'industrie et devrait être finalisé en 2012.

Aux États-Unis, la manière dont la législation sur les changements climatiques pour la production alimentée par des 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 en 2012, 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 présente une clarté réglementaire à l'égard d'un régime d'émissions pour la centrale alimentée au charbon de Centralia jusqu'en 2025.

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 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 donné des signes d'amélioration en 2011, et nous prévoyons que cette tendance se poursuivra en 2012, mais à un rythme allant de lent à modéré. Nous continuons de surveiller les événements mondiaux et leur incidence potentielle sur l'économie et sur notre fournisseur et sur nos relations avec des contreparties en ce qui a trait aux produits de base.

Nous n'avons constaté aucune perte liée à une contrepartie au cours du premier 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 est censée augmenter pour le reste de 2012 en raison des travaux d'accroissement de la capacité nominale à trois de nos centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et de l'achèvement du parc de New Richmond. La production globale devrait augmenter en 2012 en raison d'un exercice entier d'exploitation de l'unité 3 de la centrale de Keephills et de la diminution d'interruptions non planifiées, ces facteurs étant contrebalancés par le nombre plus élevé d'interruptions planifiées à nos centrales visées par des CAÉ en Alberta et par la répartition économique à la centrale thermique de Centralia. La disponibilité globale devrait se situer dans une fourchette de 89 % à 90 % en 2012.

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 70 % 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. Ce pourcentage sera ramené à 65 % au quatrième exercice. À la fin du premier trimestre, environ 90 % de notre capacité de 2012 était assujettie à des 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 assujettie aux 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 4 % comparativement à 2011 en raison des facteurs déterminants mentionnés ci-dessus et de la diminution de la production de charbon, qui seront compensés par des initiatives en matière de productivité.

Même si nous possédons la mine 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 l'imputation pour dépréciation des stocks comptabilisée au premier trimestre de 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.

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 instruments financiers pour protéger la valeur de nos actifs et de nos activités à l'égard de ce risque 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 d'environ 5 % inférieurs 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. Notre objectif pour 2012 est d'amener nos opérations sur les produits énergétiques à dégager une marge brute variant entre 65 millions de dollars et 85 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 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 nos produits nets libellés 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. Afin d'atténuer ce risque de liquidité, nous prévoyons maintenir des facilités de crédit consenties de 2,0 milliards de dollars et nous surveillerons de près nos expositions et obligations.

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 21 % et 26 % 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 d'investissement de croissance

Nous avons quatre importants projets de croissance en cours actuellement, dont les dates d'achèvement tombent à diverses dates entre le deuxième trimestre de 2012 et le quatrième trimestre de 2012. Chacun de ces projets est décrit sommairement ci-dessous :

Projet	Projet total		2012		Date d'achèvement prévue	Détails
	Dépenses estimées	Dépenses à ce jour ¹	Dépenses estimées	Dépenses à ce jour ¹		
Accroissement de la capacité nominale de l'unité 1 de Keephills	25	16	10 - 20	3	T3 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 Keephills	26	23	10 - 20	13	T2 2012	Accroissement prévu de la capacité nominale de 23 MW à notre centrale de Keephills
Accroissement de la capacité nominale de l'unité 3 de Sundance	27	12	15 - 20	1	T4 2012	Accroissement prévu de la capacité nominale de 15 MW à notre centrale de Sundance
New Richmond ²	205	46	165 - 185	17	T4 2012	Parc éolien de 68 MW au Québec
Total de la croissance	283	97	200 - 245	34		

Transport

Pour le trimestre clos le 31 mars 2012, un total de 1 million 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 d'investissement 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 ³
Dépenses d'investissement courantes	existante	100 - 115	21
Dépenses d'investissement liées à la productivité	Projets visant à améliorer l'efficacité de la production d'électricité	50 - 70	6
Matériel minier et achats de terrains	Dépenses liées au matériel minier et à l'achat de terrains	40 - 50	6
Entretien planifié	Entretien planifié périodique d'envergure	290 - 310	74
Total des dépenses d'investissement de maintien et dépenses d'investissement liées à la productivité		480 - 545	107

1) Représente les montants dépensés au 31 mars 2012. Au cours du trimestre, nous avons aussi affecté un montant total combiné de 1 million de dollars pour l'unité 3 de la centrale de Keephills, la centrale d'Ardenville, l'unité 2 de la centrale de Kent Hills et la centrale de Bone Creek.

2) 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.

3) Représente les montants engagés au 31 mars 2012.

Les détails du programme d'entretien planifié de 2012, y compris les coûts d'inspection d'envergure, 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	75 - 80	290 - 310	74
Passées en charges	-	0 - 5	0 - 5	-
	215 - 230	75 - 85	290 - 315	74

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Total prévu	Perdus à ce jour
GWh perdus	3 920 - 3 930	380 - 390	4 300 - 4 320	511

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 de la composante Dividende Bonifié^{MC}, du RRDA, 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.

MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES

Pour consulter le résumé des modifications comptables futures qui ne sont pas encore en vigueur, voir 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 du résultat pour les trimestres clos les 31 mars 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.

¹⁾ Représente les montants engagés au 31 mars 2012.

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 le résultat au cours de la période actuelle, le résultat différé futur sera plus faible; toutefois, les flux de trésorerie prévus provenant de ces contrats ne changeront pas. Pour calculer le résultat aux fins de comparaison du premier trimestre de 2012, nous avons également exclu 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 le trimestre. L'incidence de l'annulation de la désignation à titre de couverture et de la perte de valeur des stocks sera comptabilisée dans le résultat aux fins de comparaison pour le reste de l'exercice. Nous avons également exclu le recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la résolution de certaines questions fiscales et le profit sur la vente d'installations, puisque la direction croit 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 aux fins de comparaison et du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires est présenté ci-après :

	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	89	204
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation est annulée ou qui sont inefficaces, déduction faite des impôts et taxes	(55)	(129)
Profit à la vente d'installations, déduction faite des impôts et taxes	(2)	-
Perte de valeur des stocks, déduction faite des impôts et taxes	22	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la résolution de certaines questions fiscales en suspens	(9)	-
Résultat aux fins de comparaison	45	75
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	225	221
Résultat par action aux fins de comparaison	0,20	0,34

Marge brute aux fins de comparaison

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

	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Marge brute ¹	469	608
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation est annulée ou qui sont inefficaces, déduction faite des impôts et taxes	(85)	(199)
Marge brute aux fins de comparaison	384	409

Produits opérationnels aux fins de comparaison

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

	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Produits opérationnels ¹	172	359
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation est annulée ou qui sont inefficaces, déduction faite des impôts et taxes	(85)	(199)
Perte de valeur des stocks, déduction faite des impôts et taxes	34	-
Produits opérationnels aux fins de comparaison	121	160

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 :

	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Produits opérationnels ¹	172	359
Perte de valeur des stocks, déduction faite des impôts et taxes	34	-
Amortissement selon les tableaux consolidés des flux de trésorerie ²	140	127
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation est annulée ou qui sont inefficaces, déduction faite des impôts et taxes	(85)	(199)
BAIIA aux fins de comparaison	261	287

1) Cet élément est une mesure conforme aux IFRS additionnelle. 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.

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 en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.

	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	183	168
Variation des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles	6	58
Fonds provenant des activités opérationnelles	189	226
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	225	221
Fonds provenant des activités opérationnelles par action	0,84	1,02

Flux de trésorerie disponibles

Les flux de trésorerie disponibles 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 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 d'investissement liées à la productivité pour le trimestre clos le 31 mars 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 37 millions de dollars (36 millions de dollars, déduction faite des apports des partenaires) que nous avons investi dans des projets de croissance. Au cours de la période correspondante de 2011, nous avons investi 34 millions de dollars dans des projets de croissance.

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

	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	183	168
Ajouter (déduire) :		
Variations des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles	6	58
Dépenses d'investissement de maintien et dépenses d'investissement liées à la productivité	(107)	(58)
Dividendes versés sur actions ordinaires	(45)	(47)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(8)	(4)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(19)	(17)
Flux de trésorerie disponibles	10	100

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

	T2 2011	T3 2011	T4 2011	T1 2012
Produits des activités ordinaires	515	629	701	656
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	12	50	24	89
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,05	0,22	0,11	0,40
Résultat par action aux fins de comparaison	0,29	0,27	0,13	0,20

	T2 2010	T3 2010	T4 2010	T1 2011
Produits des activités ordinaires	547	651	779	818
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	63	40	92	204
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,29	0,18	0,42	0,92
Résultat par action aux fins de comparaison	0,15	0,18	0,36	0,34

Le résultat de base et dilué par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et le résultat par action aux fins de comparaison sont calculés à chaque période 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 il est exigé par 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 était tenue de faire preuve de jugement dans l'évaluation et la mise en œuvre des contrôles et procédures possibles.

Pour la période visée par ce rapport, le contrôle interne à l'égard de l'information financière n'a fait l'objet d'aucun changement ayant eu une incidence importante ou pouvant raisonnablement avoir une incidence importante sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances ont conclu que, en date du 31 mars 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 actuelle 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 coûts connexes; les attentes relatives au résultat et aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles futurs; les estimations des conditions de l'offre et de la demande de combustible et les coûts d'approvisionnement en combustible; nos dépenses estimatives dans des projets d'investissement de croissance et d'investissement de maintien et des projets d'investissement liés à la productivité; 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; les attentes relativement aux charges opérationnelles et frais d'entretien, et la variabilité de ces coûts; 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 de certaines couvertures sur le résultat et les flux de trésorerie futurs; 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» dans 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

		31 mars 2012	31 décembre 2011
Cours de clôture (TSX) (\$)		18,70	21,02
Fourchette des prix des 12 derniers mois (TSX) (\$)	Haut	21,37	23,24
	Bas	18,52	19,45
Dette sur le capital investi (%)		52,4	52,4
Dette sur le capital investi, excluant les emprunts sans recours (%)		50,0	49,9
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires (%)		6,1	10,6
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison ^{1, 2} (%)		7,0	8,4
Rendement du capital investi ¹ (%)		6,2	8,8
Rendement du capital investi aux fins de comparaison ^{1, 2} (%)		6,8	7,5
Dividendes en espèces par action ¹ (\$)		1,16	1,16
Ratio cours/résultat aux fins de comparaison ¹ (multiple)		20,8	20,4
Couverture par le résultat ¹ (multiple)		1,8	2,7
Ratio de distribution fondé sur le résultat net ¹ (%)		148,0	66,9
Ratio de distribution fondé sur le résultat aux fins de comparaison ^{1, 2} (%)		129,5	84,3
Ratio de distribution fondé sur les fonds provenant des activités opérationnelles ^{1, 2} (%)		33,5	24,0
Rendement des actions ¹ (%)		6,2	5,5
Flux de trésorerie sur la dette ¹ (%)		19,3	20,2
Couverture des intérêts par les flux de trésorerie ¹ (multiple)		4,3	4,4

1) Pour les 12 derniers mois.

2) Les ratios intègrent des composantes qui ne sont pas définies selon les IFRS. Aucune de ces mesures ne doit être utilisée séparément ou en remplacement du rendement financier ou de la situation financière de la société tels qu'ils sont présentés selon les IFRS. Ces ratios représentent 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.

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 trouvés à différentes profondeurs. 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 des CAÉ.

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

Force majeure – Clause qui libère une partie de son obligation si un événement imprévisible hors du contrôle de la partie 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 nitreux, les hydrofluorocarbures et les hydrocarbures perfluorés.

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

Gigawatt – Unité de puissance électrique valant 1 000 mégawatts.

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

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

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

Mégawatt (MW) – Unité de puissance électrique valant 1 000 000 de watts.

Mégawattheure (MWh) – Mesure de la consommation d'électricité égale 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

C.P. 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

C.P. 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 31 mars	
	2012	2011
Produits des activités ordinaires (note 4)	656	813
Combustible et achats d'électricité (note 5)	187	210
Marge brute	469	608
Activités opérationnelles, entretien et administration (note 5)	127	128
Amortissement	129	114
Moins-value des stocks (note 11)	34	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	7
Résultats opérationnels	172	359
Produits tirés des contrats de location-financement	2	2
Profit à la vente d'actifs (note 3)	3	-
Profit (perte) de change	(6)	1
Charge d'intérêt nette (notes 7 et 10)	(60)	(49)
Résultat avant impôts sur le résultat	111	313
Charge d'impôts sur le résultat (note 8)	2	92
Résultat net	109	221
Résultat net attribuable aux :		
Actionnaires de TransAlta	96	208
Participations ne donnant pas le contrôle	13	13
	109	221
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	96	208
Dividendes sur actions privilégiées (note 20)	7	4
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	89	204
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période (en millions)	225	221
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,40	0,92

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

(en millions de dollars canadiens)

Non audité	Trois mois clos les 31 mars	
	2012	2011
Résultat net	109	221
Autres éléments du résultat global		
Pertes à la conversion d'actifs nets d'établissements à l'étranger	(32)	(49)
Profits sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts et taxes ¹	21	33
Pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ²	(9)	(58)
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	1	-
Reclassement des profits sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans le résultat net, déduction faite des impôts et taxes ⁴	(9)	(132)
Écarts actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes ⁵	(10)	1
Autres éléments du résultat global	(38)	(205)
Résultat global	71	16
Total du résultat global attribuable aux :		
Porteurs d'actions ordinaires	65	(1)
Participations ne donnant pas le contrôle	6	17
	71	16

1) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 3 pour le trimestre clos le 31 mars 2012 (charge de 4 en 2011).

2) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 1 pour le trimestre clos le 31 mars 2012 (recouvrement de 13 en 2011).

3) Déduction faite des impôts sur le résultat de néant pour le trimestre clos le 31 mars 2012 (néant en 2011).

4) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 17 pour le trimestre clos le 31 mars 2012 (charge de 77 en 2011).

5) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 3 pour le trimestre clos le 31 mars 2012 (charge de 1 en 2011).

Voir les notes jointes.

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

Non audité	31 mars 2012	31 déc. 2011
Trésorerie et équivalents de trésorerie	31	49
Créances clients	436	541
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement	3	3
Garanties versées (note 10)	51	45
Charges payées d'avance	20	8
Actifs de gestion du risque (notes 9 et 10)	363	391
Stocks (note 11)	86	85
Impôts sur le résultat à recevoir (note 12)	16	2
	1 006	1 124
Placements (note 6)	187	193
Créances à long terme (note 13)	18	18
Créances au titre des contrats de location-financement	41	42
Immobilisations corporelles (note 14)		
Coût	11 451	11 386
Amortissement cumulé	(4 194)	(4 115)
	7 257	7 271
Goodwill	447	447
Immobilisations incorporelles	275	276
Actifs d'impôt différé	182	176
Actifs de gestion du risque (notes 9 et 10)	121	99
Autres actifs (note 15)	89	90
Total de l'actif	9 623	9 736
Dette à court terme	3	-
Dettes fournisseurs et charges à payer	362	463
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions (note 16)	111	99
Garanties reçues (note 10)	16	16
Passifs de gestion du risque (notes 9 et 10)	192	208
Impôts sur le résultat à payer	19	22
Dividendes à payer (notes 19 et 20)	66	67
Partie courante de la dette à long terme (notes 10 et 17)	310	316
	1 079	1 191
Dette à long terme (notes 10 et 17)	3 714	3 721
Provisions pour démantèlement et autres provisions (note 16)	277	283
Passifs d'impôt différé	489	491
Passifs de gestion du risque (notes 9 et 10)	153	142
Crédits différés et autres passifs non courants (note 18)	284	281
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 19)	2 293	2 273
Actions privilégiées (note 20)	562	562
Surplus d'apport	9	9
Résultats non distribués	551	527
Cumul des autres éléments du résultat global (note 21)	(133)	(102)
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	3 282	3 269
Participations ne donnant pas le contrôle	345	358
Total des capitaux propres	3 627	3 627
Total du passif et des capitaux propres	9 623	9 736
Éventualités (note 22)		
Événements ultérieurs (note 26)		

Voir les notes jointes.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

(en millions de dollars canadiens)

Trimestre clos le 31 mars 2012

Non audité	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Résultats non distribués	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	-	-	-	96	-	96	13	109
Autres éléments du résultat global :								
Pertes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts et taxes	-	-	-	-	(11)	(11)	-	(11)
Pertes nettes sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(10)	(10)	(7)	(17)
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(10)	(10)	-	(10)
Total du résultat global	-	-	-	96	(31)	65	6	71
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	-	(65)	-	(65)	-	(65)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(7)	-	(7)	-	(7)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(19)	(19)
Émission d'actions ordinaires	20	-	-	-	-	20	-	20
Solde au 31 mars 2012	2 293	562	9	551	(133)	3 282	345	3 627

Trimestre clos le 31 mars 2011

Non audité	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Résultats non distribués	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	-	-	-	208	-	208	13	221
Autres éléments du résultat global :								
Pertes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts et taxes	-	-	-	-	(16)	(16)	-	(16)
Profits nets (pertes nettes) sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(194)	(194)	4	(190)
Profits actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	1	1	-	1
Total du résultat global	-	-	-	208	(209)	(1)	17	16
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(4)	-	(4)	-	(4)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(17)	(17)
Émission d'actions ordinaires	18	-	-	-	-	18	-	18
Effet des régimes de paiements fondés sur des actions	-	-	1	-	-	1	-	1
Solde au 31 mars 2011	2 222	293	8	635	(24)	3 134	431	3 565

¹ Voir la note 21 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	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Activités opérationnelles		
Résultat net	109	221
Amortissement (note 24)	140	127
Profit à la vente d'actifs (note 3)	(3)	-
Désactualisation des provisions (note 16)	4	5
Frais de démantèlement et de remise en état réglés (note 16)	(6)	(6)
Charge d'impôt différé (note 8)	3	89
Profit latent sur les activités de gestion du risque (note 10)	(69)	(202)
Perte de change latente	9	-
Autres éléments sans effet de trésorerie	2	(8)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, avant variation du fonds de roulement	189	226
Variation des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles (note 25)	(6)	(58)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	183	168
Activités d'investissement		
Acquisitions d'immobilisations corporelles (note 14)	(137)	(87)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(6)	(5)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	-	1
Produit de la vente d'actifs	3	-
Résolution de certaines questions fiscales	-	2
Profits (pertes) réalisé(e)s sur les instruments financiers	(2)	2
Diminution nette des garanties reçues de contreparties	-	(16)
Augmentation nette des garanties versées aux contreparties	(6)	(9)
Divers	(5)	-
Variation des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement	(12)	(21)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(165)	(133)
Activités de financement		
Augmentation nette des emprunts sur les facilités de crédit (note 17)	40	40
Remboursement de la dette à long terme (note 17)	(2)	(2)
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 19)	(45)	(47)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 20)	(8)	(4)
Produit net de l'émission d'actions ordinaires (note 19)	-	1
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	(19)	(17)
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	1	1
Divers	(3)	(1)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(36)	(29)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, d'investissement et de financement	(18)	6
Variation réelle de la valeur des liquidités en devises	-	(1)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(18)	5
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	49	35
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	31	40
Impôts sur le résultat au comptant payés (recouvrés)	15	(6)
Intérêts au comptant payés	46	33

Voir les notes jointes.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS (NON AUDITÉ)

(Les montants des tableaux sont en millions de dollars canadiens, à moins d'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 Corporation» 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 les actifs et les passifs, 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 avril 2012.

B. Utilisation d'estimations

La préparation des présents états financiers consolidés résumés selon les 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

Modifications comptables antérieures

Le 1^{er} janvier 2011, la société a adopté les Normes internationales d'information financière («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

De nouvelles normes comptables ou des normes comptables modifiées, qui ont été publiées par l'International Accounting Standards Board mais qui ne sont pas encore entrées en vigueur et n'ont pas été appliquées par la société, 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 actuelle. Ces reclassements n'ont eu aucune incidence sur le résultat net présenté antérieurement.

3. CESSIONS

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2012, la société a réalisé un profit avant impôts et taxes de 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.

4. PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES

Plusieurs contrats d'achat d'électricité 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 le trimestre clos le 31 mars 2012 ont totalisé 42 millions de dollars (49 millions de dollars au 31 mars 2011).

5. CHARGES SELON LEUR NATURE

Les charges sont classées selon leur nature comme suit :

	Trimestre clos le 31 mars 2012		Trimestre clos le 31 mars 2011	
	Combustible et achats d'électricité	Activités opérationnelles, entretien et administration	Combustible et achats d'électricité	Activités opérationnelles, entretien et administration
Combustible	139	-	152	-
Achats d'électricité	37	-	48	-
sociaux	1	65	1	70
Amortissement	10	-	9	-
Autres charges opérationnelles	-	62	-	58
Total	187	127	210	128

6. 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 Gen et Wailuku.

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

	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Résultats des activités opérationnelles		
Produits des activités ordinaires	26	28
Charges	(26)	(28)
Quote-part du résultat net	-	-

Aux	31 mars 2012	31 décembre 2011
Situation financière		
Actifs courants	49	42
Actifs non courants	413	423
Passifs courants	(37)	(29)
Passifs non courants	(224)	(229)
Participations ne donnant pas le contrôle	(14)	(14)
Quote-part de l'actif net	187	193

7. CHARGE D'INTÉRÊT NETTE

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

	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Intérêt sur la dette	56	55
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif (note 14)	-	(11)
Charge d'intérêt	56	44
Désactualisation des provisions (note 16)	4	5
Charge d'intérêt nette	60	49

La société incorpore l'intérêt dans le coût de l'actif au cours de la construction des projets d'immobilisations de croissance. Un montant nominal a été incorporé dans le coût de l'actif 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.

8. IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT

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

	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Charge d'impôt exigible	13	3
Avantage découlant de la résolution de certaines questions fiscales en suspens	(24)	-
Charge d'impôt différé afférente à la naissance et à la reprise des différences temporelles	13	89
Charge d'impôts sur le résultat	2	92

Elles sont présentées dans les comptes consolidés résumés de résultat comme suit :

	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Charge (recouvrement) d'impôt exigible	(1)	3
Charge d'impôt différé	3	89
Charge d'impôts sur le résultat	2	92

9. 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.

Le tableau suivant résume les facteurs clés influant sur la juste valeur des actifs et passifs nets de gestion du risque par niveau de classement pour les opérations sur les produits énergétiques effectuées au cours du trimestre clos le 31 mars 2012 :

	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	-	16	3	-	37	11	-	53	14
Nouveaux contrats	-	-	-	-	4	-	-	4	-
Contrats réglés	-	7	4	-	(67)	(5)	-	(60)	(1)
Abandon de la comptabilité de couverture pour certains contrats	-	(26)	-	-	26	-	-	-	-
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 mars 2012	-	(93)	(7)	-	287	13	-	194	6
Information additionnelle relative au niveau III :									
Variation de la juste valeur incluse dans les autres éléments du résultat global			7			-			7
Profit (perte) réalisé(e) inclus(e) dans le résultat avant impôts sur le résultat			(4)			5			1
Profit latent inclus dans le résultat avant impôts sur le résultat lié aux actifs nets détenus au 31 mars 2012						11			11

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 31 mars 2012 est de +/- 32 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 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 la dette et l'investissement net dans des établissements à l'étranger.

Le tableau suivant résume les facteurs clés influant sur la juste valeur des autres actifs et passifs de gestion du risque par niveau de classement au cours du trimestre clos le 31 mars 2012 :

	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	-	(12)	-	-	-	-	-	(12)	-
Nouveaux contrats	-	-	-	-	(2)	-	-	(2)	-
Contrats réglés	-	3	-	-	-	-	-	3	-
Passifs nets de gestion du risque au 31 mars 2012	-	(59)	-	-	(2)	-	-	(61)	-

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

Au 31 mars 2012	Juste valeur				Valeur comptable totale
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
Dette à long terme – 31 mars 2012¹	-	4 270	-	4 270	4 024
Dette à long terme – 31 déc. 2011 ¹	-	4 324	-	4 324	4 037

¹ Inclut la partie courante.

La valeur comptable des autres actifs et passifs financiers (trésorerie et équivalents de trésorerie, créances clients, garanties versées, créances à long terme, dette à court terme, 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 et passifs de gestion du risque et est comptabilisé(e) en résultat net sur la durée du contrat correspondant. Au 31 mars 2012, le profit non amorti s'élevait à 4 millions de dollars (profit de 4 millions de dollars au 31 décembre 2011).

10. ACTIVITÉS DE GESTION DU RISQUE

A. Actifs et passifs de gestion du risque

Le total des actifs et passifs de gestion du risque se présente comme suit :

Aux	31 mars 2012				31 déc. 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	-	3	-	357	360	390
Non courants	-	-	-	96	96	73
Total des actifs de gestion du risque – Opérations sur les produits énergétiques	-	3	-	453	456	463
Autres						
Courants	3	-	-	-	3	1
Non courants	-	1	24	-	25	26
Total des autres actifs de gestion du risque	3	1	24	-	28	27
Passifs de gestion du risque						
Opérations sur les produits énergétiques						
Courants	-	16	-	134	150	167
Non courants	-	87	-	19	106	106
Total des passifs de gestion du risque – Opérations sur les produits énergétiques	-	103	-	153	256	273
Autres						
Courants	4	36	-	2	42	41
Non courants	-	47	-	-	47	36
Total des autres passifs de gestion du risque	4	83	-	2	89	77
Actifs (passifs) nets de gestion du risque – Opérations						
	-	(100)	-	300	200	190
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque						
	(1)	(82)	24	(2)	(61)	(50)
Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque	(1)	(182)	24	298	139	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 vente de devises à terme comme suit :

La dette à long terme libellée en dollars américains d'une valeur nominale de 820 millions de dollars américains (820 millions de dollars américains au 31 décembre 2011) et les emprunts en vertu d'une facilité de crédit libellée en dollars américains d'une valeur nominale de 300 millions de dollars américains (300 millions de dollars américains au 31 décembre 2011) ont été désignés comme faisant partie de la couverture de l'investissement net de TransAlta dans les établissements à l'étranger.

Aux	31 mars 2012				31 décembre 2011			
Montant notionnel vendu	Montant notionnel acquis	Actif (passif) à la juste valeur	Échéance	Montant notionnel vendu	Montant notionnel acquis	Passif à la juste valeur	Échéance	
<i>Contrats de change à terme</i>								
190 \$ AU	191 \$ CA	(4)	2012	185 \$ AU	184 \$ CA	(4)	2012	
165 \$ US	167 \$ CA	3	2012	135 \$ US	138 \$ CA	-	2012	

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 31 mars 2012 se présentent comme suit :

Aux	31 mars 2012		31 décembre 2011	
Type (en milliers)	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Notionnel vendu	Notionnel acquis
Électricité (MWh)	4 456	3	7 817	4
Gaz naturel (GJ)	1 451	38 921	2 032	39 022
Pétrole (gallons)	-	-	-	6 300

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2012, des profits latents avant impôts et taxes de 75 millions de dollars (un profit de 204 millions de dollars au 31 mars 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. Ces profits latents ont été calculés d'après les prix à terme alors en vigueur, qui changeront d'ici la conclusion prévue des transactions couvertes sous-jacentes. 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, 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 actuelle, le résultat différé futur sera plus faible; toutefois, les flux de trésorerie prévus provenant de ces contrats ne changeront pas.

Au cours du trimestre clos le 31 mars 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 31 mars 2012, les profits cumulés de 20 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 afin de gérer les expositions au risque de change au titre de la dette libellée en monnaie étrangère.

Aux		31 mars 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 – encaissements/décaissements</i>								
256 \$ CA	239 \$ US	(10)	2012-2017	250 \$ CA	233 \$ US	(8)	2012-2017	
8 \$ US	8 \$ CA	-	2012	8 \$ US	8 \$ CA	-	2012	
90 \$ CA	65 €	(3)	2012	103 \$ CA	74 €	(6)	2012	
<i>Contrats de change à terme – dette libellée en monnaie étrangère</i>								
312 \$ CA	300 \$ US	(12)	2012	312 \$ CA	300 \$ US	(5)	2012	
314 \$ CA	300 \$ US	(10)	2013	314 \$ CA	300 \$ US	(5)	2013	
<i>Swaps de devises – dette libellée en monnaie étrangère</i>								
530 \$ CA	500 \$ US	(27)	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 2,75 % et 3,43 %. 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		31 mars 2012			31 décembre 2011		
Montant notionnel	Passif à la juste valeur	Échéance	Montant notionnel	Passif à la juste valeur	Échéance		
300 \$ US	(20)	2012	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 :

Trimestre clos le 31 mars 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) avant impôts et taxes comptabilisé dans les résultats
Contrats sur produits de base	5	Produits des activités ordinaires	16	Produits des activités ordinaires	(75)
Contrats de change sur les couvertures de projets	(2)	Immobilisations corporelles	1	(Profit) perte de change	-
Contrats de change sur les couvertures de la dette en dollars américains	(11)	(Profit) perte de change	-	(Profit) perte de change	-
Sw aps de devises	(5)	(Profit) perte de change	33	(Profit) perte de change	-
Contrats de sw aps de taux d'intérêt différés	5	Charge d'intérêt	-	Charge d'intérêt	-
Incidence sur les autres éléments du résultat global	(8)	Incidence sur les autres éléments du résultat global	50	Incidence sur le résultat net	(75)

Trimestre clos le 31 mars 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) avant impôts et taxes comptabilisé dans les résultats
Contrats sur produits de base	(36)	Produits des activités ordinaires	(38)	Produits des activités ordinaires	(204)
Contrats de change sur les couvertures de projets	(3)	Immobilisations corporelles	-	Immobilisations corporelles	-
Contrats de change sur les couvertures de la dette en dollars américains	(18)	(Profit) perte de change	33	(Profit) perte de change	-
Sw aps de devises	(14)	(Profit) perte de change	-	change	-
Incidence sur les autres éléments du résultat global	(71)	Incidence sur les autres éléments du résultat global	(5)	Incidence sur le résultat net	(204)

Au cours des 12 prochains mois, la société estime que 7 millions de dollars de pertes après impôts et taxes seront reclassés du cumul des autres éléments du résultat global au résultat net. Ces estimations supposent le maintien des prix du gaz 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 des éléments qui précèdent. 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 tranche 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	31 mars 2012			31 décembre 2011		
	Montant notionnel	Actif à la juste valeur	Échéance	Montant notionnel	Actif à la juste valeur	Échéance
	150 \$ US	24	2018	150 \$ US	25	2018

Compte tenu des swaps de taux d'intérêt décrits ci-dessus, un pourcentage de 24 % de la dette de la société est assujéti 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 tranche inefficace des couvertures de juste valeur comptabilisées dans la charge d'intérêt nette dans le compte consolidé résumé de résultat pour le trimestre clos le 31 mars 2012 était de néant (néant au 31 mars 2011).

II. Éléments autres que de couverture

La société conclut diverses opérations 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 les produits 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	31 mars 2012		31 décembre 2011		
	Type (en milliers)	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Notionnel vendu	Notionnel acquis
Électricité (MWh)		70 292	59 617	56 374	47 133
Gaz naturel (GJ)		1 134 984	1 115 906	1 007 959	1 030 710
Transport (MWh)		-	2 867	-	2 908
Pétrole (gallons)		-	9 576	-	6 552

b. Autres éléments autres que de couverture dérivés

Aux	31 mars 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>								
	41 \$ CA	39 \$ AU	(1)	2012	37 \$ CA	36 \$ AU	-	2012
	19 \$ CA	18 \$ US	(1)	2012	19 \$ CA	19 \$ US	-	2012

c. Swaps sur rendement total

La société a aussi 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 le trimestre clos le 31 mars 2012, la société a comptabilisé un profit latent net de 4 millions de dollars (un profit de 5 millions de dollars au 31 mars 2011) lié aux instruments dérivés sur les produits de base.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2012, un profit de néant (une perte de 4 millions de dollars au 31 mars 2011) a été comptabilisé et comprenait une perte latente nette de 1 million de dollars (un profit de 3 millions de dollars au 31 mars 2011) et un profit réalisé net de 1 million de dollars (une perte de 7 millions de dollars au 31 mars 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 31 décembre 2012 liée aux activités de négociation de la société sur les produits énergétiques pour compte propre a été de 5 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 31 mars 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 5 millions de dollars (5 millions de dollars au 31 décembre 2011). La VaR au 31 mars 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 7 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, sur les actifs portant intérêt et sur les instruments dérivés sur taux d'intérêt 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 est une variation potentielle raisonnable des taux d'intérêt du marché au cours du prochain trimestre.

	Trimestres clos les 31 mars			
	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	1	(5)	1	-

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 de 0,06 \$ (0,06 \$ au 31 mars 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.

Devise	Trimestres clos les 31 mars			
	2012		2011	
	Diminution du résultat net ¹	Profit au titre des autres éléments du résultat global ^{1, 2}	Diminution du résultat net ¹	Profit au titre des autres éléments du résultat global ^{1, 2}
\$ US	(1)	11	(1)	9
\$ AU	(1)	-	(1)	-
€	-	3	-	-
Total	(2)	14	(2)	9

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 utilisés 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 TransAlta à un risque commercial.

Au 31 mars 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 31 mars 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 par rapport 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 47 millions de dollars au 31 mars 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, des actifs financiers au 31 mars 2012 :

<i>(en pourcentage)</i>	Notation de première qualité	Notation de qualité inférieure	Total
Créances clients	96	4	100
Actifs de gestion du risque	97	3	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	362	-	-	-	-	-	362
Garanties reçues	16	-	-	-	-	-	16
Dette à court terme	3	-	-	-	-	-	3
Dette ¹	307	610	209	1 193	29	1 662	4 010
(Actifs) passifs de gestion du risque –							
Opérations sur les produits énergétiques	(190)	(39)	(18)	12	10	25	(200)
Autres (actifs) passifs de gestion du risque	39	13	2	29	2	(24)	61
Intérêt sur la dette à long terme	150	189	163	124	110	825	1 561
Dividendes à verser	66	-	-	-	-	-	66
Total	753	773	356	1 358	151	2 488	5 879

¹ Exclut l'incidence de la comptabilité de couverture et inclut les facilités de crédit utilisées qui devraient venir à échéance en 2012 et en 2016.

C. Garantie

I. Actifs financiers donnés en garantie

Au 31 mars 2012, la société a donné 51 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 31 mars 2012, la société avait reçu 16 millions de dollars (16 millions de dollars au 31 décembre 2011) en garantie des obligations de contreparties.

III. Clauses liées aux 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.

Au 31 mars 2012, la société avait fourni une garantie de 35 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 liées au risque de crédit, y compris une révision à la baisse de la note de crédit. Si cette révision a lieu, la société serait tenue de fournir une garantie additionnelle de 89 millions de dollars à ses contreparties, selon la valeur des dérivés au 31 mars 2012.

11. 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	31 mars 2012	31 décembre 2011
Charbon	82	78
Gaz naturel	4	5
Crédits d'émission achetés	-	2
Total	86	85

Pour le trimestre clos le 31 mars 2012, les stocks de charbon de la centrale de Centralia de la société ont été réduits de 34 millions de dollars, soit à leur valeur de réalisation nette.

12. 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. Au cours de 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, et TransAlta prévoit recevoir 11 millions de dollars en 2012.

13. CRÉANCES À LONG TERME

En 2011, TransAlta avait une garantie nette d'environ 36 millions de dollars auprès de MF Global Inc., au moment où un fiduciaire a été nommé pour prendre le contrôle des actifs de MF Global Inc. et en assurer la liquidation et remettre les garanties aux clients. En raison du recouvrement incertain de la garantie, TransAlta a comptabilisé une provision de 18 millions de dollars en 2011 à l'égard de la garantie auprès de MF Global Inc.

14. 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	Total
Au 31 décembre 2011	74	3 153	1 041	2 057	534	196	216	7 271
Acquisitions	-	(1)	-	-	-	132	6	137
Amortissement	-	(68)	(23)	(22)	(10)	-	(3)	(126)
Révisions des coûts de démantèlement et de remise en état et acquisitions	-	-	-	(1)	-	-	-	(1)
Démantèlement d'actifs	-	(5)	-	-	-	-	-	(5)
Variation des taux de change	-	(15)	-	-	-	-	(1)	(16)
Transferts	-	96	-	18	6	(131)	8	(3)
Au 31 mars 2012	74	3 160	1 018	2 052	530	197	226	7 257

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2012, la société a incorporé un montant nominal des intérêts (de 11 millions de dollars au 31 mars 2011) à un taux moyen pondéré de 5,38 % (5,11 % au 31 mars 2011), dans le coût des immobilisations corporelles.

15. AUTRES ACTIFS

Les composantes des autres actifs sont comme suit :

Aux	31 mars 2012	31 déc. 2011
Frais de permis différés	22	22
Frais de mise en valeur de projets	34	33
Frais de service différés	18	18
Dépôt au titre du transport vers l'unité 3 de la centrale de Keephills	7	8
Divers	8	9
Total des autres actifs	89	90

16. 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	1	10	11
Passifs réglés au cours de la période	(6)	-	(6)
Désactualisation	4	-	4
Révisions des flux de trésorerie estimés	1	2	3
Révisions des taux d'actualisation	(2)	-	(2)
Reprises	-	(2)	(2)
Variation des taux de change	(2)	-	(2)
	297	91	388
Moins : partie courante	26	85	111
Solde au 31 mars 2012	271	6	277

17. DETTE À LONG TERME

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux	31 mars 2012			31 décembre 2011		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt¹
Facilités de crédit ²	836	836	2,1 %	806	806	2,1 %
Débiteures	835	851	6,6 %	833	851	6,6 %
Billets de premier rang ³	1 937	1 900	6,0 %	1 979	1 940	6,0 %
Dettes sans recours ⁴	374	381	5,9 %	375	382	5,9 %
Divers	42	42	6,6 %	44	44	6,6 %
	4 024	4 010		4 037	4 023	
Moins : partie courante de la dette avec recours	(308)	(308)		(314)	(314)	
Moins : partie courante de la dette sans recours	(2)	(2)		(2)	(2)	
Total de la dette à long terme	3 714	3 700		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 31 mars 2012 (306 millions de dollars américains au 31 décembre 2011).

3) 1900 millions de dollars américains au 31 mars 2012 (1900 millions de dollars américains au 31 décembre 2011).

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

TransAlta a des facilités de crédit consenties totalisant 2,0 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars au 31 décembre 2011), dont un montant non prélevé de 0,9 milliard de dollars (0,9 milliard de dollars au 31 décembre 2011) était disponible au 31 mars 2012, sous réserve des modalités d'emprunt habituelles. Outre le montant de 0,9 milliard de dollars disponible en vertu des facilités de crédit, TransAlta dispose également de 31 millions de dollars de liquidités.

En avril 2012, la société a renouvelé une facilité de crédit consortiale de 1,5 milliard de dollars et a reporté l'échéance de 2015 à 2016.

18. CRÉDITS DIFFÉRÉS ET AUTRES PASSIFS NON COURANTS

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

Aux	31 mars 2012	31 déc. 2011
Produits différés tirés du charbon	52	52
Valeur actuelle des obligations au titre des prestations définies	202	190
Primes à long terme	10	18
Divers	20	21
Total des crédits différés et autres passifs non courants	284	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.

19. 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 31 mars 2012, la société avait 224,6 millions d'actions ordinaires (223,6 millions au 31 décembre 2011) émises et en circulation. Au cours du trimestre clos le 31 mars 2012, 1,0 million (0,8 million au 31 mars 2011) d'actions ordinaires ont été émises en vertu du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions («RRDAA») pour 20 millions de dollars (17 millions de dollars au 31 mars 2011) et aucune action ordinaire n'a été émise (0,1 million d'actions ordinaires ont été émises) pour un produit au comptant de néant (1 million de dollars au 31 mars 2011).

B. Options sur actions

Au 31 mars 2012, la société avait attribué 1,6 million d'options sur actions en cours à des employés (1,7 million au 31 décembre 2011). Au cours du trimestre clos le 31 mars 2012, 0,1 million d'options sont venues à échéance ou ont été exercées ou annulées (un nombre négligeable au 31 mars 2011).

Pour le trimestre clos le 31 mars 2012, la charge de rémunération fondée sur les actions liée aux options sur actions comptabilisées dans les frais opérationnels, d'entretien et d'administration a été d'un montant nominal (1 million de dollars au 31 mars 2011).

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

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2012, la société a émis 1,0 million (0,8 million au 31 mars 2011) d'actions ordinaires en vertu de la disposition du RRDAA pour 20 millions de dollars (17 millions de dollars au 31 mars 2011). Au cours du mois de février 2012, la société a modifié le régime RRDAA, qui est maintenant appelé le régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires avec Dividende Bonifié^{MC} («le régime»). Le régime est analysé en détail à la note 24 C) des plus récents états financiers consolidés annuels. En vertu du régime, 66 % des actionnaires ont choisi de participer au réinvestissement des dividendes pour ce qui est du dividende qui était à verser le 1^{er} avril 2012.

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 (\$)	Dividendes à verser au 31 mars 2012	Total des dividendes	Dividendes versés en espèces	Dividendes versés en actions en vertu du régime
25 janvier 2012	1 ^{er} avril 2012	0,29	66	65	22	43
Total		0,29	66	65		

Date de déclaration	Date de versement	Dividende par action (\$)	Dividendes à verser au 31 déc. 2011	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	66	65	45	20
Total		0,87	66	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.

20. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

A. Émises et en circulation

TransAlta est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang, et le conseil d'administration est autorisé à déterminer les droits, les privilèges, les restrictions et les conditions se rattachant à ces actions, sous réserve de certaines limites. Au 31 mars 2012, la société avait 12,0 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux rajusté et à dividende cumulatif de série A (12,0 millions au 31 décembre 2011) et 11,0 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux rajusté et à dividende cumulatif de série C (11,0 millions au 31 décembre 2011), émises et en circulation respectivement.

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 (\$)	Dividendes à verser au 31 mars 2012	Total des dividendes
25 janvier 2012	31 mars 2012	0,2875	-	3

Date de déclaration	Date de versement	Dividende par action (\$)	Dividendes à verser au 31 déc. 2011	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
Total		0,8625	-	11

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

Date de déclaration	Date de versement	Dividende par action¹ (\$)	Dividendes à verser au 31 mars 2012	Total des dividendes
25 janvier 2012	31 mars 2012	0,3844	-	4

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

21. 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)
Pertes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger	(32)	(49)
Profits sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger ¹	21	33
Solde aux 31 mars	(39)	(43)
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	(2)	(62)
Reclassement des profits sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans le résultat net, déduction faite des impôts et taxes ³	(9)	(132)
Reclassement des pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans les actifs non financiers, déduction faite des impôts et taxes ⁴	1	-
Solde aux 31 mars	(38)	38
Avantages du personnel		
Solde d'ouverture	(46)	(20)
Écarts actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes ⁵	(10)	1
Solde aux 31 mars	(56)	(19)
Cumul des autres éléments du résultat global	(133)	(24)

1) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 3 pour le trimestre clos le 31 mars 2012 (charge de 4 en 2011).

2) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 1 pour le trimestre clos le 31 mars 2012 (reco uvrement de 13 en 2011).

3) Déduction faite des impôts sur le résultat de néant pour le trimestre clos le 31 mars 2012 (néant en 2011).

4) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 17 pour le trimestre clos le 31 mars 2012 (charge de 77 en 2011).

5) Déduction faite du reco uvrement d'impôts sur le résultat de 3 pour le trimestre clos le 31 mars 2012 (charge de 1 en 2011).

22. 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 si les réclamations auront une issue favorable pour TransAlta ou si elles n'auront pas d'incidence négative importante sur ses activités.

23. 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 filiales de la société. 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 31 mars 2011 totalisaient 280 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.

24. INFORMATIONS SECTORIELLES

A. Résultats sectoriels

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

Trimestre clos le 31 mars 2012	Opérations sur les produits			Total
	Production	énergétiques	Siège social	
Produits des activités ordinaires	639	17	-	656
Combustible et achats d'électricité	187	-	-	187
Marge brute	452	17	-	469
Activités opérationnelles, entretien et administration	98	7	22	127
Amortissement	124	-	5	129
Moins-value des stocks	34	-	-	34
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	-	-	7
Répartition des coûts intersectoriels	3	(3)	-	-
Résultats opérationnels	186	13	(27)	172
Produits tirés des contrats de location-financement	2	-	-	2
Profit à la vente d'installations				3
Perte de change				(6)
Charge d'intérêt nette				(60)
Résultat avant impôts sur le résultat				111

Trimestre clos le 31 mars 2011	Opérations sur les produits			Total
	Production	énergétiques	Siège social	
Produits des activités ordinaires	803	15	-	818
Combustible et achats d'électricité	210	-	-	210
Marge brute	593	15	-	608
Activités opérationnelles, entretien et administration	100	5	23	128
Amortissement	109	-	5	114
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	-	-	7
Répartition des coûts intersectoriels	2	(2)	-	-
Résultats opérationnels	375	12	(28)	359
Produits tirés des contrats de location-financement	2	-	-	2
Profit de change				1
Charge d'intérêt nette				(49)
Résultat avant impôts sur le résultat				313

Le secteur Production comprend un montant de 7 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2012 (6 millions de dollars au 31 mars 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			Total
	Production	énergétiques	Siège social	
31 mars 2012	8 931	343	349	9 623
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 :

	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Dotation aux amortissements selon les comptes consolidés résumés de résultat	129	114
Amortissement compris dans le poste Combustible et achats d'électricité	10	9
Divers	1	4
Dotation aux amortissements selon les tableaux consolidés résumés des flux de trésorerie	140	127

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

	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Source (utilisation) de la trésorerie :		
Créances clients	104	109
Charges payées d'avance	(15)	(13)
Impôts sur le résultat à recevoir	(14)	6
Stocks	(2)	(33)
Dettes fournisseurs et charges à payer	(90)	(133)
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	12	6
Impôts sur le résultat à payer	(1)	-
Variation des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles	(6)	(58)

26. ÉVÉNEMENTS ULTÉRIEURS

Le 26 avril 2012, les partenaires sectoriels du projet Pioneer ont annoncé qu'ils ne réaliseraient pas ce projet de captage et de stockage du carbone («CSC»). Le projet Pioneer était une initiative commune de TransAlta, de Capital Power, d'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 sectoriels ont établi que, bien que la technologie fonctionnait et que les dépenses d'investissement étaient 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 à l'heure actuelle.