



TRANSALTA CORPORATION

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2007

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. Voir la page 31 pour des renseignements supplémentaires.

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés de TransAlta Corporation aux 30 juin 2007 et 2006 et pour les trois mois et les six mois terminés à ces dates et doit également être lu avec les états financiers consolidés vérifiés et le rapport de gestion contenus dans notre rapport annuel pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006. 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 principes comptables généralement reconnus («PCGR») du Canada. Les montants de tous les tableaux du rapport de gestion qui suit sont en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Le présent rapport de gestion est daté du 27 juillet 2007. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta, y compris sa notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Les résultats d'exploitation sont présentés sous la forme de résultats consolidés et par secteur d'activité. Nous comptons deux secteurs d'activité : Production et Expansion de l'entreprise et commercialisation. Nos secteurs sont soutenus par un groupe du siège social qui fournit des services financiers et juridiques, des services de trésorerie, des services de santé et de sécurité environnementales, des services de développement durable, des services de communications de l'entreprise, des services de relations avec les gouvernements, des services de technologie de l'information et de ressources humaines ainsi que d'autres services administratifs.

Dans le présent rapport de gestion, l'incidence des fluctuations des taux de change sur les opérations et les soldes en devises est abordée en même temps que les postes pertinents de l'état des résultats et du bilan. Bien que les postes du bilan subissent l'incidence des fluctuations des taux de change, l'incidence nette de la conversion de chacun des postes est reflétée à la section des capitaux propres des bilans consolidés.

Le tableau suivant présente les principaux résultats financiers et données d'exploitation :

	Trois mois terminés les 30 juin		Six mois terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Disponibilité (%)	83,6	85,1	85,9	91,0
Production (GWh)	11 497	10 051	24 194	22 495
Produits	665,5 \$	599,0 \$	1 375,4 \$	1 332,7 \$
Marge brute ¹	355,7 \$	339,1 \$	733,6 \$	733,1 \$
Bénéfice d'exploitation ¹	90,5 \$	75,7 \$	228,8 \$	229,7 \$
Bénéfice net	57,2 \$	86,4 \$	113,4 \$	155,6 \$
Résultat de base et dilué par action ordinaire	0,28 \$	0,43 \$	0,56 \$	0,78 \$
Flux de trésorerie d'exploitation	227,6 \$	66,8 \$	558,4 \$	267,1 \$

¹⁾ La marge brute et le bénéfice d'exploitation ne sont pas définis selon les PCGR du Canada. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux PCGR» à la page 28 du présent rapport de gestion pour obtenir plus de renseignements sur le bénéfice d'exploitation et la marge brute, ainsi qu'un rapprochement du bénéfice net.

	30 juin 2007	31 décembre 2006
Total de l'actif	7 156,5 \$	7 460,1 \$
Total des passifs financiers à long terme	3 203,5 \$	3 094,1 \$
Dividendes en espèces déclarés par action	0,25 \$	1,00 \$

DISPONIBILITÉ ET PRODUCTION

La disponibilité pour les trois mois terminés le 30 juin 2007 a diminué en regard de la période correspondante de 2006 en raison de déclassements plus élevés à la centrale alimentée au charbon de Centralia («centrale au charbon de Centralia») attribuables aux essais de combustion du charbon du bassin de la Powder River et à la hausse des interruptions imprévues à la centrale alimentée au gaz de Centralia («centrale au gaz de Centralia»), compensés par des interruptions planifiées et imprévues à Sheerness et à diverses autres installations alimentées au gaz.

La disponibilité pour les six mois terminés le 30 juin 2007 a diminué, pour s'établir à 85,9 % en regard de 91,0 % à la période correspondante de 2006, en raison surtout du déclassement à la centrale au charbon de Centralia attribuable aux essais de combustion du charbon du bassin de la Powder River aux premier et deuxième trimestres de 2007.

La production a augmenté de 1 446 gigawattheures («GWh») au deuxième trimestre en regard de la même période de 2006 par suite de l'augmentation de la production à la centrale au charbon de Centralia, étant donné qu'en 2006 nous avons réduit la production afin de tirer parti des prix du marché. La production pour les six premiers mois de 2007 s'est accrue de 1 699 GWh en regard de la période correspondante en 2006 en raison surtout de la hausse de la production à la centrale au charbon de Centralia.

BÉNÉFICE NET

Pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2007, le bénéfice net présenté a reculé par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice 2006, passant respectivement de 86,4 millions de dollars à 57,2 millions de dollars et de 155,6 millions de dollars à 113,4 millions de dollars. Pour les trois mois terminés le 30 juin 2007, le bénéfice aux fins de comparaison¹ s'est établi à 41,9 millions de dollars (0,21 \$ l'action ordinaire) en regard de 31,1 millions de dollars (0,16 \$ l'action ordinaire) pour la période correspondante de 2006. Pour les six mois terminés le 30 juin 2007, le bénéfice aux fins de comparaison s'est établi à 98,1 millions de dollars (0,48 \$ l'action ordinaire) en regard de 106,5 millions de dollars (0,53 \$ l'action ordinaire) au cours de la même période de 2006.

1) Le bénéfice aux fins de comparaison n'est pas défini selon les PCGR du Canada. La présentation du bénéfice aux fins de comparaison d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux PCGR» à la page 28 du présent rapport de gestion pour obtenir de plus amples renseignements sur le bénéfice aux fins de comparaison, y compris un rapprochement du bénéfice net.

Un rapprochement du bénéfice net figure ci-après :

	Trois mois terminés les 30 juin	Six mois terminés les 30 juin
Bénéfice net de 2006	86,4 \$	155,6 \$
Augmentation des marges brutes du secteur Production (avant les pertes liées à l'évaluation à la valeur du marché)	52,0	48,5
Accroissement des pertes liées à l'évaluation à la valeur du marché du secteur Production	(26,2)	(40,0)
Diminution des marges du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation	(9,2)	(8,0)
Diminution/(augmentation) des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration	(4,0)	(6,1)
Réduction de l'amortissement	1,9	4,4
Gain à la vente du matériel d'exploitation minière de Centralia	11,7	11,7
Réduction des intérêts débiteurs nets	2,3	5,5
Augmentation de la quote-part des résultats des sociétés satellites	(4,1)	(12,0)
(Augmentation)/diminution des participations sans contrôle	(1,8)	1,1
Augmentation de la charge d'impôts	(57,7)	(53,9)
Divers	5,9	6,6
Bénéfice net de 2007	57,2 \$	113,4 \$

Les marges brutes du secteur Production, avant les pertes liées à l'évaluation à la valeur du marché, ont augmenté de 52,0 millions de dollars pour les trois mois terminés le 30 juin 2007, en raison d'une hausse de la production à la centrale au charbon de Centralia et de prix favorables sur les marchés de l'Alberta et du nord-ouest du Pacifique, et d'une baisse des coûts du charbon à la centrale au charbon de Centralia, contrebalancées en partie par une augmentation des coûts du charbon aux centrales thermiques de l'Alberta.

Les marges brutes du secteur Production, avant les pertes liées à l'évaluation à la valeur du marché, se sont accrues de 48,5 millions de dollars pour les six mois terminés le 30 juin 2007 grâce à des prix favorables sur le marché de l'Alberta et à la centrale au charbon de Centralia, combinés à une baisse des coûts du combustible et à une hausse de la production à la centrale au charbon de Centralia, annulées en partie par un accroissement des interruptions imprévues, à une hausse des coûts du charbon aux centrales thermiques de l'Alberta et à un repli des marges à Ottawa.

Pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2007, nous avons constaté des pertes liées à l'évaluation à la valeur du marché avant impôts respectivement de 26,2 millions de dollars et 40,0 millions de dollars sur certains contrats à la centrale au charbon de Centralia qui ne sont plus admissibles à la comptabilité de couverture. Ces pertes résultent de la reprise de gains constatés au quatrième trimestre de 2006 sur une portion de ces contrats, de nouvelles positions conclues en 2008 et de variations des prix à terme qui ne touchent pas le montant de règlement final reçu de ces contrats. La juste valeur de contrats futurs continuera de fluctuer selon les variations des prix du marché.

Les marges brutes du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation ont reculé respectivement de 9,2 millions de dollars et 8,0 millions de dollars pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2007 en regard des périodes correspondantes en 2006, en raison d'une diminution des marges sur les activités de négociation dans la région de l'Ouest.

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2007 se sont accrues respectivement de 4,0 millions de dollars et 6,1 millions de dollars par rapport aux mêmes périodes en 2006, en raison de l'investissement plus élevé dans notre infrastructure de technologie de l'information et du moment des autres charges.

La dotation aux amortissements a diminué de 1,9 million de dollars pour les trois mois terminés le 30 juin 2007 en regard de la même période en 2006, en raison surtout du remplacement d'un nombre accru de pièces durant l'entretien planifié de 2006 et d'une baisse de l'amortissement découlant de la dépréciation de la centrale au gaz de Centralia constatée en 2006, compensés en partie par l'incidence du reclassement de l'augmentation due à la désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations à la mine Centralia du coût des ventes à l'amortissement, et par une hausse de l'amortissement découlant des dépenses en immobilisations en 2006.

Outre ce qui précède, pour les six mois terminés le 30 juin 2007, la dotation aux amortissements a reculé de 4,4 millions de dollars en regard de la même période en 2006, en raison de la dépréciation constatée en 2006 sur des turbines détenues en stock, compensée en partie par une hausse des dépenses en immobilisations en 2006.

Au cours du deuxième trimestre, nous avons vendu de l'équipement déjà utilisé à nos installations d'exploitation minière de Centralia pour lequel nous avons constaté une valeur de 11,6 millions de dollars, reçu un produit de 23,3 millions de dollars et constaté un gain de 11,7 millions de dollars.

Pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2007, les intérêts débiteurs nets ont reculé respectivement de 2,3 millions de dollars et 5,5 millions de dollars, en raison surtout de la diminution du degré d'endettement et de la hausse des intérêts créditeurs sur les dépôts au comptant, en partie contrebalancées par les gains constatés résultant du dénouement d'opérations de couverture d'un investissement net et d'une hausse des intérêts sur les soldes de la dette à court terme. Pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2007, la dette nette respectivement de 96,2 millions de dollars et 115,0 millions de dollars a été remboursée. Des titres privilégiés de 175 millions de dollars ont été remboursés au premier trimestre de 2007.

Pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2007, la quote-part de la perte de sociétés satellites a augmenté respectivement de 4,1 millions de dollars et 12,0 millions de dollars, en raison d'une baisse des marges et d'une hausse des intérêts débiteurs résultant du refinancement de ces filiales.

Pour les trois mois terminés le 30 juin 2007, les participations sans contrôle se sont accrues de 1,8 million de dollars en raison d'une hausse du bénéfice à TransAlta Cogeneration, L.P. («TA Cogen») surtout grâce à une hausse des marges à Sheerness, compensée en partie par une diminution des marges à Ottawa.

Pour les six mois terminés le 30 juin 2007, les participations sans contrôle ont diminué de 1,1 million de dollars en raison d'une baisse du bénéfice à TA Cogen découlant d'un recul des marges à Ottawa, compensé en partie par une hausse des marges à Sheerness au deuxième trimestre.

Les impôts sur les bénéfices ont augmenté par rapport à la même période en 2006 en raison de la réduction ponctuelle des taux d'imposition au deuxième trimestre de 2006. Les taux d'imposition réels pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2007 ont été respectivement de 21,4 % et 24,1 % comparativement à 9,9 % et 19,8 % pour les mêmes périodes en 2006.

FLUX DE TRÉSORERIE

Les flux de trésorerie d'exploitation pour les trois mois terminés le 30 juin 2007 ont augmenté de 160,8 millions de dollars par rapport à la même période en 2006, en raison surtout d'une hausse du bénéfice en trésorerie et de flux de trésorerie favorables provenant du fonds de roulement attribuables au calendrier des recouvrements des créances et aux liquidités utilisées en 2006 relativement à la constitution des stocks de charbon à la centrale au charbon de Centralia.

Les flux de trésorerie d'exploitation pour les six mois terminés le 30 juin 2007 ont augmenté de 291,3 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2006, en raison surtout des liquidités utilisées pour constituer des stocks de charbon à la centrale au charbon de Centralia en 2006 et du calendrier de perception des produits. Au cours du premier trimestre de 2007, 185 millions de dollars de paiements contractuels prévus relatifs à 2006 ont été recouverts. Au cours du troisième trimestre, nous ne recevons que les produits de deux mois aux termes des contrats d'achat d'électricité («CAÉ») en raison de la date des paiements contractuels prévus. De plus, au quatrième trimestre, un paiement relatif aux produits des CAÉ de 2007 ne nous sera versé que le 2 janvier 2008. Bien que le calendrier des encaissements soit variable, nous recevons 12 mois de revenus tirés des CAÉ au cours de 2007.

Les facteurs clés responsables de ces variations sont mentionnés ci-dessous dans le rapprochement des flux de trésorerie d'exploitation pour les trois mois terminés les 30 juin 2006 et 2007 :

	Trois mois terminés les 30 juin	Six mois terminés les 30 juin
Flux de trésorerie d'exploitation de 2006	66,8 \$	267,1 \$
Augmentation/(diminution) du bénéfice en trésorerie	19,0	(0,3)
Recouvrement des créances relatives aux produits de 2006	-	185,0
Variations des soldes hors caisse du fonds de roulement	141,8	106,6
Flux de trésorerie d'exploitation de 2007	227,6 \$	558,4 \$

Au 30 juin 2007, le ratio de notre dette totale (y compris la dette sans recours) sur le capital investi¹ était de 44,0 % (40,9 %, compte non tenu de la dette sans recours et des liquidités soumises à restrictions). Ce ratio est comparable au ratio de 44,0 % du 31 décembre 2006 (40,5 %, compte non tenu de la dette sans recours).

ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS

Trois mois terminés le 30 juin 2007

S.E.C. TransAlta Énergie

Le 18 juin 2007, S.E.C. TransAlta Énergie a annoncé qu'elle constatera une charge hors trésorerie au deuxième trimestre et une réduction correspondante de la valeur comptable de son placement en titres de capitaux propres dans TransAlta Cogeneration, L.P. («TA Cogen») pour tenir compte de l'incidence fiscale des écarts entre les valeurs comptable et fiscale des actifs de TA Cogen. Cette charge résulte de la loi de l'impôt qui est entrée pratiquement en vigueur le 12 juin 2007. Il n'y a pas d'incidence sur le bénéfice de TransAlta étant donné que l'incidence fiscale de ces écarts temporaires est comptabilisée dans les comptes de TransAlta depuis son placement initial dans TA Cogen.

Le 22 mai 2007, S.E.C. TransAlta Énergie a annoncé le début d'une revue stratégique. Ce processus comprend la recherche de propositions d'acheteurs potentiels. TransAlta Corporation a indiqué qu'elle examinera les solutions qui s'offrent à elle dans le cadre du processus, mais elle n'a pas actuellement l'intention de faire l'acquisition de TransAlta Énergie ni de vendre sa participation de 50,01 % dans TA Cogen.

Achat d'une pelle à benne traînante

Le 21 juin 2007, TransAlta Utilities Corporation, filiale de la société, a conclu une entente avec Bucyrus Canada Limited et Bucyrus International Inc. portant sur l'achat d'une pelle à benne traînante devant être utilisée surtout pour l'approvisionnement en charbon dans le cadre du projet de coentreprise de la centrale de Keephills 3. La portion de TransAlta des coûts d'achat totaux de la pelle est d'environ 110 millions de dollars, les paiements finaux pour des biens et services étant exigibles en mai 2010. Le total des paiements anticipés en vertu de cette entente en 2007 est de 16 millions de dollars.

Six mois terminés le 30 juin 2007

Contrat d'achat d'électricité conclu avec Énergie Nouveau-Brunswick

Le 19 janvier 2007, nous avons annoncé la signature d'un contrat à long terme de 25 ans avec la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick visant la livraison de 75 mégawatts d'énergie éolienne. Nous construirons, détiendrons et exploiterons un parc éolien au Nouveau-Brunswick («Kent Hills») dont le coût estimatif s'élève à 130 millions de dollars. Les activités commerciales devraient débiter d'ici la fin de 2008.

Centrale électrique de Keephills 3

Le 26 février 2007, nous avons annoncé la construction de la centrale alimentée au charbon de 450 MW de Keephills 3. La centrale sera mise en valeur conjointement par EPCOR Utilities Inc. («EPCOR») et TransAlta. Le coût en capital du projet devrait se situer autour de 1,3 milliard de dollars, y compris le capital de la mine correspondante, et les activités

1) Ce ratio est défini plus en détails à la page 57.

commerciales devraient débuter au premier trimestre de 2011. TransAlta détiendra une participation de 50 % dans cette unité.

Budget fédéral canadien de 2007

Le budget fédéral canadien publié le 19 mars 2007 propose d'abolir la déductibilité des intérêts sur la dette engagée pour investir dans les sociétés affiliées étrangères. Nous évaluons actuellement l'incidence de ce projet de loi.

Normes concernant les émissions de gaz à effet de serre

Le 8 mars 2007, le gouvernement de l'Alberta a présenté un projet de loi visant la modification de la *Loi sur les changements climatiques et la gestion des émissions*, qui décrit l'approche proposée pour réduire les émissions de gaz à effet de serre («GES»), en vigueur le 1^{er} juillet 2007. En vertu de ce projet de loi, les seuils et les objectifs concernant les volumes des émissions de gaz à effet de serre sont fixés individuellement pour chacune des centrales. Bien qu'il reste de nombreux détails de réglementation et documents d'information à mettre au point, TransAlta prévoit être en mesure de respecter les exigences qui sont actuellement proposées. Cette loi est devenue pratiquement en vigueur le 27 juin 2007 et est entrée effectivement en vigueur le 1^{er} juillet 2007. Les CAÉ relatifs aux centrales alimentées au charbon situées en Alberta contiennent des dispositions sur les «modifications des lois» qui devraient permettre de recouvrer les coûts de conformité auprès des clients des CAÉ. Compte tenu du recouvrement, ces coûts de conformité sont estimés à environ 3 millions de dollars pour 2007 et à 7 millions de dollars par année par la suite.

Le 26 avril 2007, le gouvernement du Canada a publié les détails de son projet de loi sur l'environnement. Le plan fédéral prévoit une réduction de 18 % de l'intensité des émissions des gaz à effet de serre à compter de 2010, pour passer à une réduction absolue de 20 % en 2020. On peut s'y conformer en réduisant les émissions directes, en versant un montant fixe à un fonds technologique ou en achetant des crédits compensatoires. Le projet de loi prévoit également une réduction des polluants atmosphériques comme le dioxyde de soufre, l'oxyde nitreux, le mercure et les particules commençant entre 2012 et 2015. Les plafonds de réduction proposés vont de 45 % à 60 %. Il reste encore à mettre au point plusieurs détails importants dans le plan fédéral, y compris son interaction avec des programmes provinciaux, qui permettra d'établir de manière raisonnable les coûts de conformité futurs. Les CAÉ relatifs aux centrales alimentées au charbon situées en Alberta contiennent des dispositions sur les «modifications des lois» qui devraient permettre de recouvrer les coûts de conformité auprès des clients des CAÉ.

Les gouvernements de la Saskatchewan et de l'Ontario, respectivement le 14 et le 18 juin 2007, ont présenté des programmes de GES. Toutefois, aucun des deux gouvernements n'a fourni de détails sur les conséquences que ces programmes pourraient avoir sur les centrales électriques, sinon que l'Ontario s'est engagée à fermer des centrales au charbon d'ici 2014.

Aux États-Unis, le projet de loi 6001 de l'État de Washington sur les changements climatiques a été adopté et est entré en vigueur le 22 juillet 2007. Les activités de TransAlta ne seront pas touchées par les normes de rendement du projet de loi, pourvu que les installations ne changent pas de propriétaire ou ne concluent pas de contrats de vente d'électricité de plus de cinq ans.

ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA DATE DU BILAN

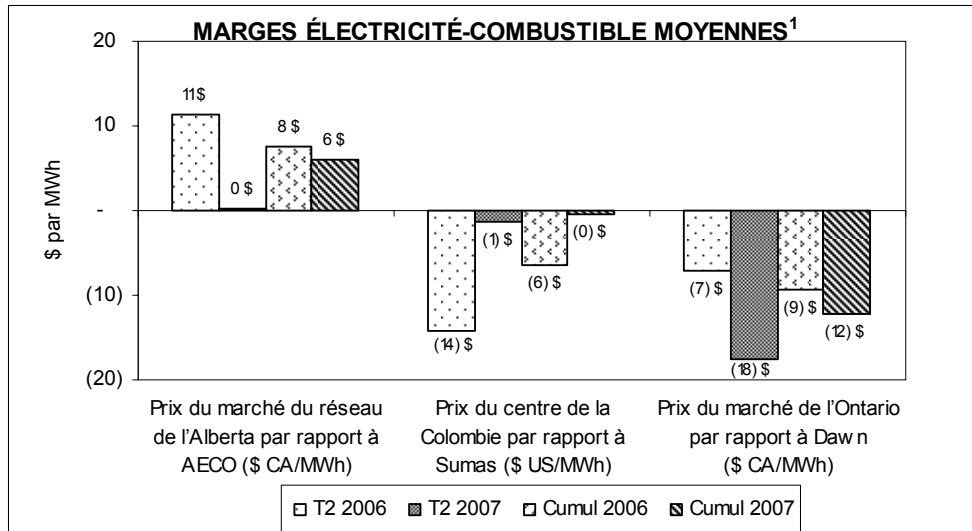
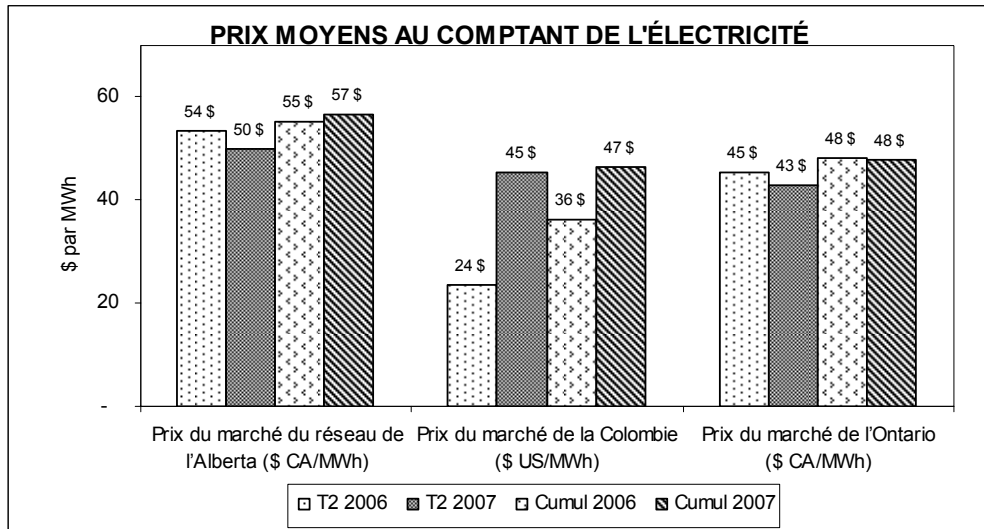
Contrat d'achat d'électricité

Le 17 juillet 2007, nous avons modifié notre contrat d'achat d'électricité avec la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick afin de faire passer la capacité de 75 MW à 96 MW. En conséquence, le total des coûts en capital du projet de parc éolien de Kent Hills augmentera aussi de 40 millions de dollars, pour s'établir à 170 millions de dollars. Nous avons également signé un contrat d'achat-vente avec Vector Wind Energy, filiale en propriété exclusive de Canadian Hydro Developers Inc., portant sur son parc éolien de Fairfield Hill. En vertu du contrat d'achat-vente, TransAlta fera l'acquisition du parc éolien de Fairfield Hill de Canadian Hydro, y compris l'option d'aménager l'endroit à une date ultérieure.

PRIX DU MARCHÉ ET MARGES ÉLECTRICITÉ-COMBUSTIBLE

Les variations de prix de l'électricité, du gaz naturel et des marges électricité-combustible qui en résultent dans nos trois principaux marchés – Alberta, Ontario et la région du nord-ouest du Pacifique des États-Unis – touchent nos activités de production et nos opérations sur les produits énergétiques.

Environ 12 % de la production estimative de 2007 de nos centrales alimentées au gaz et 3 % de la production estimative de 2007 de nos centrales alimentées au charbon sont exposés aux fluctuations des prix des produits énergétiques de base. Nous suivons de près les risques auxquels les variations de prix des produits de base exposent nos activités futures et, après examen, nous avons recours à divers instruments sur matières premières et instruments financiers pour protéger la valeur de nos actifs et de nos activités.



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

Pour le deuxième trimestre, les prix de l'électricité de l'Alberta et de l'Ontario ont été comparables, l'Alberta ayant connu des conditions météorologiques relativement normales et une baisse des interruptions forcées qui ont modéré les prix, et l'Ontario ayant continué de connaître une baisse de la demande et une offre abondante qui ont fait chuter les prix, tandis que les prix au comptant dans la région du nord-ouest du Pacifique ont considérablement augmenté en raison d'une baisse du débit d'eau le long du bassin de Columbia. Les marges électricité-combustible ont augmenté dans la région du nord-ouest du Pacifique, mais ont diminué en Alberta et en Ontario pour le trimestre terminé le 30 juin 2007 en regard de la même période en 2006. Les marges électricité-combustible sont demeurées négatives au cours des deux dernières années en Ontario et dans la région du nord-ouest du Pacifique au cours du deuxième trimestre. L'incidence de ces prix sur les marges de nos centrales de production et de nos activités de négociation est décrite en détail ci-après.

ANALYSE DES RÉSULTATS SECTORIELS

PRODUCTION : Ce secteur détient et exploite les centrales hydroélectriques, les centrales éoliennes, les centrales géothermiques et les centrales alimentées au charbon et au gaz, ainsi que les activités minières connexes au Canada, aux États-Unis et en Australie. Les produits du secteur Production sont tirés de la disponibilité et de la production d'électricité et de vapeur ainsi que de services accessoires, comme le soutien du réseau (voir l'analyse détaillée des quatre sources de revenus dans notre rapport annuel de l'exercice terminé le 31 décembre 2006). Au 30 juin 2007, le secteur Production affichait une capacité de production brute¹ en exploitation de 8 371 MW (participation nette de 7 964 MW) et une capacité de production nette de 374 MW en construction. Pour une liste complète de nos actifs de production et des régions d'exploitation, consulter le rapport de gestion de notre rapport annuel de 2006.

Au cours du deuxième trimestre, nous avons augmenté la capacité de production brute mesurée de Sheerness de 5 MW (participation nette de 2,5 MW).

Les résultats du secteur Production sont comme suit :

Trois mois terminés les 30 juin	2007		2006	
	Total	par MWh installé	Total	par MWh installé
Produits	595,1 \$	32,46 \$	554,6 \$	30,27 \$
Combustible et achats d'électricité	(255,9)	(13,96)	(241,2)	(13,16)
Marge brute	339,2	18,50	313,4	17,11
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	128,7	7,02	128,8	7,03
Amortissement	96,9	5,29	98,8	5,39
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	5,3	0,29	5,6	0,31
Répartition des coûts intersectoriels	6,6	0,36	7,0	0,38
Charges d'exploitation	237,5	12,96	240,2	13,11
Bénéfice d'exploitation	101,7 \$	5,55 \$	73,2 \$	4,00 \$
Capacité installée (GWh)	18 332		18 322	
Production (GWh)	11 497		10 051	
Disponibilité (%)	83,6		85,1	

1) TransAlta mesure la capacité comme étant la capacité maximale nette (voir le glossaire pour la définition de cette expression et d'autres termes clés), conformément aux normes du secteur. Sauf indication contraire, les données sur la capacité représentent la capacité détenue et en exploitation.

Six mois terminés les 30 juin	2007		2006	
	Total	par MWh installé	Total	par MWh installé
Produits	1 253,2 \$	34,19 \$	1 234,6 \$	33,69 \$
Combustible et achats d'électricité	(546,6)	(14,9)	(536,5)	(14,64)
Marge brute	706,6	19,28	698,1	19,05
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	232,7	6,35	233,2	6,36
Amortissement	192,3	5,25	196,9	5,37
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	10,7	0,29	11,1	0,30
Répartition des coûts intersectoriels	13,7	0,37	13,9	0,38
Charges d'exploitation	449,4	12,26	455,1	12,41
Bénéfice d'exploitation	257,2 \$	7,02 \$	243,0 \$	6,64 \$
Capacité installée (GWh)	36 654		36 643	
Production (GWh)	24 194		22 495	
Disponibilité (%)	85,9		91,0	

Disponibilité

La disponibilité pour les trois mois terminés le 30 juin 2007 a diminué en regard de la période correspondante de 2006 en raison de déclassements plus élevés à la centrale au charbon de Centralia attribuables aux essais de combustion du charbon du bassin de la Powder River et à la hausse des interruptions imprévues à la centrale au gaz de Centralia, compensés par une baisse des interruptions planifiées et imprévues à Sheerness et à diverses autres installations alimentées au gaz.

La disponibilité pour les six mois terminés le 30 juin 2007 a diminué pour s'établir à 85,9 % en regard de 91,0 % à la période correspondante de 2006, en raison surtout du déclassement à la centrale au charbon de Centralia attribuable aux essais de combustion du charbon du bassin de la Powder River aux premier et deuxième trimestres de 2007. La disponibilité sous-jacente après rajustement pour déclassements à la centrale de Centralia est respectivement de 87,3 % et 90,2 % pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2007.

Production

Au deuxième trimestre, la production a augmenté de 1 446 GWh par rapport à la même période en 2006, en raison de l'acheminement économique à la centrale au charbon de Centralia en 2006 (1 466 GWh), d'une baisse des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta (120 GWh), d'une diminution des interruptions planifiées et imprévues à Sheerness (85 GWh) et d'une hausse de la production hydroélectrique (88 GWh), annulées en partie par un accroissement des interruptions imprévues aux centrales thermiques de l'Alberta (115 GWh), une régression de la demande de CAÉ (131 GWh) et une réduction de la production à Poplar Creek (84 GWh).

Pour les six mois terminés le 30 juin 2007, la production a augmenté de 1 699 GWh par rapport à la même période en 2006, en raison de l'acheminement économique à la centrale au charbon de Centralia au deuxième trimestre de 2006 (1 466 GWh), d'une hausse de la production hydroélectrique (41 GWh), d'une augmentation de la demande des clients à Fort Saskatchewan (159 GWh), d'une conjoncture favorable à Sarnia (149 GWh), d'une baisse des interruptions planifiées et imprévues à Sheerness (77 GWh) et d'une croissance de la production à Ottawa après que nous ayons freiné la production au premier trimestre de 2006 pour vendre du gaz (81 GWh), compensées en partie par une augmentation des interruptions imprévues aux centrales thermiques de l'Alberta (262 GWh) et une baisse de la demande de CAÉ (80 GWh).

Produits

Les produits se sont accrus de 40,5 millions de dollars pour les trois mois terminés le 30 juin 2007 en regard de la même période en 2006 en raison surtout d'une hausse des prix et de la production à la centrale au charbon de Centralia (35,6 millions de dollars), d'un recul des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta (4,7 millions de dollars), d'un accroissement de la production hydroélectrique (2,7 millions de dollars), d'une baisse des interruptions planifiées et imprévues à Sheerness (6,0 millions de dollars), de règlements commerciaux favorables (12,0 millions de dollars), de prix favorables à CE Gen (4,6 millions de dollars) et aux centrales thermiques de l'Alberta (6,1 millions de dollars), et d'une augmentation des produits à nos installations australiennes (4,0 millions de dollars), compensés en partie par une progression des interruptions imprévues aux centrales thermiques de l'Alberta (5,9 millions de dollars), des pertes

liées à l'évaluation à la valeur du marché à la centrale au charbon de Centralia (26,2 millions de dollars) et une chute des produits tirés des ventes de gaz à Ottawa (9,2 millions de dollars).

Pour les six mois terminés le 30 juin 2007, les produits ont augmenté de 18,6 millions de dollars, en raison d'une hausse des prix et de la production à la centrale au charbon de Centralia (33,6 millions de dollars) et à CE Gen (7,8 millions de dollars), d'un accroissement de la production et des marges électricité-combustible à Poplar Creek au premier trimestre (6,4 millions de dollars), de règlements commerciaux favorables (12,0 millions de dollars), d'une baisse des interruptions planifiées et imprévues à Sheerness (5,0 millions de dollars), d'une croissance de la production et d'une hausse des coûts du combustible qui sont recouverts auprès des clients à Sarnia (11,7 millions de dollars), d'une augmentation des produits à nos installations australiennes (7,8 millions de dollars) et de prix favorables aux centrales thermiques de l'Alberta (8,7 millions de dollars), compensés en partie par la vente de crédits d'émission à la centrale au charbon de Centralia au premier trimestre de 2006 (7,2 millions de dollars), des pertes liées à l'évaluation à la valeur du marché à la centrale au charbon de Centralia (40,0 millions de dollars), un recul des produits tirés des ventes de gaz à Ottawa (15,7 millions de dollars) et une hausse des interruptions imprévues aux centrales thermiques de l'Alberta (14,5 millions de dollars).

Combustible et achats d'électricité

Le poste Combustible et achats d'électricité a augmenté de 14,7 millions de dollars pour les trois mois terminés le 30 juin 2007 par rapport à la même période de 2006, en raison d'une hausse des coûts du charbon aux centrales thermiques de l'Alberta (9,6 millions de dollars), d'un rehaussement de la production à la centrale au charbon de Centralia (17,2 millions de dollars), d'une augmentation de la production et des prix du gaz à Sarnia (8,4 millions de dollars), d'une croissance des coûts du combustible à CE Gen (4,9 millions de dollars) et d'une hausse des coûts liés à l'énergie de remplacement à la centrale au charbon de Centralia (8,4 millions de dollars), partiellement contrebalancés par un accroissement des achats de gaz à Ottawa en 2006 (5,6 millions de dollars), une baisse des coûts du charbon à la centrale au charbon de Centralia (25,4 millions de dollars) et une diminution de la production aux centrales thermiques de l'Alberta (2,4 millions de dollars).

Pour les six mois terminés le 30 juin 2007, le poste Combustible et achats d'électricité a progressé de 10,1 millions de dollars à cause d'une hausse des coûts du charbon aux centrales thermiques de l'Alberta (19,3 millions de dollars), d'une augmentation des coûts du combustible et de la production à CE Gen (7,1 millions de dollars) et à Sarnia (14,0 millions de dollars), d'un accroissement de la production à la centrale au charbon de Centralia (10,0 millions de dollars) et d'une hausse des coûts liés à l'énergie de remplacement au cours du deuxième trimestre à la centrale au charbon de Centralia (8,4 millions de dollars), en partie compensés par un accroissement des achats de gaz à Ottawa en 2006 (5,6 millions de dollars), une baisse des coûts du combustible à la centrale au charbon de Centralia (32,1 millions de dollars) et une diminution de la production aux centrales thermiques de l'Alberta (5,5 millions de dollars).

Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration

Pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2007, les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration ont reculé, principalement grâce au moment fixé pour engager des dépenses d'entretien à la centrale au charbon de Centralia, partiellement contrebalancé par l'acheminement économique à Centralia pendant le deuxième trimestre de 2006.

Dotation aux amortissements

La dotation aux amortissements a diminué de 1,9 million de dollars pour les trois mois terminés le 30 juin 2007 par rapport à 2006, surtout en raison du remplacement d'un nombre accru de pièces pendant l'entretien planifié en 2006 (2,9 millions de dollars) et d'une diminution de l'amortissement à la suite de la dépréciation constatée en 2006 à la centrale au gaz de Centralia (1,2 million de dollars), en partie compensés par une augmentation de l'amortissement découlant de dépenses en immobilisations effectuées en 2006 (1,4 million de dollars) et par l'incidence du reclassement de l'augmentation due à la désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations à la mine Centralia du coût des ventes à l'amortissement (4,4 millions de dollars).

Dans le cas des mines actives, l'augmentation due à la désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations est incluse dans le coût des ventes. Cependant, la mine Centralia est actuellement considérée comme inactive, de sorte que la charge de désactualisation est désormais comptabilisée dans la dotation aux amortissements. Le rajustement de 4,4 millions de dollars constaté au cours du deuxième trimestre reflète le reclassement de la charge de désactualisation pour six mois. En 2006, des charges de désactualisation de 2,1 millions de dollars et de 4,3 millions de dollars ont été respectivement constatées dans le coût des ventes relativement à la mine Centralia pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2006.

Pour les six mois terminés le 30 juin 2007, la dotation aux amortissements a totalisé 4,6 millions de dollars de moins qu'à la même période en 2006, du fait de la dépréciation constatée en 2006 sur les turbines détenues en stock (9,2 millions de dollars), d'une diminution de l'amortissement à la centrale au gaz de Centralia (2,4 millions de dollars) et du remplacement d'un nombre accru de pièces pendant l'entretien planifié en 2006 (1,7 million de dollars), partiellement contrebalancés par le reclassement de l'augmentation due à la désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations à la mine Centralia (4,4 millions de dollars) et l'augmentation de l'amortissement découlant des dépenses en immobilisations effectuées en 2006 (3,1 millions de dollars).

Entretien planifié

Le tableau suivant présente les dépenses d'entretien planifié capitalisées et passées en charges pour les trois mois et les six mois terminés les 30 juin 2007 et 2006, compte non tenu de CE Gen et du Mexique :

Trois mois terminés les 30 juin	Charbon		Gaz et hydroélectricité		Total	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Capitalisées	26,3 \$	27,8 \$	9,0 \$	9,8 \$	35,3 \$	37,6 \$
Passées en charges	23,9	27,9	0,7	0,9	24,6	28,8
	50,2 \$	55,7 \$	9,7 \$	10,7 \$	59,9 \$	66,4 \$
GWh perdus	1 137	1 379	69	93	1 206	1 472

Six mois terminés les 30 juin	Charbon		Gaz et hydroélectricité		Total	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Capitalisées	29,1 \$	32,7 \$	9,3 \$	12,4 \$	38,4 \$	45,1 \$
Passées en charges	28,5	30,2	0,7	1,3	29,2	31,5
	57,6 \$	62,9 \$	10,0 \$	13,7 \$	67,6 \$	76,6 \$
GWh perdus	1 248	1 383	72	105	1 320	1 488

Pour les trois mois terminés le 30 juin 2007, la production perdue à cause de l'entretien planifié a décliné de 266 GWh par rapport à la même période en 2006, ce qui s'explique surtout par une baisse des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta (120 GWh), ainsi qu'à la centrale de Sheerness (41 GWh), à la centrale au charbon de Centralia (80 GWh) et à la centrale de Meridian (30 GWh).

Pour les six mois terminés le 30 juin 2007, la production perdue à cause de l'entretien planifié était inférieure de 168 GWh grâce à une baisse des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta (13 GWh), aux centrales de Sheerness (41 GWh) et de Meridian (30 GWh), de même qu'à la centrale au charbon de Centralia (80 GWh).

Pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2007, les dépenses d'entretien capitalisées et passées en charges ont reculé comparativement aux mêmes périodes en 2006. La réduction des activités d'entretien planifié de Centralia en est surtout responsable.

Marges brutes du secteur Production

Les volumes de production, les produits tirés de la production d'électricité et de vapeur et les coûts du combustible et des achats d'électricité du secteur Production sont présentés ci-après selon les régions géographiques. Le changement de présentation des marges brutes afin de fournir une ventilation régionale des données permet d'offrir des renseignements plus représentatifs des volumes de production, des produits tirés de la production d'électricité et de vapeur et des coûts du combustible et des achats d'électricité.

Trois mois terminés le 30 juin 2007	Production (GWh)	Installé (GWh)	Combustible et achats					
			Produits	Combustible et achats d'électricité	Marge brute	Produits par MWh installé	d'électricité par MWh installé	Marge brute par MWh installé
Ouest du Canada	8 012	11 320	305,5 \$	98,8 \$	206,7 \$	28,99 \$	8,73 \$	18,26 \$
Est du Canada	824	1 793	105,7	74,5	31,2	58,95	41,55	17,40
International	2 661	5 219	183,9	82,6	101,3	35,24	15,83	19,40
	11 497	18 332	595,1 \$	255,9 \$	339,2 \$	32,46 \$	13,96 \$	18,50 \$

Trois mois terminés le 30 juin 2006	Production (GWh)	Installé (GWh)	Combustible et achats					
			Produits	Combustible et achats d'électricité	Marge brute	Produits par MWh installé	d'électricité par MWh installé	Marge brute par MWh installé
Ouest du Canada	7 988	11 310	277,8 \$	85,2 \$	192,6 \$	24,56 \$	7,53 \$	17,03 \$
Est du Canada	802	1 793	109,4	70,9	38,5	61,02	39,55	21,47
International	1 261	5 219	167,4	85,1	82,3	32,08	16,31	15,77
	10 051	18 322	554,6 \$	241,2 \$	313,4 \$	30,27 \$	13,16 \$	17,11 \$

Six mois terminés le 30 juin 2007	Production (GWh)	Installé (GWh)	Combustible et achats					
			Produits	Combustible et achats d'électricité	Marge brute	Produits par MWh installé	d'électricité par MWh installé	Marge brute par MWh installé
Ouest du Canada	16 829	22 629	653,9 \$	216,4 \$	437,5 \$	28,90 \$	9,56 \$	19,34 \$
Est du Canada	1 809	3 587	233,7	159,9	73,8	65,16	44,58	20,58
International	5 556	10 438	365,6	170,3	195,3	35,03	16,32	18,71
	24 194	36 654	1 253,2 \$	546,6 \$	706,6 \$	34,19 \$	14,91 \$	19,28 \$

Six mois terminés le 30 juin 2006	Production (GWh)	Installé (GWh)	Combustible et achats					
			Produits	Combustible et achats d'électricité	Marge brute	Produits par MWh installé	d'électricité par MWh installé	Marge brute par MWh installé
Ouest du Canada	16 791	22 618	625,0 \$	194,3 \$	430,7 \$	27,63 \$	8,59 \$	19,04 \$
Est du Canada	1 573	3 587	240,0	153,5	86,5	66,90	42,79	24,11
International	4 131	10 438	369,6	188,7	180,9	35,41	18,08	17,33
	22 495	36 643	1 234,6 \$	536,5 \$	698,1 \$	33,69 \$	14,64 \$	19,05 \$

Ouest du Canada

Nos actifs de l'Ouest du Canada sont composés de 5 unités au charbon, 3 centrales alimentées au gaz, 13 centrales hydroélectriques et 3 parcs éoliens d'une capacité de production brute totalisant 5 169 MW (participation nette de 4 884 MW). Nous construisons actuellement, dans le cadre d'une coentreprise avec EPCOR, une unité alimentée au charbon de 450 MW à notre centrale de Keephills, et nous ajoutons une capacité de 53 MW à l'unité 4 de notre centrale de Sundance. Cette capacité supplémentaire pour la centrale de Sundance devrait être mise en service au cours du quatrième trimestre de 2007, tandis que la production commerciale à l'unité additionnelle à notre centrale de Keephills devrait débuter en 2011.

Nos centrales de Sundance, Keephills et Sheerness ainsi que nos centrales hydroélectriques sont exploitées en vertu de CAÉ d'une capacité de production brute de 3 977 MW (participation nette de 3 782 MW). Aux termes des CAÉ, nous tirons des produits mensuels fondés sur la capacité, qui visent à recouvrer les coûts fixes et à fournir un rendement du capital investi pour nos centrales et nos mines. Nous recevons également des paiements d'énergie pour le recouvrement de coûts variables prédéterminés liés à la production d'électricité, des paiements incitatifs (ou des pénalités) si les résultats sont supérieurs (ou inférieurs) aux objectifs de disponibilité fixés et des paiements relatifs à l'énergie excédentaire qui sont fondés sur la production d'électricité dépassant la capacité convenue. La capacité supplémentaire ajoutée à ces unités, qui ne fait pas partie de la capacité visée par les CAÉ, est vendue sur le marché des produits marchands.

Nos centrales de Wabamun, Genesee 3, Summerview, de même qu'une partie de nos centrales de Poplar Creek vendent leur production sur le marché des produits marchands au comptant. Pour gérer notre risque lié à la variation des prix d'électricité au comptant et pour fixer la valeur, nous utilisons des couvertures financières afin de garantir les prix obtenus pour la production.

En raison de leur proximité, trois de nos unités au charbon, soit Sundance, Keephills et Wabamun, sont exploitées et gérées collectivement et sont désignées les «centrales thermiques de l'Alberta».

Nos actifs de Castle River, McBride Lake, Meridian, Fort Saskatchewan et une part importante de nos actifs de Poplar Creek tirent, en vertu de contrats à long terme, des produits provenant de paiements relatifs à la capacité ou de la production d'énergie électrique et de vapeur de même que de paiements relatifs à des services accessoires. Ces contrats sont d'une durée initiale d'au moins dix ans, et les paiements ne varient pas notablement en fonction des niveaux de production.

Pour les trois mois terminés le 30 juin 2007, la production a augmenté de 24 GWh par rapport à la même période en 2006, grâce à un accroissement de la production hydroélectrique (88 GWh), à une baisse des interruptions planifiées et imprévues à la centrale de Sheerness (85 GWh) et des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta (120 GWh), ainsi qu'à une hausse de la demande des consommateurs à la centrale de Fort Saskatchewan (39 GWh), partiellement contrebalancés par une diminution de la demande aux termes des CAÉ (131 GWh), une réduction de la production à la centrale de Poplar Creek (84 GWh) et une augmentation des interruptions imprévues aux centrales thermiques de l'Alberta (115 GWh).

Pour les six mois terminés le 30 juin 2007, la production s'est accrue de 38 GWh en raison d'une plus forte demande des consommateurs à la centrale de Fort Saskatchewan (159 GWh), d'une baisse des interruptions planifiées et imprévues à la centrale de Sheerness (77 GWh), d'une augmentation de la production hydroélectrique (41 GWh), d'une hausse des ventes d'énergie excédentaire (50 GWh) et d'une diminution des interruptions planifiées et imprévues à la centrale de Meridian (42 GWh), en partie compensées par une régression de la demande aux termes des CAÉ (80 GWh) et une hausse des interruptions imprévues aux centrales thermiques de l'Alberta (262 GWh).

La marge brute pour les trois mois terminés le 30 juin 2007 a progressé de 14,1 millions de dollars (1,23 \$ par MWh installé). Cette progression est attribuable à une augmentation des volumes hydroélectriques (2,6 millions de dollars), à une baisse des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta (5,8 millions de dollars) et des interruptions planifiées et imprévues à la centrale de Sheerness (5,3 millions de dollars), aux prix avantageux aux centrales au charbon de l'Alberta (4,3 millions de dollars) et à des règlements commerciaux favorables (12,0 millions de dollars), mais a été en partie atténuée par un accroissement des coûts du charbon aux centrales thermiques de l'Alberta (9,6 millions de dollars) et par une hausse des interruptions imprévues aux centrales thermiques de l'Alberta (4,7 millions de dollars).

La marge brute pour les six mois terminés le 30 juin 2007 a augmenté de 6,8 millions de dollars (0,30 \$ par MWh installé) grâce à un accroissement de la production hydroélectrique (3,5 millions de dollars), à une réduction des interruptions planifiées et imprévues à la centrale de Sheerness au cours du deuxième trimestre (5,3 millions de dollars), à une hausse des prix (10,8 millions de dollars), à une production favorable à la centrale de Meridian (2,2 millions de dollars), à une augmentation des ventes d'énergie excédentaire à nos centrales visées par des CAÉ (2,2 millions de dollars) et à des règlements commerciaux avantageux (12,0 millions de dollars). Des coûts du charbon plus élevés (19,3 millions de dollars) et une augmentation des interruptions imprévues aux centrales thermiques de l'Alberta (12,1 millions de dollars) ont partiellement contrebalancé ces incidences positives.

Est du Canada

Nos actifs de l'Est du Canada sont composés de quatre centrales alimentées au gaz d'une capacité de production brute totalisant 819 MW (participation nette de 697 MW). Les quatre centrales tirent toutes, en vertu de contrats à long terme, des produits provenant de paiements relatifs à la capacité ou de la production d'énergie électrique et de vapeur. Kent Hills, parc éolien de 96 MW situé au Nouveau-Brunswick, est actuellement mis en valeur et devrait amorcer ses activités commerciales en 2008.

Pour les trois mois terminés le 30 juin 2007, la production a crû de 22 GWh, essentiellement grâce à la conjoncture du marché favorable à Sarnia.

Pour les six mois terminés le 30 juin 2007, la production a augmenté de 236 GWh. L'accroissement de la production à Sarnia découlant principalement de la conjoncture du marché favorable (149 GWh) et la hausse de la production à Ottawa attribuable aux ventes de gaz pendant le premier trimestre de 2006 (81 GWh) en sont les catalyseurs.

Pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2007, les marges brutes ont reculé respectivement de 7,3 millions de dollars (4,07 \$ par MWh installé) et 12,7 millions de dollars (3,55 \$ par MWh installé), surtout à cause d'une diminution des ventes de gaz à Ottawa (respectivement 3,6 millions de dollars et 10,1 millions de dollars).

International

Nos actifs du secteur International regroupent des actifs au gaz, des actifs au charbon, des actifs hydroélectriques et des actifs géothermiques à divers endroits aux États-Unis d'une capacité de production de 2 083 MW ainsi que des actifs alimentés au gaz et au diesel en Australie d'une capacité de production de 300 MW. De la production de nos actifs des États-Unis, 378 MW sont exploités par CE Gen, coentreprise détenue à 50 % par TransAlta.

Nos centrales au charbon et au gaz de Centralia, nos centrales de Binghamton, de Power Resources et de Skookumchuck, de même qu'une unité de notre centrale d'Imperial Valley sont des centrales marchandes. Pour réduire la volatilité et le risque au sein des marchés de produits marchands, nous avons recours à une gamme de couvertures physiques et financières pour garantir les prix obtenus pour la production électrique. Nos autres centrales internationales sont exploitées en vertu de contrats à long terme.

Pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2007, la production a augmenté respectivement de 1 400 GWh et 1 425 GWh, principalement grâce à l'accroissement de la production aux centrales de Centralia durant le deuxième trimestre (1 466 GWh).

Pour les trois mois terminés le 30 juin 2007, les marges brutes ont affiché une hausse de 19,0 millions de dollars (3,63 \$ par MWh installé) comparativement à la même période en 2006. Une production plus élevée à la centrale au charbon de Centralia (4,8 millions de dollars), des taux de change et des marges favorables en Australie (3,5 millions de dollars), des prix avantageux (11,8 millions de dollars) et des coûts du charbon à la baisse à la centrale au charbon de Centralia (25,4 millions de dollars) ont contribué à cette hausse des marges brutes, tandis que des pertes liées à l'évaluation à la valeur de marché relativement à des gains antérieurement constatés en 2006 à l'égard de contrats n'étant plus admissibles à la comptabilité de couverture et de fluctuations de prix dans le cadre de contrats à terme standardisés non admissibles à la comptabilité de couverture (26,2 millions de dollars) ainsi qu'une hausse des coûts liés à l'énergie de remplacement (8,4 millions de dollars) l'ont partiellement atténuée.

Pour les six mois terminés le 30 juin 2007, les marges brutes ont inscrit une augmentation de 14,4 millions de dollars (1,38 \$ par MWh installé), ce qui s'explique par des prix avantageux à la centrale au charbon de Centralia (18,3 millions de dollars), des taux de change et des marges favorables en Australie (4,5 millions de dollars), une production accrue à la centrale au charbon de Centralia au cours du deuxième trimestre (4,8 millions de dollars) et des coûts du charbon à la baisse à la centrale de Centralia (32,1 millions de dollars), en partie contrebalancés par la vente de crédits d'émission à la centrale au charbon de Centralia en 2006 (7,2 millions de dollars), des coûts liés à l'énergie de remplacement plus élevés (8,4 millions de dollars) et des pertes liées à l'évaluation à la valeur de marché à l'égard de certains contrats à la centrale au charbon de Centralia (40,0 millions de dollars).

EXPANSION DE L'ENTREPRISE ET COMMERCIALISATION : *Ce secteur tire ses produits et son bénéfice du commerce de gros de l'électricité et de la négociation de contrats de produits de base et d'instruments dérivés liés à l'énergie qui ne sont pas adossés à des actifs de production appartenant à TransAlta. Le secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation utilise également des contrats de diverses durées pour la vente à terme de gré à gré d'électricité et l'achat de gaz naturel, de charbon et de capacité de transport afin de gérer efficacement la capacité de production disponible ainsi que les besoins de combustible et de transport pour le secteur Production. Ces résultats sont inclus dans le secteur Production. Les indices de rendement clés des opérations pour compte du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation incluent les marges et la valeur à risque.*

Nos Opérations sur les produits énergétiques font appel à plusieurs instruments pour gérer le risque, réaliser des produits de négociation et obtenir de l'information sur le marché. Nos stratégies de négociation comprennent des opérations prévoyant la livraison et des opérations sur instruments financiers à plus court terme, dans les régions où nous possédons des actifs et sur les marchés qui sont raccordés à ces régions. Ce portefeuille comprend principalement des instruments dérivés prévoyant la livraison et des instruments dérivés financiers, y compris des contrats à terme de gré à gré, des swaps, des contrats à terme normalisés et des options sur divers produits de base. Ces contrats satisfont à la définition d'activités de négociation et sont comptabilisés à leur juste valeur selon les PCGR du Canada. Les variations des justes valeurs du portefeuille sont comptabilisées dans le bénéfice de la période au cours de laquelle elles se produisent.

Bien que les produits négociés soient généralement constants d'une période à l'autre, les positions détenues et les incidences sur le plan des bénéfices en résultant varieront compte tenu des conditions réelles et prévues du marché externe futur. Les positions pour chaque région sont établies d'après la conjoncture du marché et le ratio risque/rendement établi pour chaque opération à la date où elle est effectuée. Les résultats, par conséquent, varieront d'une période à l'autre selon la région ou la stratégie employée.

Les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration engagés au sein du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation sont attribués au secteur Production d'après une estimation des charges d'exploitation et du pourcentage des ressources consacrées au soutien et à l'analyse. Cette répartition intersectorielle des frais fixes est représentée par un recouvrement des coûts dans le secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation et une charge d'exploitation dans le secteur Production.

Les résultats du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation sont comme suit :

	Trois mois terminés les 30 juin		Six mois terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Produits	70,4 \$	44,4 \$	122,2 \$	98,1 \$
Achats commerciaux	(53,9)	(18,7)	(95,2)	(63,1)
Marge brute	16,5	25,7	27,0	35,0
Exploitation, entretien et administration	8,3	8,3	16,9	16,4
Amortissement	0,3	0,4	0,7	0,7
Répartition des coûts intersectoriels	(6,6)	(7,0)	(13,7)	(13,9)
Charges d'exploitation	2,0	1,7	3,9	3,2
Bénéfice d'exploitation	14,5 \$	24,0 \$	23,1 \$	31,8 \$

Pour les trois mois terminés le 30 juin 2007, la marge brute a diminué de 9,2 millions de dollars par rapport à la même période de 2006, en raison de résultats exceptionnellement forts pour les produits négociés dans la région de l'Ouest en 2006. En 2007, les résultats des produits négociés dans les régions de l'Est et de l'Ouest ont contribué à parts égales à la marge brute de 2007.

La diminution de la marge brute pour les six mois terminés le 30 juin 2007 par rapport à la même période de 2006 est attribuable à des résultats exceptionnellement forts dans la région de l'Ouest en 2006 et à des marges à la baisse pour le gaz en 2007 en raison de la volatilité du marché du gaz naturel.

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration pour les trois mois terminés le 30 juin 2007 sont demeurées stables par rapport à la période correspondante de 2006. Pour les six mois terminés le 30 juin 2007, ces charges ont augmenté de 0,5 million de dollars en raison d'une hausse des charges salariales au premier trimestre de 2007.

Les répartitions des coûts intersectoriels pour ces périodes sont conformes à celles des périodes correspondantes de l'exercice précédent.

INTÉRÊTS DÉBITEURS NETS

	Trois mois terminés les 30 juin		Six mois terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Intérêts sur la dette à long terme	36,8 \$	34,7 \$	75,6 \$	68,8 \$
Intérêts sur la dette à court terme	6,0	2,5	12,5	6,2
Intérêts sur les titres privilégiés	-	3,4	-	6,8
Intérêts créditeurs	(6,6)	(2,6)	(14,3)	(3,3)
Intérêts capitalisés	(0,5)	-	(0,8)	-
Intérêts débiteurs nets	35,7 \$	38,0 \$	73,0 \$	78,5 \$

Pour les trois mois terminés le 30 juin 2007, les intérêts débiteurs nets ont diminué de 2,3 millions de dollars par rapport à la même période en 2006, en raison de la diminution de la dette à long terme et du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain (3,2 millions de dollars), du rachat de titres privilégiés en 2007 (3,4 millions de dollars) et d'une augmentation des intérêts créditeurs provenant des dépôts au comptant (4,0 millions de dollars), en partie contrebalancés par une hausse des soldes de la dette à court terme (3,5 millions de dollars) et le gain sur règlement d'opérations de couverture d'un investissement net en 2006, qui est constaté à titre d'intérêt sur la dette à long terme (4,1 millions de dollars).

Pour les six mois terminés le 30 juin 2007, les intérêts débiteurs nets ont diminué de 5,5 millions de dollars en regard de la même période en 2006, en raison du rachat de titres privilégiés en 2007 (6,8 millions de dollars), d'une hausse des intérêts sur les dépôts au comptant (11,0 millions de dollars) et du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain, et d'une baisse des soldes de la dette à long terme (7,0 millions de dollars), compensés en partie par une hausse des soldes de la dette à court terme (6,3 millions de dollars) et le gain d'intérêts sur dénouement d'opérations de couverture d'un investissement net en 2006, qui a été constaté à titre d'intérêts débiteurs sur la dette à long terme (10,2 millions de dollars).

PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

Le bénéfice attribuable aux participations sans contrôle pour les trois mois terminés le 30 juin 2007 a augmenté de 1,8 million de dollars par rapport à la même période en 2006, en raison d'une hausse des marges à Sheerness attribuable à une diminution des interruptions planifiées et imprévues, annulée en partie par une baisse des marges à Ottawa.

Pour les six mois terminés le 30 juin 2007, le bénéfice attribuable aux participations sans contrôle a diminué de 1,1 million de dollars en raison d'une baisse des marges à Ottawa, compensée en partie par une hausse des marges à Sheerness au deuxième trimestre de 2007.

QUOTE-PART DES RÉSULTATS DES SOCIÉTÉS SATELLITES

Selon la Note d'orientation concernant la comptabilité 15 («NOC-15»), *Consolidation des entités à détenteurs de droits variables*, de l'Institut Canadien des Comptables Agréés («ICCA»), nos activités d'exploitation mexicaines sont comptabilisées à titre de sociétés satellites. Toutefois, ces centrales sont détenues par TransAlta et gérées comme faisant partie du secteur Production. Le tableau ci-dessous résume les informations clés sur ces activités.

	Trois mois terminés les 30 juin		Six mois terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Disponibilité (%)	94,8	85,0	95,8	88,1
Production (GWh)	861	876	1 440	1 488
Quote-part des résultats des sociétés satellites	(2,1) \$	2,0 \$	(11,0) \$	1,0 \$
Dépenses en immobilisations	0,3	2,0	1,0	8,0
Flux de trésorerie d'exploitation	(4,4)	10,3	13,5	17,5
Intérêts débiteurs	5,9	3,0	15,9	12,9

Pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2007, la disponibilité a augmenté en raison d'une baisse de l'entretien planifié à Chihuahua.

Pour les trois mois terminés le 30 juin 2007, la production a diminué légèrement en raison d'une baisse de la demande de la clientèle à Campeche. Pour les six mois terminés le 30 juin 2007, la production a diminué en raison d'une baisse de la demande de la clientèle à Campeche, compensée en partie par une diminution des interruptions planifiées à Chihuahua.

Pour les trois mois terminés le 30 juin 2007, la quote-part des résultats des sociétés satellites a augmenté de 4,1 millions de dollars en raison d'une baisse des marges (1,5 million de dollars), d'une augmentation de l'amortissement découlant des dépenses en immobilisations sur l'entretien planifié en 2006 (1,7 million de dollars) et d'une hausse des coûts attribuable au refinancement de ces filiales en 2006 (3,0 millions de dollars), contrebalancées en partie par une perte engagée sur le dénouement d'un swap de devises en 2006 (1,6 million de dollars).

Pour les six mois terminés le 30 juin 2007, la quote-part des résultats des sociétés satellites a augmenté de 12,0 millions de dollars en raison d'une baisse des marges (3,4 millions de dollars), d'un accroissement de l'amortissement découlant des dépenses en immobilisations sur l'entretien planifié en 2006 (3,3 millions de dollars), du calendrier de l'entretien courant et des autres charges d'exploitation (2,6 millions de dollars), et des frais d'intérêts accrus attribuables au refinancement de ces filiales en 2006 (11,8 millions de dollars), compensés en partie par la constatation de frais de financement reportés en 2006 (7,2 millions de dollars) et une perte engagée sur le dénouement d'un swap de devises en 2006 (1,6 million de dollars).

IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

	Trois mois terminés les 30 juin		Six mois terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	63,0 \$	34,5 \$	139,2 \$	127,5 \$
Dépréciation des turbines	-	-	-	9,6
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices et dépréciation des turbines	63,0 \$	34,5 \$	139,2 \$	137,1 \$
Impôts sur les bénéfices avant rajustement pour variation du taux	13,5	3,4	33,5	27,2
Variation du taux d'imposition relativement aux périodes antérieures	(7,7)	(55,3)	(7,7)	(55,3)
Charge (recouvrement) d'impôts selon les états financiers	5,8	(51,9) \$	25,8 \$	(28,1) \$
Bénéfice net	57,2 \$	86,4 \$	113,4 \$	155,6 \$
Taux d'imposition réel (%)	21,4	9,9	24,1	19,8

Avec la mise en œuvre du Plan d'équité fiscale, les taux d'imposition des entreprises canadiennes seront réduits de 0,5 % à compter de 2011, ce qui a entraîné une réduction de la charge d'impôts au deuxième trimestre de 7,7 millions de dollars et témoigne de l'incidence de ces changements sur les résultats de l'exercice précédent.

En 2006, conséquence des budgets de l'Alberta et du gouvernement fédéral, il y a eu une baisse comparable des taux d'imposition qui a donné lieu à une réduction de la charge d'impôts de 55,3 millions de dollars et qui témoigne de l'incidence de ces changements sur les résultats de l'exercice précédent.

La charge d'impôts, compte non tenu de l'incidence de la variation du taux d'imposition par rapport aux périodes antérieures, a augmenté au cours des trois mois et des six mois terminés le 30 juin 2007 par rapport à la même période en 2006, en raison d'une augmentation du bénéfice avant impôts et de l'incidence du changement de la composition des territoires fiscaux dans lesquels le bénéfice avant impôts est gagné.

SITUATION FINANCIÈRE

Le tableau suivant indique les principales variations entre le bilan consolidé au 31 décembre 2006 et le bilan consolidé au 30 juin 2007 :

	Augmentation/ (diminution)	Explication
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(12,5) \$	Consulter les états des flux de trésorerie consolidés.
Débiteurs	(230,1)	Calendrier des recouvrements des produits de novembre 2006 et des recouvrements des produits du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation.
Charges payées d'avance	14,0	Calendrier des primes d'assurances et autres charges payées d'avance.
Stocks	(11,2)	Diminution des stocks à la centrale au charbon de Centralia.
Liquidités soumises à restrictions	(63,6)	Diminution des taux de change et remboursement de fonds.
Actifs de gestion du risque (à court et à long terme)	52,6	Résultat de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers et des fluctuations de prix.
Immobilisations corporelles, montant net	(39,5)	Raffermissment du dollar canadien par rapport au dollar américain et amortissement compensé en partie par des ajouts de capitaux.
Actifs destinés à être vendus, montant net	(65,0)	Actifs conservés en vue d'être utilisés pour des activités de régénération et des activités d'exploitation à la mine de Highvale et vente d'autres actifs.
Actifs incorporels	(44,2)	Amortissement et raffermissment du dollar canadien.
Dettes à court terme	(31,7)	Diminution nette de la dette à court terme.
Créditeurs et charges à payer	(71,4)	Calendrier des principales activités d'entretien, coûts de régénération et paiements incitatifs compensés en partie par les paiements du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation.
Impôts sur les bénéfices à payer	(15,8)	Acomptes payés compensés par la disposition fiscale actuelle.
Dettes à long terme avec recours (y compris la tranche à court terme)	(67,4)	Paiements de la dette à date fixe et diminution des taux de change.
Dettes à long terme sans recours (y compris la tranche à court terme)	(46,6)	Remboursements de la dette à date fixe.
Passifs de gestion du risque (à court et à long terme)	519,8	Résultat de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers et des fluctuations de prix.
Crédits reportés et autres passifs à long terme (y compris la tranche à court terme)	(42,6)	Charge de désactualisation normale moins les passifs réglés et le paiement des frais de fermeture de la mine Centralia.
Passifs d'impôts futurs nets (y compris la tranche à court terme)	(127,4)	Incidence fiscale des rajustements liés aux nouvelles normes comptables sur les instruments financiers.
Participations sans contrôle	(18,6)	Distributions de l'excédent sur le bénéfice.
Titres privilégiés (y compris la tranche à court terme)	(175,0)	Titres privilégiés remboursés en 2007.
Capitaux propres	(322,0)	Adoption des nouvelles normes comptables et dividendes déclarés compensés en partie par le bénéfice net et les actions émises.

INSTRUMENTS FINANCIERS

Le 1^{er} janvier 2007, nous avons adopté quatre nouvelles normes comptables qui ont été publiées par l'ICCA : le chapitre 1530, «Résultat étendu»; le chapitre 3855, «Instruments financiers – comptabilisation et évaluation»; le chapitre 3861, «Instruments financiers – informations à fournir et présentation»; et le chapitre 3865, «Couvertures». Nous avons adopté ces normes rétroactivement moyennant un rajustement du solde d'ouverture du cumul des autres éléments du résultat étendu.

Le chapitre 1530 présente le résultat étendu, qui comprend le bénéfice net et les autres éléments du résultat étendu. Les autres éléments du résultat étendu représentent les variations dans les capitaux propres au cours d'une période découlant des opérations et d'autres événements sans rapport avec les propriétaires et incluent les gains et pertes latents sur les instruments financiers classés comme étant disponibles à la vente, les gains ou pertes de change latents découlant des établissements étrangers autonomes, déduction faite des activités de couverture, et des variations de juste valeur de la partie efficace des instruments de couverture de flux de trésorerie.

Le chapitre 3855 établit les normes touchant la comptabilisation et l'évaluation des actifs financiers, des passifs financiers et des instruments dérivés non financiers. Il exige que les actifs financiers et les passifs financiers, y compris les instruments dérivés, soient constatés dans le bilan consolidé lorsque nous devenons partie aux dispositions contractuelles d'un instrument financier ou d'un contrat dérivé non financier. En vertu de cette norme, tous les instruments financiers doivent être évalués à la juste valeur à la comptabilisation initiale, sauf pour certaines opérations entre parties liées.

Afin de présenter les chiffres comparatifs du bilan de 2006, les soldes des instruments financiers relatifs au change et aux taux d'intérêt de l'exercice précédent ont été reclassés. Les actifs à court terme et à long terme de gestion du risque ont été accrus respectivement de 11,2 millions de dollars et 43,2 millions de dollars, et les tranches à court terme et à long terme des autres actifs ont été réduites de montants correspondants. Les passifs à court terme et à long terme de gestion du risque ont été accrus respectivement de 2,1 millions de dollars et 13,0 millions de dollars, et les tranches à court terme et à long terme des crédits reportés et des autres passifs à long terme ont été réduites de montants correspondants. Comme l'exige le chapitre 1530, la perte de conversion cumulée de 64,5 millions de dollars a été reclassée dans le solde d'ouverture du cumul des autres éléments du résultat étendu.

La majorité des changements ont été pris en compte dans la valeur comptable des couvertures de flux de trésorerie incluses dans les actifs et passifs de gestion du risque à l'égard du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation ainsi que dans les instruments financiers utilisés comme couvertures de titres de créance et de l'investissement net dans les filiales étrangères autonomes. L'incidence de l'adoption de ces normes sur notre bilan au 31 décembre 2006 est décrite ci-dessous :

	Actifs liés au risque de prix		Passifs liés au risque de prix		Net
	À court terme	À long terme	À court terme	À long terme	
Actifs (passifs) nets de gestion du risque en cours au 31 décembre 2006 – déjà présenté	72,2 \$	65,1 \$	(32,4) \$	(14,0) \$	90,9 \$
Juste valeur des actifs (passifs) nets de gestion du risque liés au secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation en cours au 31 décembre 2006	99,6	77,7	(122,2)	(276,3)	(221,2)
Juste valeur des couvertures de titres de créance et de l'investissement net dans les filiales étrangères au 31 décembre 2006	12,6	61,1	(3,9)	(22,1)	47,7
Total des justes valeurs	184,4 \$	203,9 \$	(168,5) \$	(302,4) \$	(182,6) \$

L'incidence brute et après impôts de l'adoption de ces normes sur le solde d'ouverture du cumul des autres éléments du résultat étendu est décrite ci-après :

Actifs nets de gestion du risque en cours au 31 décembre 2006 – déjà présenté	90,9 \$
Juste valeur des passifs nets de gestion du risque liés au secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation en cours au 31 décembre 2006	(221,2)
Juste valeur des couvertures de titres de créance et de l'investissement net dans les filiales étrangères au 31 décembre 2006	47,7
Total des justes valeurs des passifs de gestion du risque	(173,5)
Variation de juste valeur	(264,4)
Impôts	(87,1)
Rajustement du solde d'ouverture du cumul des autres éléments du résultat étendu découlant des justes valeurs	(177,3) \$
Écart de conversion	(64,5)
Solde d'ouverture du cumul des autres éléments du résultat étendu	(241,8) \$

L'incidence de ces nouvelles normes comptables sur nos actifs et passifs de gestion du risque est décrite plus en détail ci-après où l'on présente également les variations de valeur de ces actifs et passifs pour la période considérée.

ACTIFS ET PASSIFS DE GESTION DU RISQUE

Nos actifs et passifs de gestion du risque sont divisés en deux grandes catégories : 1) ceux qui sont utilisés dans les secteurs Expansion de l'entreprise et commercialisation et Production dans le cadre des opérations sur les produits énergétiques, des activités de couverture et d'autres activités d'impartition; et 2) ceux qui sont utilisés dans les opérations de couverture en commercialisation de produits non énergétiques, de titres de créance et de l'investissement net dans les filiales étrangères autonomes. Les fluctuations dans chacun de ces cas sont décrites ci-après.

Opérations sur les produits énergétiques

Nos actifs et passifs de gestion du risque à l'égard des opérations sur les produits énergétiques qui représentent la valeur des opérations du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation en cours (latentes) et certaines opérations d'impartition des activités de production sont comptabilisés à leur juste valeur. Les contrats admissibles à la comptabilité de couverture sont désignés à titre de «couvertures». Tous les autres contrats sont considérés comme des «éléments autres que de couverture». À l'exception des contrats de livraison physique et des stocks de gaz, la juste valeur de toutes les

opérations sur les produits énergétiques est fondée sur les cours du marché ou les évaluations d'après les modèles. Tous les contrats sont comptabilisés conformément à l'EITF 02-3.

Le tableau suivant montre les classements au bilan pour les actifs et passifs de gestion du risque à l'égard des opérations sur les produits énergétiques, séparément par méthode d'évaluation :

Bilan – Opérations sur les produits énergétiques	30 juin 2007			31 décembre 2006
	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total	Total lié aux opérations sur les produits énergétiques
Actifs de gestion du risque				
- À court terme	6,5 \$	37,3 \$	43,8 \$	61,0 \$
- À long terme	(2,9)	2,8	(0,1)	21,9
Passifs de gestion du risque				
- À court terme	(116,4)	(30,6)	(147,0)	(30,3)
- À long terme	(376,2)	(1,2)	(377,4)	(1,0)
Actifs (passifs) nets de gestion du risque en cours	(489,0) \$	8,3 \$	(480,7) \$	51,6 \$

Par suite de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers, comme il est décrit à la page 18, les actifs et passifs de gestion du risque admissibles à la comptabilité de couverture sont comptabilisés à la juste valeur. L'incidence sur les valeurs présentées antérieurement figure dans le tableau ci-dessous avec les variations de ces valeurs au cours des six premiers mois de 2007 :

Variation de juste valeur des actifs (passifs) nets	Couvertures		Éléments autres que de couverture		Total
	Selon l'évaluation à la valeur du marché	Selon l'évaluation d'après les modèles	Selon l'évaluation à la valeur du marché	Selon l'évaluation d'après les modèles	
Actifs nets liés à la gestion du risque en cours au 31 décembre 2006 – déjà présenté	- \$	- \$	52,7 \$	(1,1) \$	51,6 \$
Actifs nets de gestion du risque en cours au 31 décembre 2006 – à la juste valeur ¹⁾	(253,0)	(19,8)	52,7	(1,1)	(221,2)
Contrats réalisés, amortis ou réglés au cours de la période	(1,5)	1,8	(27,7)	(1,0)	(28,4)
Variation de valeur attribuable au cours du marché et à d'autres changements survenus sur le marché	(180,3)	(11,2)	(5,7)	(2,5)	(199,7)
Nouveaux contrats conclus au cours de la période considérée	(42,3)	-	7,2	3,7	(31,4)
Variation de valeur attribuable à certains contrats devenus inadmissibles à la comptabilité de couverture	17,3	-	(17,3)	-	-
Actifs (passifs) nets de gestion du risque en cours au 30 juin 2007	(459,8) \$	(29,2) \$	9,2 \$	(0,9) \$	(480,7) \$

¹⁾ Par suite de l'adoption des nouvelles normes comptables.

Pour les six mois terminés le 30 juin 2007, la juste valeur de nos actifs et passifs nets de gestion du risque associés aux positions de couverture a diminué de 216,2 millions de dollars par rapport au 31 décembre 2006, en raison surtout des variations de valeur associées aux contrats existants au 31 décembre 2006 et au 30 juin 2007, et de la variation de valeur de nouveaux contrats conclus en 2007. Les variations des actifs et passifs nets de gestion du risque relatifs aux positions de couverture sont reflétées dans la marge brute du secteur Production dans la mesure où les opérations ont été réglées au cours de la période ou qu'il existe de l'inefficacité dans la relation de couverture. Dans la mesure où ces couvertures restent efficaces et sont admissibles à la comptabilité de couverture, la variation de valeur des contrats existants ou des nouveaux contrats sera reportée dans les autres éléments du résultat étendu jusqu'à la date de livraison du produit sous-jacent ou de règlement du contrat.

Pour les six mois terminés le 30 juin 2007, la juste valeur de nos actifs et passifs nets de gestion du risque pour les positions des éléments autres que de couverture a diminué de 43,3 millions de dollars par rapport au 31 décembre 2006, en raison de contrats réglés au cours du trimestre et des variations de valeur associées aux contrats existants au 31 décembre 2006 et au 30 juin 2007, et de la valeur de contrats qui ne sont plus admissibles à la comptabilité de couverture. 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 Expansion de l'entreprise et commercialisation et Production.

Le calendrier prévu du règlement (encaissement) des contrats susmentionnés pour chacune des cinq années civiles suivantes et par la suite se présente comme suit :

		2007	2008	2009	2010	2011	2012 et par la suite	Total
Couvertures	Cours du marché	(74,1) \$	(141,2) \$	(132,5) \$	(86,6) \$	(23,6) \$	(1,8) \$	(459,8) \$
	Cours selon les modèles	(4,4)	(7,6)	(7,6)	(7,1)	(2,5)	-	(29,2)
		(78,5) \$	(148,8) \$	(140,1) \$	(93,7) \$	(26,1) \$	(1,8) \$	(489,0) \$
Éléments autres que de couverture	Cours du marché	16,1 \$	(7,3) \$	0,4 \$	- \$	- \$	- \$	9,2 \$
	Cours selon les modèles	(3,7)	2,4	0,4	-	-	-	(0,9)
		12,4 \$	(4,9) \$	0,8 \$	- \$	- \$	- \$	8,3 \$
Total		(66,1) \$	(153,7) \$	(139,3) \$	(93,7) \$	(26,1) \$	(1,8) \$	(480,7) \$

La durée des opérations de couverture, qui ne se rapportent actuellement qu'aux contrats sur les actifs du secteur Production, est inférieure à cinq ans. Les contrats dépassant cinq ans ont été conclus en obtenant des autorisations additionnelles et aux termes de contrôles stricts.

Les opérations autres que de couverture qui se poursuivent après 2007 consistent habituellement en des contrats adossés à des actifs de production qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture et qui comportent un profil de risque peu élevé, notamment des swaps d'énergie fixes-variables à long terme et des swaps de consommation spécifique de chaleur. Nos Opérations sur les produits énergétiques sont en grande partie des opérations d'une durée inférieure à 18 mois, ce qui réduit les risques de crédit et les besoins de fonds de roulement comparativement aux opérations à plus long terme.

Autres actifs et passifs de gestion du risque

Par suite de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers, certains actifs et passifs de gestion du risque utilisés dans la couverture des opérations de commercialisation des produits non énergétiques, la dette et l'investissement net dans les filiales étrangères autonomes ont été comptabilisés à la juste valeur.

Le tableau suivant montre les classements au bilan pour les autres actifs et passifs de gestion du risque, séparément par méthode d'évaluation :

Bilan – divers	30 juin 2007		31 décembre 2006	
	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total	Total lié aux opérations autres que sur les produits énergétiques
Actifs de gestion du risque				
- À court terme	61,5 \$	3,2 \$	64,7 \$	11,2 \$
- À long terme	81,5	-	81,5	43,2
Passifs de gestion du risque				
- À court terme	(8,9)	(1,1)	(10,0)	(2,1)
- À long terme	(16,1)	(15,7)	(31,8)	(13,0)
Actifs (passifs) nets de gestion du risque en cours	118,0 \$	(13,6) \$	104,4 \$	39,3 \$

Par suite de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers, les actifs et passifs de gestion du risque admissibles à la comptabilité de couverture ont été comptabilisés à la juste valeur. L'incidence sur les valeurs présentées antérieurement figure ci-après avec les variations de ces valeurs au cours des six premiers mois de 2007 :

	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 décembre 2006 – <i>déjà présenté</i>	50,1	(10,8)	39,3
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 décembre 2006 – à la juste valeur ¹⁾	58,0	(10,3)	47,7
Variation de valeur attribuable à la réalisation des contrats – (gains)/pertes	2,9	1,5	4,4
Variation latente attribuable aux variations du cours du marché et à d'autres changements sur le marché – gains/(pertes)	56,4	(4,9)	51,5
Nouveaux contrats latents conclus au cours de la période considérée – gains/pertes	0,7	0,1	0,8
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque au 30 juin 2007 – à la juste valeur	118,0	(13,6)	104,4

¹⁾ Par suite de l'adoption des nouvelles normes comptables.

Pour les six mois terminés le 30 juin 2007, la juste valeur de nos actifs et passifs nets de gestion du risque associés aux positions autres que de couverture a diminué de 3,3 millions de dollars comparativement au 31 décembre 2006 principalement à cause des variations de valeur du marché. Les variations des actifs et passifs nets de gestion du risque relatifs aux positions autres que de couverture sont reflétées dans les intérêts débiteurs.

Pour les six mois terminés le 30 juin 2007, la juste valeur de nos actifs et passifs nets de gestion du risque associés aux positions de couverture a augmenté de 60,0 millions de dollars comparativement au 31 décembre 2006 principalement à cause des variations de valeur du marché. Les variations des actifs et passifs nets de gestion du risque pour les positions de couverture sont reflétées dans les intérêts débiteurs dans la mesure où les opérations ont été réglées au cours de la période ou qu'il existe de l'inefficacité dans la relation de couverture. Dans la mesure où ces couvertures demeurent efficaces et sont admissibles à la comptabilité de couverture, la variation de valeur des contrats existants ou des nouveaux contrats sera reportée dans les autres éléments du résultat étendu jusqu'au règlement de l'instrument, au changement de participation dans l'établissement étranger ou à la couverture de l'instrument financier.

Total des soldes

Le solde global présenté dans les actifs et passifs de gestion du risque figure ci-dessous :

Bilan – Total	30 juin 2007			31 décembre 2006		
	Opérations sur les produits énergétiques	Autres	Total	Opérations sur les produits énergétiques	Autres	Total
Actifs de gestion du risque						
- À court terme	43,8	64,7	108,5	61,0	11,2	72,2
- À long terme	(0,1)	81,5	81,4	21,9	43,2	65,1
Passifs de gestion du risque						
- À court terme	(147,0)	(10,0)	(157,0)	(30,3)	(2,1)	(32,4)
- À long terme	(377,4)	(31,8)	(409,2)	(1,0)	(13,0)	(14,0)
Actifs (passifs) nets de gestion du risque en cours	(480,7)	104,4	(376,3)	51,6	39,3	90,9

La société gère activement son risque de crédit en évaluant la capacité des tiers à respecter leurs engagements en vertu des contrats visés avant de les conclure et surveille continuellement ces risques après la conclusion de ces contrats. Des évaluations détaillées de la solvabilité de toutes les contreparties sont effectuées et, le cas échéant, des garanties des sociétés ou des lettres de crédit sont obtenues pour assurer le recouvrement ultime de ces créances. Voir la rubrique «Facteurs de risque et gestion des risques» du rapport de gestion de notre rapport annuel de l'exercice terminé le 31 décembre 2006 pour obtenir de plus amples renseignements sur le risque de crédit et la gestion de celui-ci.

ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Trois mois terminés les 30 juin	2007	2006	Explication
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	78,5 \$	89,5 \$	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	227,6	66,8	En 2007, les rentrées de trésorerie étaient attribuables à un bénéfice en trésorerie de 171,9 millions de dollars et à des flux de trésorerie positifs provenant du fonds de roulement de 55,7 millions de dollars grâce au calendrier de recouvrement des créances.
Activités d'investissement	(98,8)	(5,1)	En 2006, les rentrées de trésorerie étaient attribuables à un bénéfice en trésorerie de 152,9 millions de dollars contrebalancé en partie par des liquidités de 86,1 millions de dollars utilisées dans le fonds de roulement pour constituer des stocks de charbon à la centrale au charbon de Centralia. En 2007, les sorties de trésorerie étaient principalement attribuables aux ajouts d'immobilisations de 139,5 millions de dollars, compensés en partie par le produit de la vente d'actifs de 23,3 millions de dollars et des liquidités soumises à restrictions de 27,2 millions de dollars.
Activités de financement	(160,2)	(99,9)	En 2006, les sorties de trésorerie étaient surtout attribuables aux ajouts d'immobilisations de 68,7 millions de dollars, en partie contrebalancés par les gains latents découlant du règlement des couvertures d'un investissement net de 45,9 millions de dollars. En 2007, les sorties de trésorerie étaient attribuables aux dividendes sur actions ordinaires de 50,5 millions de dollars, au remboursement de la dette à long terme de 71,0 millions de dollars, à la réduction de la dette à court terme de 25,2 millions de dollars et aux distributions aux participations sans contrôle de 19,7 millions de dollars. En 2006, les sorties de trésorerie étaient attribuables au remboursement de la dette à long terme de 12,6 millions de dollars, aux distributions aux participations sans contrôle des filiales de 16,9 millions de dollars, aux dividendes sur actions ordinaires de 33,1 millions de dollars et à une diminution de la dette à court terme de 39,2 millions de dollars.
Conversion des devises	6,0	3,7	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	53,1 \$	55,0 \$	
Six mois terminés les 30 juin	2007	2006	Explication
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	65,6 \$	79,3 \$	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	558,4	267,1	En 2007, les rentrées de trésorerie étaient attribuables à un bénéfice en trésorerie de 370,3 millions de dollars et à un change favorable lié au fonds de roulement de 188,4 millions de dollars en raison de la perception des produits de 2006 en 2007. En 2006, les rentrées de trésorerie étaient attribuables à un bénéfice en trésorerie de 370,3 millions de dollars contrebalancé en partie par des liquidités de 103,2 millions de dollars utilisées dans le fonds de roulement pour constituer des stocks de charbon à la centrale au charbon de Centralia.
Activités d'investissement	(153,8)	(17,0)	En 2007, les sorties de trésorerie étaient attribuables aux ajouts d'immobilisations de 193,8 millions de dollars et au placement en titres de capitaux propres de 19,1 millions de dollars, compensés en partie par le produit de la vente d'immobilisations de 23,3 millions de dollars et une réduction des liquidités soumises à restrictions de 36,6 millions de dollars. En 2006, des dépenses en immobilisations de 97,9 millions de dollars ont compensé les gains réalisés sur les couvertures d'un investissement net de 64,6 millions de dollars, le produit de la vente d'actifs de 9,2 millions de dollars et une diminution des placements en titres de capitaux propres de 8,2 millions de dollars.
Activités de financement	(422,9)	(277,2)	En 2007, les sorties de trésorerie étaient attribuables aux dividendes sur actions ordinaires de 104,7 millions de dollars, au remboursement de titres privilégiés de 175,0 millions de dollars, à la réduction de la dette à long terme de 82,7 millions de dollars, à la réduction de la dette à court terme de 32,3 millions de dollars et aux distributions versées aux participations sans contrôle de 40,5 millions de dollars. En 2006, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont augmenté en raison du remboursement de la dette à long terme de 272,2 millions de dollars, du paiement de distributions aux participations sans contrôle de 34,1 millions de dollars et aux paiements de dividendes de 66,0 millions de dollars contrebalancés en partie par une augmentation de la dette à court terme de 86,3 millions de dollars.
Conversion des devises	5,8	2,8	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	53,1 \$	55,0 \$	

Activités d'exploitation

Pour les trois mois terminés le 30 juin 2007, les fonds provenant des activités d'exploitation ont augmenté pour s'établir à 227,6 millions de dollars comparativement à 66,8 millions de dollars pour la même période en 2006, en raison d'une hausse du bénéfice en trésorerie de 19,0 millions de dollars et de variations favorables des soldes hors caisse du fonds de roulement de 141,8 millions de dollars attribuables aux liquidités utilisées en 2006 pour la constitution des stocks de charbon à la centrale au charbon de Centralia et au calendrier de recouvrement des créances en 2007. Des frais de 1,2 million de dollars ont été payés relativement à la fermeture de la mine au charbon de Centralia au deuxième trimestre de 2007.

Pour les six mois terminés le 30 juin 2007, les fonds provenant des activités d'exploitation ont augmenté pour s'établir à 558,4 millions de dollars comparativement à 267,1 millions de dollars, en raison des liquidités utilisées en 2006 pour la constitution des stocks de charbon à la centrale au charbon de Centralia et au calendrier de recouvrement des créances en 2006 qui se sont établies à 185 millions de dollars. Ces créances, issues de ventes effectuées en novembre 2006, ont été recouvrées le 2 janvier 2007, conformément aux modalités contractuelles prévues. Pour les six mois terminés le 30 juin 2007, la société a payé des frais de 24,2 millions de dollars liés à la fermeture de la mine au charbon de Centralia.

Activités d'investissement

Pour les trois mois terminés le 30 juin 2007, les fonds affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 98,8 millions de dollars, contre 5,1 millions de dollars pour la même période de 2006. L'augmentation était surtout due à un accroissement des dépenses en immobilisations de 70,8 millions de dollars et à la réalisation de gains au règlement de couvertures d'un investissement net en 2006 de 45,9 millions de dollars, en partie contrebalancés par une hausse du produit découlant de la vente d'équipement à Centralia de 23,3 millions de dollars et des rentrées de fonds positives provenant de liquidités soumises à restrictions de 27,7 millions de dollars.

Pour les six mois terminés le 30 juin 2007, les fonds affectés aux activités d'investissement se sont établis à 153,8 millions de dollars comparativement à 17,0 millions de dollars à la même période de 2006, en raison surtout d'ajouts plus élevés aux immobilisations en 2007 de 95,9 millions de dollars et des gains de change réalisés sur des investissements nets à la même période de 2006 de 64,6 millions de dollars, compensés en partie par une hausse du produit de la vente d'actifs de 14,1 millions de dollars et des rentrées de fonds positives provenant de liquidités soumises à restrictions de 37,4 millions de dollars.

Pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2007, la société n'a effectué aucune sortie de fonds pour le règlement de couvertures de l'investissement net dans les filiales étrangères comparativement à des rentrées de fonds respectivement de 45,9 millions de dollars et 64,6 millions de dollars pour les mêmes périodes en 2006.

En 2007, la société a engagé un total de 72,6 millions de dollars en dépenses en immobilisations relativement aux projets de Kent Hills, d'accroissement de la capacité de l'unité 4 à la centrale de Sundance, et de Keepphills 3. De plus, la société a engagé 15,4 millions de dollars en dépenses en immobilisations relativement à des modifications touchant le transport par rail et d'autres installations à la centrale au charbon de Centralia.

Pour les six mois terminés le 30 juin 2007, la société a réalisé un produit de 23,3 millions de dollars provenant de la vente d'actifs à notre exploitation minière de Centralia.

Activités de financement

Pour les trois mois terminés le 30 juin 2007, les fonds affectés aux activités de financement ont augmenté pour s'établir à 160,2 millions de dollars comparativement à 99,9 millions de dollars à la même période de 2006. Cette hausse des fonds est attribuable principalement au remboursement accru de la dette à long terme de 58,4 millions de dollars et à l'augmentation des dividendes versés totalisant 17,4 millions de dollars, compensés en partie par un remboursement moins élevé de la dette à court terme de 14,0 millions de dollars.

Pour les six mois terminés le 30 juin 2007, les fonds affectés aux activités de financement ont augmenté de 145,7 millions de dollars en raison surtout du paiement en 2007 de titres privilégiés de 175 millions de dollars, de remboursements plus élevés sur la dette à court terme de 118,6 millions de dollars et d'une hausse des dividendes en espèces versés de 38,7 millions de dollars, et du calendrier de ces paiements .

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Le risque d'illiquidité découle de notre capacité à combler nos besoins généraux de financement, à effectuer des activités de négociation et de couverture et à gérer les actifs, les passifs et la structure du capital de la société. Le risque d'illiquidité est géré de façon à maintenir 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 liquidité sont comblés par diverses sources, dont les flux de trésorerie d'exploitation, les emprunts à court terme prélevés sur nos facilités de crédit, le programme de papier commercial et les titres de créance à long terme émis en vertu du programme des déclarations d'inscription préalable aux États-Unis et du programme de billets à moyen terme au Canada. Nous utilisons surtout les fonds pour les charges d'exploitation, les dépenses en immobilisations, les dividendes, les distributions aux commanditaires sans contrôle, le versement des intérêts et le remboursement du capital des titres de créance.

Nous détenons une facilité de crédit consortiale consentie de 1,5 milliard de dollars et environ 0,4 milliard de dollars de facilités de crédit non consenties. Au 30 juin 2007, le crédit utilisé en vertu de ces facilités comprenait une dette à court terme de 330 millions de dollars, moins des fonds en caisse de 53 millions de dollars et des lettres de crédit de 693 millions de dollars.

Nous sommes tenus d'émettre des lettres de crédit afin de garantir les obligations éventuelles à l'égard de certaines parties, y compris celles liées aux obligations environnementales éventuelles, aux activités de négociation, aux activités de couverture et aux obligations d'achat. Au 30 juin 2007, nous avons émis des lettres de crédit totalisant 693,3 millions de dollars comparativement à 633,2 millions de dollars au 31 décembre 2006. Cette augmentation découle surtout d'une hausse des prix de l'électricité dans la région du nord-ouest du Pacifique. Ces lettres garantissent certains montants compris dans le bilan de la société aux postes Passifs de gestion du risque et Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

Nous prévoyons que notre capacité à dégager suffisamment de flux de trésorerie d'exploitation, à court terme et à long terme, pour maintenir la capacité financière et la souplesse nécessaires permettant d'atteindre la croissance prévue restera semblable à ce qu'elle est depuis le 31 décembre 2006. Au troisième trimestre, nous ne recevons que la valeur des produits de deux mois en vertu des CAÉ en raison de la date des paiements contractuels prévus. De plus, au quatrième trimestre, un paiement relatif aux produits des CAÉ de 2007 ne sera pas versé avant le 2 janvier 2008. Cependant, ce calendrier de paiement a pour effet que nous recevons les produits de 12 mois en 2007.

Le 26 juillet 2007, nous avons environ 202,9 millions d'actions ordinaires en circulation.

Au 30 juin 2007, nous comptons 1,6 million d'options sur actions à l'intention des employés en cours, dont le prix d'exercice pondéré était de 20,60 \$. Pour les trois mois terminés le 30 juin 2007, 0,3 million d'options au prix d'exercice pondéré moyen de 19,12 \$ ont été exercées, entraînant l'émission de 0,3 million d'actions et l'annulation de 0,1 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 18,38 \$.

Pour les six mois terminés le 30 juin 2007, 0,4 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 18,53 \$ ont été exercées, entraînant l'émission de 0,4 million d'actions et l'annulation de 0,2 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 17,15 \$.

Contrats de garantie

TransAlta garantit les obligations de certaines filiales en vertu de contrats, ce qui facilite les opérations de livraison physique ou les opérations financières prévues aux termes d'instruments dérivés. La provision pour les garanties prévues en vertu de tous les contrats facilitant diverses opérations sur des instruments dérivés sur matières premières et instruments financiers au 30 juin 2007 s'établissait à un maximum de 1,9 milliard de dollars. De plus, la société compte un certain nombre de garanties illimitées. La juste valeur des positions de négociation et de couverture en vertu de contrats où TransAlta a un passif net, aux termes des garanties limitées et illimitées, s'établissait à 426,8 millions de dollars au 30 juin 2007, contre 285,3 millions de dollars au 31 décembre 2006. Les passifs liés à ces montants sont inclus dans le bilan de la société aux postes Passifs de gestion du risque et Crédeurs et charges à payer.

TransAlta garantit également les obligations d'exécution de certaines filiales et celles de faire des paiements en vertu de certains contrats. Le montant garanti en vertu de ces contrats s'élevait à un maximum de 1,3 milliard de dollars au 30 juin 2007, contre 788,3 millions de dollars au 31 décembre 2006. De plus, la société compte un certain nombre de garanties illimitées. Toute obligation existante relative aux garanties de rendement au 30 juin 2007 est incluse dans les crédeurs et charges à payer.

La société compte environ 0,9 milliard de dollars de crédit disponible provenant de ses facilités de crédit confirmées et non confirmées pour garantir ces risques.

PERSPECTIVES

Perspectives 2007 – 2009

Nous constatons une hausse des prix dans nos marchés clés de l'Alberta et de la région du nord-ouest du Pacifique. Par conséquent, nos prévisions quant à notre résultat par action se sont raffermies et une croissance annuelle de plus de 10 % au cours des prochaines années est possible. Ces prévisions se fondent sur les prix en Alberta de 65 \$ à 75 \$ CA par MWh et dans la région du nord-ouest du Pacifique de 45 \$ à 55 \$ US par MWh au cours de la période de 2007 à 2009.

Perspectives actuelles

Les principaux facteurs qui influent sur les résultats financiers du reste de 2007 sont la capacité en place en mégawatts, la disponibilité et la production tirée des actifs de production, les marges applicables à la production non contractuelle, les coûts de production et les marges réalisées relativement aux Opérations sur les produits énergétiques.

Production, disponibilité et capacité

La capacité de production devrait augmenter légèrement à la fin des travaux visant à accroître la capacité de l'unité 4 à l'installation alimentée au charbon de Sundance dans la dernière partie du troisième trimestre de 2007 en vue d'en commencer l'exploitation commerciale au quatrième trimestre. La production et la disponibilité aux troisième et quatrième trimestres devraient augmenter légèrement en regard du deuxième trimestre en raison d'une baisse des interruptions planifiées.

Prix de l'électricité

La croissance de la demande annuelle et les ajouts d'approvisionnement différés en Alberta feront croître les prix de l'électricité et les marges électricité-combustible pour le reste de 2007. Les prix devraient être plus solides étant donné qu'on s'attend à un été plus chaud et plus sec combiné à des taux d'interruption fortuits semblables à ceux de 2006. Comparativement à 2006, pour la région du nord-ouest du Pacifique, une croissance minimale de la charge est prévue, mais des températures plus élevées et une baisse du débit d'eau devraient garder les prix de l'électricité et les marges combustible-électricité élevés pour le reste de 2007. Les prix en Ontario devraient également grimper par rapport à 2006 étant donné qu'une hausse des prix du gaz naturel et un été plus chaud sont anticipés.

Environ 12 % de la production de nos centrales alimentées au gaz et 3 % de la production annuelle de 2007 de nos centrales alimentées au charbon sont exposés aux fluctuations des prix des produits énergétiques de base. Nous suivons de près les risques auxquels les variations de prix des produits de base exposent nos activités futures et, s'il y a lieu, nous avons recours à divers instruments sur matières premières et instruments financiers pour protéger la valeur de nos actifs et de nos activités.

Coûts du combustible

L'extraction du charbon est assujettie aux augmentations de coût en raison de l'enlèvement accru de morts-terrains, de l'inflation et des prix du diesel. L'application de la méthode du coût standard permet de réduire au minimum les fluctuations saisonnières dans les activités d'extraction du charbon. Les coûts du charbon en Alberta devraient être de 30 millions de dollars supérieurs à ceux de 2006. Le combustible à la centrale au charbon de Centralia est acheté auprès d'un fournisseur externe, et les coûts devraient être comparables à ceux engagés depuis le début de l'exercice.

Les contrats d'achat de gaz à long terme ou les compensations correspondantes dans les produits minimisent dans la mesure du possible l'exposition des centrales aux fluctuations des coûts du gaz. Les variations des marges électricité-combustible dont il est question à la rubrique «Prix de l'électricité» pourraient avoir une incidence sur les centrales marchandes au gaz. Nous n'avons pas conclu de contrats visant des produits de base à prix fixe pour le gaz à ces centrales étant donné que les achats de gaz se feront au moment de l'établissement des prix sur le marché au comptant.

Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration par MWh de la capacité installée varient d'un trimestre à l'autre et selon le calendrier et la nature des activités d'entretien. Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration par MWh

de la capacité installée devraient être comparables à celles constatées jusqu'ici au troisième trimestre et inférieures à celles constatées jusqu'ici au quatrième trimestre en raison du calendrier des activités d'entretien planifié.

Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations sont composées des dépenses affectées au maintien de l'exploitation et des dépenses de croissance. Ces deux composantes sont analysées plus en détail ci-dessous.

Dépenses de maintien

Les dépenses de maintien comprennent l'entretien planifié, les dépenses normales liées au matériel et aux systèmes des centrales et aux infrastructures connexes, ainsi que les investissements dans nos mines. Pour 2007, les dépenses en immobilisations de maintien estimatives totales, compte non tenu du Mexique, se situent entre 350 et 370 millions de dollars, et se répartissent comme suit :

- de 95 à 100 millions de dollars pour les dépenses en immobilisations habituelles;
- de 75 à 80 millions de dollars pour le matériel d'exploitation des mines;
- de 100 à 105 millions de dollars pour les modifications à apporter au matériel de la centrale au charbon de Centralia;
- de 80 à 85 millions de dollars pour l'entretien planifié, comme l'indique le tableau ci-dessous :

	Charbon	Gaz et hydro- électricité	Total
Capitalisées	65-70 \$	15-20 \$	80-90 \$
Passées en charges	60-65	0-5	60-70
	125-135 \$	15-25 \$	140-160 \$
GWh perdus	2 000-2 050	150-175	2 150-2 225

En 2007, nous prévoyons subir une perte d'environ 2 150 à 2 225 GWh de production en raison de l'entretien planifié. Aucune activité d'entretien planifié importante n'est prévue à nos exploitations du Mexique en 2007.

Dépenses de croissance

Pour 2007, les dépenses en immobilisations de croissance devraient se situer entre 255 et 265 millions de dollars au titre des coûts liés à l'accroissement de la capacité de l'unité 4 à la centrale de Sundance et à des projets de mise en valeur aux centrales de Keepphills 3 et de Kent Hills. Le financement de ces dépenses devrait provenir des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et de la capacité d'emprunt actuelle.

Opérations sur les produits énergétiques

Le bénéfice provenant de notre secteur Opérations sur les produits énergétiques est affecté par les prix sur le marché, les positions adoptées, et la durée de ces positions. Nous surveillons constamment le marché et notre exposition afin de maximiser le bénéfice tout en maintenant encore un profil de risque acceptable. Notre objectif est d'amener nos activités de négociation pour compte à dégager une marge brute annuelle variant entre 50 millions de dollars et 70 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 en compensant les actifs libellés en devises avec des passifs libellés en devises et des contrats de change. Nous avons également des charges libellées en devises, y compris des charges d'intérêts, qui servent de couverture naturelle des produits libellés en devises.

Intérêts débiteurs nets

Les intérêts débiteurs nets de 2007 devraient être comparables à ceux du deuxième trimestre. Cependant, la hausse des taux d'intérêt et les fluctuations de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain pourraient se répercuter sur le montant des intérêts débiteurs nets engagés.

Situation de trésorerie et sources de financement

Étant donné qu'une plus grande instabilité des marchés de l'énergie et du gaz est prévue, les occasions de négociation sur le marché devraient s'accroître, ce qui pourrait engendrer un besoin de liquidités supplémentaires. Pour atténuer ce risque

d'illiquidité, la société maintient une facilité de crédit confirmée de 1,5 milliard de dollars et surveille les risques de façon à déterminer les besoins prévus en liquidités.

Lois sur l'environnement

Le 8 mars 2007, la province de l'Alberta a annoncé la loi et les règlements qu'elle propose pour lutter contre les changements climatiques. Le plan de l'Alberta prévoit une réduction de 12 % des émissions de gaz à effet de serre pour les émetteurs importants à partir du 1^{er} juillet 2007. On peut s'y conformer en réduisant les émissions directes, en versant un montant fixe à un fonds technologique ou en achetant des crédits compensatoires auprès d'autres projets en Alberta. Compte tenu des lois actuellement en vigueur, après recouvrement des coûts auprès des clients, les coûts de conformité sont estimés à environ 3 millions de dollars pour 2007 et à 7 millions de dollars par année par la suite. Cette loi est entrée pratiquement en vigueur le 27 juin 2007.

La réduction du taux de mercure exigée en Alberta est fixée à 70 % d'ici 2010. TransAlta a soumis son plan de contrôle du mercure en mars 2007. Nous espérons rendre officiel notre plan d'investissement dans cette nouvelle technologie à la fin de 2007 ou au début de 2008.

Le 26 avril 2007, le gouvernement du Canada a publié les détails de son projet de loi sur l'environnement. Le plan fédéral prévoit une réduction de 18 % de l'intensité des émissions des gaz à effet de serre à compter de 2010, pour passer à une réduction absolue de 20 % d'ici 2020. On peut s'y conformer en réduisant les émissions directes, en versant un montant fixe à un fonds technologique ou en achetant des crédits compensatoires. Le projet de loi prévoit également une réduction des polluants atmosphériques comme le dioxyde de soufre, l'oxyde nitreux, le mercure et les particules à compter de la période allant de 2012 à 2015. Les plafonds de réduction proposés vont de 45 % à 60 %. Il reste encore à mettre au point plusieurs détails importants dans le plan fédéral, y compris son interaction avec des programmes provinciaux, qui permettra d'établir de manière raisonnable les coûts de conformité futurs.

Les CAÉ relatifs aux centrales alimentées au charbon situées en Alberta contiennent des dispositions sur les «modifications des lois» qui devraient permettre de recouvrer les coûts de conformité auprès des clients des CAÉ.

À l'échelle provinciale, la Saskatchewan et l'Ontario ont présenté des programmes sur les gaz à effet de serre au cours du trimestre. Toutefois, aucun des deux gouvernements n'a fourni de détails sur les conséquences que ces programmes pourraient avoir sur les centrales électriques, sinon que l'Ontario s'est engagée à fermer les centrales au charbon d'ici 2014.

Aux États-Unis, le projet de loi 6001 de l'État de Washington sur les changements climatiques a été adopté et est entré en vigueur le 22 juillet 2007. Les activités de TransAlta ne seront pas touchées par les normes de rendement du projet de loi, pourvu que les installations ne changent pas de propriétaire ou ne concluent pas de contrats de vente d'électricité de plus de cinq ans. De plus, d'autres exigences en matière d'émissions sont envisagées pour notre centrale de Centralia en ce qui concerne le mercure et l'oxyde nitreux, mais elles ne seront pas parachevées avant plusieurs mois.

Le gouvernement américain continue d'envisager divers projets de loi sur les gaz à effet de serre, mais il n'y a encore rien de concret jusqu'à présent.

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité selon diverses mesures. Celles qui sont analysées ci-après ne sont pas définies selon les PCGR et, par conséquent, elles ne doivent pas être considérées isolément ou comme des mesures de remplacement du bénéfice net ou des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation tels qu'ils sont calculés selon les PCGR, comme indicateur du rendement financier de la société ou de sa situation de trésorerie. Ces mesures ne sont pas nécessairement comparables aux mesures de même nom utilisées par d'autres sociétés.

Chaque unité économique est responsable de ses propres résultats d'exploitation, mesurés selon la marge brute et le bénéfice d'exploitation. Le bénéfice d'exploitation et la marge brute fournissent à la direction et aux investisseurs une mesure du rendement de l'exploitation qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

La marge brute et le bénéfice d'exploitation sont rapprochés du bénéfice net comme suit :

	Trois mois terminés les 30 juin		Six mois terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Marge brute	355,7 \$	339,1 \$	733,6 \$	733,1 \$
Charges d'exploitation	(265,2)	(263,4)	(504,8)	(503,4)
Bénéfice d'exploitation	90,5	75,7	228,8	229,7
Perte (gain) de change	4,4	(1,2)	4,5	(1,8)
Intérêts débiteurs nets	(35,7)	(38,0)	(73,0)	(78,5)
Gain à la vente d'équipement	11,7	-	11,7	-
Quote-part des résultats des sociétés satellites	(2,1)	2,0	(11,0)	1,0
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices	68,8	38,5	161,0	150,4
Participations sans contrôle	5,8	4,0	21,8	22,9
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	63,0	34,5	139,2	127,5
Charge (recouvrement) d'impôts	5,8	(51,9)	25,8	(28,1)
Bénéfice net	57,2 \$	86,4 \$	113,4 \$	155,6 \$

La présentation du bénéfice comparable d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Parce que nous pensons que la charge de dépréciation des turbines comptabilisée au premier trimestre de 2006 affectera autrement la comparabilité de nos résultats d'une période à l'autre, nous avons exclu cet élément du calcul du bénéfice aux fins de comparaison.

	Trois mois terminés les 30 juin		Six mois terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfice aux fins de comparaison	41,9 \$	31,1 \$	98,1 \$	106,5 \$
Vente d'actifs à la centrale de Centralia	7,6	-	7,6	-
Variation du taux d'imposition	7,7	55,3	7,7	55,3
Dépréciation des turbines, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	(6,2)
Bénéfice net	57,2 \$	86,4 \$	113,4 \$	155,6 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	202,8	200,5	202,8	200,3
Résultat par action aux fins de comparaison	0,21 \$	0,16 \$	0,48 \$	0,53 \$

Les flux de trésorerie disponibles visent à présenter les liquidités dont nous disposons pour les dépenses en immobilisations de croissance, le remboursement de la dette avec recours ou le rachat d'actions ordinaires.

Les paiements contractuels prévus de 2006 ont été exclus du calcul des flux de trésorerie disponibles parce que le calendrier de règlement dépend de certains congés civils au cours du mois de décembre et ce changement lié au calendrier ne survient pas fréquemment. Le paiement des frais de fermeture de la mine Centralia a également été exclu parce qu'il n'est pas de nature récurrente. Les dépenses en immobilisations de maintien correspondent au total des dépenses en immobilisations d'après l'état des flux de trésorerie, moins 59,7 millions de dollars que nous avons investis dans des projets de croissance au cours du deuxième trimestre de 2007. Pour les six mois terminés le 30 juin 2007, nous avons investi 72,6 millions de dollars dans des projets de croissance.

Le calcul du rapprochement des flux de trésorerie d'exploitation et des flux de trésorerie disponibles est présenté ci-après :

	Trois mois terminés les 30 juin		Six mois terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Flux de trésorerie d'exploitation	227,6 \$	66,8 \$	558,4 \$	267,1 \$
Plus (moins) :				
Dépenses relatives au maintien	(79,8)	(65,6)	(121,2)	(91,2)
Dividendes sur actions ordinaires	(50,5)	(33,1)	(104,7)	(66,0)
Distribution aux participations sans contrôle des filiales	(19,7)	(16,9)	(40,5)	(34,1)
Remboursement de la dette sans recours	(37,2)	(17,0)	(45,9)	(25,5)
Calendrier des paiements contractuels prévus en 2006	-	-	(185,0)	-
Frais de fermeture de Centralia	1,2	-	24,2	-
Flux de trésorerie provenant des placements en titres de capitaux propres	10,0	6,5	8,0	7,2
Flux de trésorerie disponibles	51,6 \$	(59,3) \$	93,3 \$	57,5 \$

Les flux de trésorerie provenant des placements en titres de capitaux propres représentent les flux de trésorerie d'exploitation provenant de nos filiales, moins les dépenses en immobilisations de maintien et de croissance.

	T3 2006	T4 2006	T1 2007 (retraité)	T2 2007
Produits	684,0 \$	779,8 \$	709,9 \$	665,5 \$
Bénéfice net (perte nette)	35,3	(146,0)	56,2	57,2
Résultat de base par action ordinaire	0,18	(0,72)	0,28	0,28
Résultat dilué par action ordinaire	0,18	(0,72)	0,28	0,28

	T3 2005	T4 2005	T1 2006	T2 2006
Produits	722,9 \$	810,1 \$	733,7 \$	599,0 \$
Bénéfice net	51,2	59,9	69,2	86,4
Résultat de base par action ordinaire	0,26	0,30	0,35	0,43
Résultat dilué par action ordinaire	0,26	0,30	0,35	0,43

REDRESSEMENT DES RÉSULTATS DU PREMIER TRIMESTRE

Le bénéfice net pour les trois mois terminés le 30 juin 2007 a été calculé selon le bénéfice net pour les six mois terminés le 30 juin 2007 et le bénéfice rajusté pour les trois mois terminés le 31 mars 2007. Le bénéfice net pour les trois mois terminés le 31 mars 2007 a été rajusté, dans les présents états financiers, pour tenir compte de la correction d'une erreur qui s'est glissée dans les états financiers précédemment publiés. Après la publication des résultats du premier trimestre, la direction a décelé un écart dans le montant du gain latent constaté sur certains contrats qui ne sont plus admissibles à la comptabilité de couverture. L'écart est apparu après que des améliorations aient été apportées à notre système de négociation, entraînant la double comptabilisation de certains des contrats qui ne sont plus admissibles à la comptabilité de couverture. En conséquence, la juste valeur de ces contrats additionnels a été reclassée par erreur dans l'état des résultats plutôt que dans les autres éléments du résultat étendu. L'incidence nette de cette erreur est donc que le bénéfice net constaté dans les états financiers précédemment publiés doit être réduit de 9,8 millions de dollars, déduction faite des impôts de 4,0 millions de dollars. Les autres éléments du résultat étendu pour les trois mois terminés le 31 mars 2007 doivent donc être augmentés d'un montant après impôts correspondant de 9,8 millions de dollars. Le résultat par action qui en résulterait pour le premier trimestre de 2007 serait de 0,28 \$ l'action, comparativement au résultat présenté de 0,33 \$ l'action, soit une réduction de 0,05 \$ l'action. Le bénéfice pour les trois mois terminés le 30 juin 2007 a été présenté en tenant compte de cette correction et le bénéfice pour les six mois terminés le 30 juin 2007 n'est pas touché. Une solution a été mise en œuvre afin d'empêcher que cette situation ne se reproduise dans l'avenir. De plus, la direction a ajouté des contrôles additionnels à ce processus, dont un examen plus serré et une surveillance accrue par la direction.

En se fondant sur cette évaluation, notre président et chef de la direction et notre vice-président à la direction et chef des finances en ont conclu que nos contrôles et procédures de communication de l'information sont efficaces.

En concluant que les contrôles et procédures de communication de l'information de la société et le contrôle interne de la société à l'égard de l'information financière étaient efficaces au 30 juin 2007, la direction a tenu compte notamment de l'incidence de l'erreur notée ci-dessus dans les états financiers et de l'efficacité du contrôle interne dans ce secteur. La direction a conclu que la faiblesse du contrôle qui a donné lieu à cette erreur dans les états financiers précédemment publiés ne constituait pas une faiblesse importante des contrôles et procédures de communication de l'information, ou du contrôle interne à l'égard de l'information financière au 30 juin 2007. De plus, la société a mis en œuvre des modifications pour améliorer ses contrôles internes dans ce secteur. Ces modifications n'ont pas d'incidence, ni ne vont vraisemblablement, de manière raisonnable, avoir d'incidence importante sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière.

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

Comme le définit la Règle 13a-15 prise en application de la 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 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 dans 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 des finances, selon le cas, pour permettre la prise de décisions en temps opportun concernant 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 d'exploitation, ne peuvent que fournir l'assurance raisonnable d'atteindre les objectifs souhaités en matière de contrôle, et la direction était tenue de faire preuve de jugement dans l'évaluation et la mise en œuvre des contrôles et procédures possibles. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, notre chef de l'exploitation et notre chef des finances ont conclu que, au 30 juin 2007, 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. Ces attestations sont disponibles à l'adresse www.sedar.com.

TransAlta a terminé la mise en œuvre d'une amélioration de son système comptable et des procédés correspondants qui ont servi à la préparation des résultats du deuxième trimestre. Les modifications de notre système comptable ont été facilitées par nos contrôles et procédés en place.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent rapport de gestion et d'autres rapports et documents déposés auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières comprennent des énoncés prospectifs. Tous les énoncés prospectifs reposent sur les croyances et les hypothèses de TransAlta Corporation fondées sur l'information disponible au moment où les hypothèses sont formulées. Dans certains cas, les énoncés prospectifs sont indiqués par des termes tels que «peut», «fera», «croit», «s'attend à», «potentiel», «éventuel», «permet», «continue» et d'autres expressions similaires. Les énoncés prospectifs ont trait, entre autres, aux énoncés sur les occasions d'affaires prévues et le rendement financier de TransAlta. Ces énoncés ne sont pas des garanties du rendement futur de TransAlta et sont assujettis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui peuvent amener les résultats réels à différer de manière importante des résultats envisagés, y compris les risques importants décrits dans le présent rapport de gestion à la rubrique «Perspectives» et dans le rapport de gestion de notre rapport annuel pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 à la rubrique «Facteurs de risque et gestion des risques». Certains des risques, des incertitudes et des facteurs comprennent, sans toutefois s'y limiter, les éléments suivants : les modifications des lois et règlements pouvant influencer sur les produits, les charges liées à la conformité en matière d'environnement, les coûts globaux, le coût et la disponibilité du combustible pour la production d'électricité, la rapidité et le degré de la concurrence sur le marché, les activités sur les marchés financiers mondiaux, la date et l'ampleur des variations des cours des produits de base, les taux d'intérêt en vigueur, les taux de change, les niveaux d'inflation et la conjoncture économique générale dans les secteurs géographiques où TransAlta exerce ses activités, les résultats des efforts de financement, les variations du risque de contrepartie et l'incidence des normes comptables publiées par les organismes de

normalisation canadiens. Étant donné ces incertitudes, le lecteur ne doit pas se fier exagérément à ces énoncés prospectifs qui sont donnés à la date à laquelle ils sont exprimés dans le présent rapport de gestion ou autrement, et TransAlta n'est nullement tenue de mettre à jour publiquement ou de réviser l'information prospective, qu'elle soit le résultat de nouvelles informations, d'événements futurs ou autres, sauf si la loi le prescrit.

TRANSALTA CORPORATION

ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS ET DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS

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

Non vérifié	Trois mois terminés les 30 juin		Six mois terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007 (retraité, note 1)	2006
Produits	665,5 \$	599,0 \$	1 375,4 \$	1 332,7 \$
Achats négociés	(53,9)	(18,7)	(95,2)	(63,1)
Combustible et achats d'électricité (note 1)	(255,9)	(241,2)	(546,6)	(536,5)
Marge brute	355,7	339,1	733,6	733,1
Exploitation, entretien et administration	159,5	155,5	294,6	288,5
Amortissement (note 1)	100,4	102,3	199,4	203,8
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	5,3	5,6	10,8	11,1
Charges d'exploitation	265,2	263,4	504,8	503,4
Bénéfice d'exploitation	90,5	75,7	228,8	229,7
Gain (perte) de change	4,4	(1,2)	4,5	(1,8)
Gain à la vente d'équipement (note 7)	11,7	-	11,7	-
Intérêts débiteurs nets (note 6)	(35,7)	(38,0)	(73,0)	(78,5)
Quote-part des résultats des sociétés satellites	(2,1)	2,0	(11,0)	1,0
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices	68,8	38,5	161,0	150,4
Participations sans contrôle	5,8	4,0	21,8	22,9
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	63,0	34,5	139,2	127,5
Charge (recouvrement) d'impôts	5,8	(51,9)	25,8	(28,1)
Bénéfice net	57,2 \$	86,4 \$	113,4 \$	155,6 \$
Dividendes sur actions ordinaires	(50,7)	(50,1)	(101,4)	(100,0)
Bénéfices non répartis				
Solde d'ouverture	715,5	885,4	710,0	866,1
Solde de fermeture	722,0 \$	921,7 \$	722,0 \$	921,7 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation durant la période	202,8	200,5	202,8	200,3
Résultat net par action, de base et dilué	0,28 \$	0,43 \$	0,55 \$	0,77 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

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

	Trois mois terminés le 30 juin 2007	Six mois terminés le 30 juin 2007	Trois mois terminés le 30 juin 2006	Six mois terminés le 30 juin 2006
Bénéfice net	57,2 \$	113,4 \$	86,4	155,6
Autres éléments du résultat étendu				
Pertes à la conversion de l'actif net des établissements étrangers autonomes	(88,0)	(104,1)	(50,3)	(43,6)
Gains sur instruments financiers désignés comme couvertures des établissements étrangers autonomes	109,0	123,6	54,5	44,8
Charge d'impôts	(20,7)	(21,2)	(5,1)	(4,2)
	88,3	102,4	49,4	40,6
Gains (pertes) à la conversion des établissements étrangers autonomes	0,3	(1,7)	(0,9)	(3,0)
Pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	(118,8)	(245,3)	-	-
Recouvrement d'impôts	37,7	77,5	-	-
Pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	(81,1)	(167,8)	-	-
Gains et pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie des périodes précédentes transférés dans le résultat net au cours de la période considérée	(5,1)	2,2	-	-
Charge (recouvrement) d'impôts	1,2	(0,6)	-	-
	(3,9)	1,6	-	-
Autres éléments du résultat étendu	(84,7)	(167,9)	(0,9)	(3,0)
Résultat étendu	(27,5) \$	(54,5) \$	85,5 \$	152,6 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

TRANSALTA CORPORATION
BILANS CONSOLIDÉS

(en millions de dollars canadiens)

Non vérifié	30 juin 2007	31 décembre 2006
ACTIF	<i>(retraité, note 1)</i>	<i>(retraité, note 1)</i>
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	53,1 \$	65,6 \$
Débiteurs	388,2	618,3
Charges payées d'avance	23,1	9,1
Actifs de gestion du risque (notes 1, 3 et 4)	108,5	72,2
Actifs d'impôts futurs	60,7	25,8
Impôts sur les bénéfices à recevoir	48,8	47,6
Stocks	41,8	53,0
Tranche à court terme des autres actifs (note 1)	-	5,4
	724,2	897,0
Liquidités soumises à restrictions (note 5)	284,2	347,8
Placements	162,7	154,5
Créances à long terme	32,0	32,2
Immobilisations corporelles		
Coût	8 379,3	8 190,1
Amortissement cumulé	(3 376,9)	(3 148,2)
	5 002,4	5 041,9
Actifs destinés à être vendus, montant net (note 7)	44,8	109,8
Écart d'acquisition	130,8	137,5
Actifs incorporels	247,9	292,1
Actifs d'impôts futurs	357,6	294,0
Actifs de gestion du risque (notes 1, 3 et 4)	81,4	65,1
Autres actifs (notes 1 et 4)	88,5	88,2
Total de l'actif	7 156,5 \$	7 460,1 \$
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Dettes à court terme (note 3)	330,2 \$	361,9 \$
Créditeurs et charges à payer	370,5	441,9
Passifs de gestion du risque (notes 1, 3 et 4)	157,0	32,4
Impôts sur les bénéfices à payer	6,5	22,3
Passifs d'impôts futurs	18,2	19,9
Dividendes à verser	48,1	51,5
Crédits reportés et autres passifs à court terme (notes 1 et 8)	41,0	48,5
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, avec recours (notes 3 et 6)	319,7	205,0
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, sans recours (notes 3 et 6)	39,5	44,7
Titres privilégiés (note 6)	-	175,0
	1 330,7	1 403,1
Dettes à long terme, avec recours (notes 3 et 6)	1 499,4	1 681,5
Dettes à long terme, sans recours (notes 3 et 6)	248,2	289,6
Crédits reportés et autres passifs à long terme (notes 1 et 8)	375,3	410,4
Passifs d'impôts futurs	671,4	698,6
Passifs de gestion du risque (notes 1, 3 et 4)	409,2	14,0
Participations sans contrôle	516,4	535,0
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires		
Actions ordinaires (note 12)	1 793,6	1 782,4
Bénéfices non répartis	722,0	710,0
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 2)	(409,7)	(64,5)
Total des capitaux propres	2 105,9	2 427,9
Total du passif et des capitaux propres	7 156,5 \$	7 460,1 \$

Éventualités (notes 13 et 14)

Engagements (notes 4, 15 et 16)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE
(en millions de dollars canadiens)

Non vérifié	Trois mois terminés les 30 juin		Six mois terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Activités d'exploitation			<i>(retraité, note 1)</i>	
Bénéfice net	57,2 \$	86,4 \$	113,4 \$	155,6 \$
Amortissement (note 9)	100,1	107,1	200,0	217,4
Gain à la vente d'actifs	(11,7)	-	(11,7)	-
Participations sans contrôle	5,8	4,0	21,8	22,9
Augmentation due à la désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 8)	5,9	6,0	11,9	11,0
Coûts réglés de mise hors service d'immobilisations (note 8)	(4,3)	(1,0)	(7,5)	(1,8)
Impôts futurs	5,5	(38,6)	(1,7)	(37,3)
Pertes latentes (gains latents) découlant des activités de gestion du risque	20,8	(11,8)	39,6	(0,4)
(Gain) perte de change	(4,4)	1,2	(4,5)	1,8
Quote-part des résultats de sociétés satellites	2,1	(2,0)	11,0	(1,0)
Autres éléments hors caisse	(5,1)	1,6	(2,3)	2,1
	171,9	152,9	370,0	370,3
Variation des soldes hors caisse du fonds de roulement liés à l'exploitation	55,7	(86,1)	188,4	(103,2)
Flux de trésorerie d'exploitation	227,6	66,8	558,4	267,1
Activités d'investissement				
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(139,5)	(68,7)	(193,8)	(97,9)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles (note 7)	23,3	9,2	23,3	9,2
Placements	(9,1)	8,5	(19,1)	8,2
Liquidités soumises à restrictions (note 5)	27,2	(0,5)	36,6	(0,8)
Acquisition de l'installation hydroélectrique de Wailuku	-	-	-	(1,2)
Gain de change réalisé sur les placements nets	-	45,9	-	64,6
Produit de la vente de placements à long terme	-	3,0	-	3,0
Divers	(0,7)	(2,5)	(0,8)	(2,1)
Flux de trésorerie d'investissement	(98,8)	(5,1)	(153,8)	(17,0)
Activités de financement				
(Diminution)/augmentation de la dette à court terme	(25,2)	(39,2)	(32,3)	86,3
Remboursement de la dette à long terme (note 6)	(71,0)	(12,6)	(257,7)	(272,2)
Dividendes versés sur actions ordinaires	(50,5)	(33,1)	(104,7)	(66,0)
Produit net de l'émission d'actions ordinaires (note 12)	5,4	3,4	10,1	6,0
Distributions aux actionnaires sans contrôle de filiales	(19,7)	(16,9)	(40,5)	(34,1)
Réduction/(augmentation) des avances à TransAlta Énergie	0,8	(1,5)	2,2	2,8
Flux de trésorerie de financement	(160,2)	(99,9)	(422,9)	(277,2)
Flux de trésorerie d'exploitation, d'investissement et de financement	(31,4)	(38,2)	(18,3)	(27,1)
Incidence de la conversion des liquidités en devises	6,0	3,7	5,8	2,8
Diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(25,4)	(34,5)	(12,5)	(24,3)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	78,5	89,5	65,6	79,3
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	53,1 \$	55,0 \$	53,1 \$	55,0 \$
Impôts payés au comptant	15,1 \$	1,0 \$	37,0 \$	24,1 \$
Intérêts payés au comptant	51,5 \$	54,0 \$	77,4 \$	88,7 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (NON VÉRIFIÉ)

(Les montants des tableaux sont en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire.)

1. CONVENTIONS COMPTABLES

Les présents états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés ne comprennent pas toutes les informations figurant dans les états financiers consolidés annuels de TransAlta Corporation («TransAlta» ou «la société»). Par conséquent, les présents états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés doivent être lus avec les plus récents états financiers consolidés annuels de la société.

Les présents états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés tiennent compte de tous les rajustements (qui consistent en des rajustements récurrents normaux et des charges à payer) qui sont, de l'avis de la direction, nécessaires à une présentation fidèle des résultats pour les périodes intermédiaires.

Les résultats de TransAlta sont en partie à caractère saisonnier en raison de la nature du marché de l'électricité et des coûts connexes du combustible. Les coûts d'entretien sont généralement plus élevés au cours des deuxième et troisième trimestres, période durant laquelle les prix de l'électricité sont censés être inférieurs étant donné qu'ils augmentent habituellement durant les mois d'hiver sur le marché canadien. Les marges sont également plus élevées de manière générale durant le deuxième trimestre en raison de l'augmentation de la production hydroélectrique provenant de l'écoulement printanier et des précipitations dans les marchés canadiens et américains.

Les présents états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés ont été préparés selon les principes comptables généralement reconnus («PCGR») du Canada à l'aide des mêmes conventions comptables que celles qui ont servi à la préparation des plus récents états financiers consolidés annuels de la société, sauf comme il est expliqué ci-après.

Redressement des résultats du premier trimestre

Le bénéfice net pour les trois mois terminés le 30 juin 2007 a été calculé selon le bénéfice net pour les six mois terminés le 30 juin 2007 et le bénéfice rajusté pour les trois mois terminés le 31 mars 2007. Le bénéfice net pour les trois mois terminés le 31 mars 2007 a été rajusté dans les présents états financiers pour tenir compte de la correction d'une erreur qui s'est glissée dans les états financiers précédemment publiés. Après la publication des résultats du premier trimestre, la direction a décelé un écart dans le montant du gain latent constaté sur certains contrats qui ne sont plus admissibles à la comptabilité de couverture. L'écart est apparu après que des améliorations aient été apportées à notre système de négociation, entraînant la double comptabilisation de certains des contrats qui ne sont plus admissibles à la comptabilité de couverture. En conséquence, la juste valeur de ces contrats additionnels a été reclassée par erreur dans l'état des résultats plutôt que dans les autres éléments du résultat étendu. L'incidence nette de cette erreur est donc que le bénéfice net constaté dans les états financiers précédemment publiés doit être réduit de 9,8 millions de dollars, déduction faite des impôts de 4,0 millions de dollars. Les autres éléments du résultat étendu pour les trois mois terminés le 31 mars 2007 doivent donc être augmentés d'un montant après impôts correspondant de 9,8 millions de dollars. Le résultat par action qui en résulterait pour le premier trimestre de 2007 serait de 0,28 \$ l'action, comparativement au résultat présenté de 0,33 \$ l'action, soit une réduction de 0,05 \$ l'action. Le bénéfice pour les trois mois terminés le 30 juin 2007 a été présenté en tenant compte de cette correction et le bénéfice pour les six mois terminés le 30 juin 2007 n'est pas touché. Une solution a été mise en œuvre afin d'empêcher que cette situation ne se reproduise dans l'avenir. De plus, la direction a ajouté des contrôles additionnels à ce processus, dont un examen plus serré et une surveillance accrue par la direction.

Dotation aux amortissements

La dotation aux amortissements au deuxième trimestre de 2007 est plus élevée qu'à la même période en 2006 en raison du reclassement de la charge de désactualisation de 4,4 millions de dollars en tant qu'amortissement plutôt que coût des ventes. Pour les mines actives, la charge de désactualisation a été comptabilisée à titre de combustible et achats d'électricité. Toutefois, comme la mine Centralia est maintenant considérée comme inactive, la charge de désactualisation y afférente est maintenant comprise dans la

dotation aux amortissements. En 2006, une somme de 1,9 million de dollars pour le deuxième trimestre et une autre de 3,8 millions de dollars pour l'exercice avaient été constatées à titre de dépenses de combustible relativement à la charge de désactualisation liée à la mine Centralia.

Principales modifications de conventions comptables

Instruments financiers

Le 1^{er} janvier 2007, TransAlta a adopté quatre nouvelles normes comptables qui ont été publiées par l'Institut Canadien des Comptables Agréés («ICCA») : le chapitre 1530, «Résultat étendu», le chapitre 3855, «Instruments financiers – comptabilisation et évaluation», le chapitre 3861, «Instruments financiers – informations à fournir et présentation», et le chapitre 3865, «Couvertures». Nous avons adopté ces normes rétroactivement avec rajustement du solde d'ouverture du cumul des autres éléments du résultat étendu en rapport seulement avec des pertes cumulées par suite de la conversion des établissements étrangers autonomes.

Pour présenter des chiffres comparables au bilan de l'exercice 2006, les soldes de l'exercice précédent ont été reclassés. Les actifs de gestion du risque à court et à long terme ont été augmentés respectivement de 11,2 millions de dollars et 43,2 millions de dollars, et les tranches à court et à long terme des autres actifs ont été réduites des montants correspondants. Les passifs de gestion du risque à court et à long terme ont été haussés respectivement de 2,1 millions de dollars et 13,0 millions de dollars, et les tranches à court et à long terme des crédits reportés et des autres passifs à long terme ont été réduites des montants correspondants. Des pertes de change cumulées de 64,5 millions de dollars liées à la conversion des filiales étrangères autonomes ont été reclassées au solde d'ouverture du cumul des autres éléments du résultat étendu.

Résultat étendu

Le chapitre 1530 présente le résultat étendu, qui comprend le bénéfice net et les autres éléments du résultat étendu. Les autres éléments du résultat étendu représentent les variations des capitaux propres au cours d'une période découlant des opérations et des changements survenus dans les prix, les marchés, les taux d'intérêt et les taux de change et incluent les gains et pertes latents sur les instruments financiers classés comme disponibles à la vente, les gains ou pertes de change latents découlant des établissements étrangers autonomes, déduction faite des activités de couverture, et les variations de juste valeur de la partie efficace des instruments de couverture de flux de trésorerie. TransAlta a inclus un état consolidé du résultat étendu dans les états financiers consolidés intermédiaires pour tenir compte des variations survenues dans ces éléments au cours du deuxième trimestre de 2007, moyennant la comptabilisation du cumul de ces variations dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, qui est présenté comme une nouvelle catégorie dans les capitaux propres au bilan consolidé.

La majorité des changements se sont reflétés sur la valeur des actifs et passifs de gestion du risque liés au secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation ainsi que sur les instruments financiers utilisés comme couvertures de titres de créance et d'un investissement net dans des filiales étrangères autonomes. L'incidence de l'adoption de ces normes sur notre bilan au 31 décembre 2006 est décrite ci-dessous :

	Actifs liés au risque de prix		Passifs liés au risque de prix		Net
	À court terme	À long terme	À court terme	À long terme	
Actifs (passifs) nets de gestion du risque en cours au 31 décembre 2006 – déjà présenté	72,2 \$	65,1 \$	(32,4) \$	(14,0) \$	90,9 \$
Juste valeur des actifs (passifs) nets de gestion du risque liés au secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation en cours au 31 décembre 2006	99,6	77,7	(122,2)	(276,3)	(221,2)
Juste valeur des couvertures de titres de créance et de l'investissement net dans les filiales étrangères au 31 décembre 2006	12,6	61,1	(3,9)	(22,1)	47,7
Total des justes valeurs	112,2 \$	138,8 \$	(126,1) \$	(298,4) \$	(173,5) \$

L'incidence brute et après impôts de l'adoption de ces normes sur le solde d'ouverture du cumul des autres éléments du résultat étendu est décrite ci-après :

Actifs nets de gestion du risque en cours au 31 décembre 2006 – <i>déjà présenté</i>	90,9 \$
Juste valeur des passifs nets de gestion du risque liés au secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation en cours au 31 décembre 2006	(221,2)
Juste valeur des couvertures de titres de créance et de l'investissement net dans les filiales étrangères au 31 décembre 2006	47,7
Total des justes valeurs des passifs de gestion du risque	(173,5)
Variation de juste valeur	(264,4)
Impôts	(87,1)
Ajustement du solde d'ouverture du cumul des autres éléments du résultat étendu découlant des justes valeurs	(177,3) \$
Écart de conversion	(64,5)
Solde d'ouverture du cumul des autres éléments du résultat étendu	(241,8) \$

Instruments financiers – comptabilisation et évaluation

Le chapitre 3855 établit les normes touchant la comptabilisation et l'évaluation des actifs financiers, des passifs financiers et des instruments dérivés non financiers. Il exige que les actifs financiers et les passifs financiers, y compris les instruments dérivés, soient comptabilisés dans le bilan consolidé lorsque nous devenons partie aux dispositions contractuelles d'un instrument financier ou d'un contrat dérivé non financier. En vertu de cette norme, tous les instruments financiers doivent être évalués à la juste valeur à la constatation initiale, sauf pour certaines opérations entre parties liées. L'évaluation au cours de périodes subséquentes dépend du classement de l'instrument financier, soit dans les actifs et passifs détenus à des fins de transaction, les actifs financiers disponibles à la vente, les placements détenus jusqu'à leur échéance, les prêts et créances, ou les autres passifs financiers. Les frais d'opération sont passés en charges au fur et à mesure qu'ils sont engagés pour les instruments financiers classés ou désignés comme détenus à des fins de transaction. Pour les autres instruments financiers, les frais d'opération sont capitalisés à la constatation initiale et amortis à l'aide de la méthode du taux d'intérêt effectif. Les passifs financiers sont enlevés des états financiers lorsque la dette est éteinte soit par règlement, soit par décharge de l'obligation du passif sous-jacent.

Les actifs financiers et les passifs financiers détenus à des fins de transaction sont évalués à la juste valeur, les variations de leur juste valeur étant comptabilisées en résultat net. Les actifs financiers détenus jusqu'à leur échéance, les prêts et créances, et les autres passifs financiers sont évalués au coût après amortissement en utilisant la méthode du taux d'intérêt effectif. Les placements dans les instruments de capitaux propres classés comme des instruments disponibles à la vente ne comportant pas de cours du marché dans un marché actif sont évalués au coût.

Les instruments dérivés sont comptabilisés au bilan consolidé à la juste valeur, y compris les dérivés incorporés à des contrats financiers ou non financiers qui ne sont pas étroitement liés aux contrats hôtes. Les variations de juste valeur des instruments dérivés sont comptabilisées en résultat net, sauf celles ayant trait à la partie efficace 1) des dérivés désignés comme des couvertures de flux de trésorerie efficaces ou 2) des couvertures de risque de change d'un investissement net dans un établissement étranger autonome, lesquelles sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu.

Le chapitre 3855 offre également à une entité la possibilité de désigner un instrument financier comme détenu à des fins de transaction (l'option de juste valeur) à sa comptabilisation initiale ou à l'adoption de la norme, même si l'instrument financier, autre que les prêts et créances, n'a pas été acquis ni engagé dans le but premier d'être vendu ou racheté à court terme. Un instrument qui est classé comme détenu à des fins de transaction dans le cadre de l'option de juste valeur doit avoir des justes valeurs fiables et répondre à l'un des critères suivants : i) il élimine ou réduit sensiblement une disparité en matière d'évaluation ou de comptabilisation qui résulterait autrement de l'évaluation des actifs ou des passifs, ou de la comptabilisation des gains et pertes sur ces derniers sur une base différente; ou ii) il appartient à un groupe d'actifs financiers, de passifs financiers ou les deux qui sont gérés et évalués à leur juste valeur selon notre stratégie de gestion du risque, et communiqués à la haute direction sur cette base.

Nos actifs et passifs financiers désignés comme détenus à des fins de transaction sont surtout liés à notre secteur des Opérations sur les produits énergétiques.

Les autres incidences comptables importantes découlant de l'adoption du chapitre 3855 incluent l'utilisation de la méthode du taux d'intérêt effectif aux fins de l'amortissement de tous les frais d'opération, de toutes les primes ou de tous les escomptes obtenus ou engagés à l'égard des instruments financiers évalués au coût après amortissement, et la comptabilisation de la juste valeur à la création de l'obligation prise à l'émission d'une garantie qui répond à la définition d'une garantie selon la Note d'orientation concernant la comptabilité 14, *Informations à fournir sur les garanties* («NOC-14»). Aucune réévaluation subséquente à la juste valeur n'est exigée à moins que la garantie financière soit admissible comme instrument dérivé. Si la garantie financière répond à la définition d'un instrument dérivé, elle est réévaluée à la juste valeur à chaque date de bilan et est présentée comme un instrument dérivé dans les autres actifs ou les autres passifs, selon le cas.

En outre, le chapitre 3855 exige qu'une entité choisisse une convention comptable pour passer en charges les frais d'émission des titres de créance au fur et à mesure ou pour les déduire de la valeur comptable de l'actif ou du passif correspondant. TransAlta déduit actuellement tous les coûts d'opération liés aux titres de créance de la valeur comptable de la dette.

Couvertures

Le chapitre 3865 précise les critères à respecter pour que la comptabilité de couverture s'applique et la comptabilisation pour chacune des stratégies de couverture permises : les couvertures de juste valeur, les couvertures de flux de trésorerie et les couvertures du risque de change des investissements nets dans des établissements étrangers autonomes. La comptabilité de couverture cesse prospectivement lorsque le dérivé n'est plus admissible comme couverture efficace, ou qu'il est résilié ou vendu, ou à la vente ou résiliation anticipée de l'élément couvert.

Dans une relation de couverture de juste valeur, la valeur comptable de l'élément couvert est rajustée pour les gains ou pertes latents attribuables au risque couvert, et le rajustement est comptabilisé en résultat net. Les variations de juste valeur de l'élément couvert, dans la mesure où la relation de couverture est efficace, sont contrebalancées par les variations de juste valeur du dérivé de couverture, qui sont également comptabilisées en résultat net. Lorsque la comptabilité de couverture est abandonnée, la juste valeur de l'élément couvert n'est plus rajustée et les rajustements de juste valeur cumulatifs de la valeur comptable de l'élément couvert sont comptabilisés en résultat net par amortissement sur la durée résiduelle de la relation de couverture initiale.

Dans une relation de couverture de flux de trésorerie, la partie efficace de la variation de juste valeur du dérivé de couverture est constatée dans les autres éléments du résultat étendu tandis que toute partie inefficace est comptabilisée en résultat net. Lorsque la comptabilité de couverture est abandonnée, les montants constatés antérieurement dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés en résultat net au cours des périodes où la variabilité des flux de trésorerie de l'élément couvert influe sur le bénéfice net. Les gains et pertes sur instruments dérivés sont reclassés immédiatement en résultat net lorsque l'élément couvert est vendu ou résilié de manière anticipée, ou lorsque l'opération prévue faisant l'objet de la couverture n'est plus probable.

En couvrant un risque de change d'un investissement net dans un établissement étranger autonome, la partie efficace des gains et pertes de change sur les instruments de couverture est constatée dans les autres éléments du résultat étendu et la partie inefficace est comptabilisée en résultat net. Les montants constatés auparavant dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont comptabilisés en résultat net lorsqu'il y a une réduction de l'investissement net couvert par suite d'une dilution ou d'une vente de l'investissement net, ou une réduction des capitaux propres de l'établissement étranger par suite de distributions de dividendes.

Incidence découlant de l'adoption des chapitres 1530, 3855 et 3865

Les rajustements transitoires attribuables à la réévaluation des actifs financiers et des passifs financiers à la juste valeur, autres que les instruments de couverture désignés comme couvertures de flux de trésorerie ou couvertures de risque de change d'un investissement net dans les actifs financiers disponibles à la vente des établissements étrangers autonomes, ont été comptabilisés dans le solde d'ouverture des bénéfices non répartis (dont la valeur était nulle) au 1^{er} janvier 2007. Les rajustements découlant de la réévaluation de

la juste valeur des actifs financiers classés comme disponibles à la vente ont été constatés dans le solde d'ouverture du cumul des autres éléments du résultat étendu à cette date.

Pour les relations de couverture existant avant l'adoption du chapitre 3865 qui continuent d'être admissibles à la comptabilité de couverture en vertu de la nouvelle norme, la comptabilité de transition se présente comme suit : i) les couvertures de juste valeur – tout gain ou toute perte sur l'instrument de couverture a été constaté dans le solde d'ouverture des bénéfices non répartis et la valeur comptable de l'élément couvert a été rajustée du montant de la variation cumulative de juste valeur attribuable au risque couvert désigné, laquelle a aussi été incluse dans le solde d'ouverture des bénéfices non répartis; ii) les couvertures de flux de trésorerie et les couvertures d'un investissement net dans des établissements étrangers autonomes – la partie cumulative efficace de tout gain ou toute perte sur l'instrument de couverture a été constatée dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, et la partie inefficace cumulative a été incluse dans le solde d'ouverture des bénéfices non répartis (voir la note 2).

Nous avons constaté les rajustements transitoires suivants dans nos états financiers consolidés : constatation dans le cumul des autres éléments du résultat étendu de 177,3 millions de dollars, déduction faite des impôts et taxes, liés aux pertes cumulatives sur la partie efficace de nos couvertures de flux de trésorerie qui doivent maintenant être constatées selon les chapitres 3855 et 3865. De plus, nous avons reclassé 64,5 millions de dollars de gains de change nets, qui étaient auparavant présentés comme un élément distinct dans les capitaux propres, dans le cumul des autres éléments du résultat étendu. Nous avons appliqué ce rajustement rétroactivement, avec retraitement, à l'état des autres éléments du résultat étendu. Il n'y a pas eu d'incidence sur le résultat net ni sur le résultat par action des périodes antérieures par suite de l'adoption de ces normes.

Entités à détenteurs de droits variables («EDDV»)

Le 15 septembre 2006, le comité sur les problèmes nouveaux a publié son abrégé n° 163, *Détermination de la variabilité à prendre en compte lors de l'application de la NOC-15* («CPN-163»). Le CPN-163 précise la manière d'analyser et de consolider les EDDV lorsque se déroulent des opérations entraînant une réduction de la variabilité de l'entité. Nous appliquons le CPN-163 depuis le 1^{er} janvier 2007, et sa mise en œuvre n'a pas d'incidence importante sur notre situation financière consolidée ou nos résultats d'exploitation consolidés.

Modifications comptables futures

Informations sur le capital et Instruments financiers – informations à fournir et présentation

Le 1^{er} décembre 2006, l'ICCA a publié trois nouvelles normes comptables contenues dans le *Manuel de l'ICCA* : le chapitre 1535, «Informations à fournir concernant le capital», le chapitre 3862, «Instruments financiers – informations à fournir», et le chapitre 3863, «Instruments financiers – présentation». Nous appliquerons ces nouvelles normes à compter du 1^{er} janvier 2008.

Le chapitre 1535 précise les informations à fournir sur i) les objectifs, les conventions et les processus d'une entité pour la gestion du capital; ii) les données quantitatives sur ce que l'entité considère comme le capital; iii) le fait que l'entité s'est conformée aux exigences en matière de capital; et iv) si ces exigences n'ont pas été respectées, les conséquences de ces manquements. Les nouveaux chapitres 3862 et 3863 remplacent le chapitre 3861, «Instruments financiers – informations à fournir et présentation», modifient et améliorent les exigences en matière d'information à fournir, et le report en avant n'a pas modifié ses exigences en matière de présentation. Ces nouveaux chapitres mettent davantage l'accent sur les informations à fournir sur la nature et l'étendue des risques découlant des instruments financiers et la manière dont l'entité gère ces risques. Nous évaluons actuellement l'incidence de ces nouvelles normes sur nos états financiers.

Stocks

En mars 2007, l'ICCA a publié le chapitre 3031, «Stocks», qui harmonise la comptabilisation des stocks selon les PCGR du Canada avec les normes internationales d'information financière («IFRS»). Cette norme n'aura pas d'incidence importante sur les états financiers de TransAlta.

Normes internationales d'information financière

En 2005, le Conseil des normes comptables («CNC») du Canada a annoncé la convergence entre les normes comptables du Canada et les IFRS. Le CNC a indiqué que les entreprises canadiennes devront commencer à présenter leur information financière selon les IFRS au premier trimestre de 2011 avec les données comparatives appropriées de l'exercice précédent. Les principaux marchés visés par les IFRS sont les marchés financiers, où il y a beaucoup plus d'informations à fournir, notamment en ce qui concerne les rapports trimestriels. De plus, bien que les IFRS utilisent un cadre conceptuel semblable à celui des PCGR du Canada, il y a des différences importantes au niveau de la méthode comptable qu'il est important de bien comprendre.

Le 3 juillet 2007, la Securities and Exchange Commission a invité le public à lui soumettre des commentaires concernant le projet d'élimination de l'exigence actuelle voulant que les émetteurs privés étrangers qui présentent leurs états financiers selon les IFRS présentent aussi un rapprochement avec les PCGR des États-Unis.

TransAlta évalue actuellement l'incidence des IFRS sur nos états financiers.

2. CAPITAUX PROPRES

État des capitaux propres

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

	Actions ordinaires	Bénéfices non répartis	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Total des capitaux propres
Solde au 31 décembre 2006 (note 1)	1 782,4	710,0	(64,5)	2 427,9
Modification de convention comptable (note 1)	-	-	(177,3)	(177,3)
Solde au 31 décembre 2006, après rajustement	1 782,4	710,0	(241,8)	2 250,6
Bénéfice net pour les six mois terminés le 30 juin 2007	-	113,4	-	113,4
Actions ordinaires émises (dividendes déclarés)	11,2	(101,4)	-	(90,2)
Gains et pertes latents à la conversion des états financiers des établissements étrangers autonomes	-	-	(1,7)	(1,7)
Gains et pertes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	-	-	(167,8)	(167,8)
Gains et pertes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie au cours des périodes précédentes transférés dans le résultat net au cours de la période considérée	-	-	1,6	1,6
Solde au 30 juin 2007	1 793,6 \$	722,0 \$	(409,7) \$	2 105,9 \$

3. JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

La juste valeur d'un instrument financier correspond au montant de la contrepartie dont conviendraient des parties compétentes agissant en toute liberté dans des conditions de pleine concurrence. La juste valeur est établie au moyen du prix négocié dans un marché actif pour cet instrument auquel nous avons accès. En l'absence d'un marché actif, nous établissons les justes valeurs selon des modèles d'évaluation, comme les modèles d'établissement de prix d'options et l'analyse des flux de trésorerie actualisés, selon des données observables du marché.

Les justes valeurs établies selon les modèles d'évaluation nécessitent l'utilisation d'hypothèses à l'égard du montant et du calendrier des flux de trésorerie futurs estimatifs. Pour poser ces hypothèses, nous utilisons surtout des données du marché externes facilement observables, y compris des facteurs comme les prix de l'électricité, les prix du gaz et la croissance prévue du marché. Dans certains cas, nous utilisons des paramètres d'entrée qui ne reposent pas sur des facteurs de marché observables, et nous estimons que le recours à d'autres hypothèses possibles ne donnera pas lieu à des justes valeurs considérablement différentes.

a) Comptabilisation des variations de juste valeur des instruments financiers au cours de la période

Comme il est décrit à la note 1, les instruments financiers classés comme étant détenus à des fins de transaction sont comptabilisés à leur juste valeur dans le bilan consolidé. Toute variation de juste valeur des instruments financiers classés comme étant détenus à des fins de transaction est comptabilisée en résultat net, sauf pour les contrats qui font partie de relations de couverture efficaces.

Valeur comptable et juste valeur de certains instruments financiers

Bien que la plupart des actifs et passifs financiers soient comptabilisés à leur juste valeur, le tableau suivant présente une comparaison des valeurs comptables au 30 juin 2007 et au 31 décembre 2006, pour certains instruments financiers :

Valeur comptable et juste valeur des instruments financiers au 30 juin 2007

	Classés comme étant détenus à des fins de transaction	Selon le bilan consolidé	Juste valeur totale
Actifs de gestion du risque			
- À court terme	108,5	108,5	108,5
- À long terme	81,4	81,4	81,4
Total des actifs de gestion du risque	189,9	189,9	189,9
Passifs de gestion du risque			
- À court terme	157,0	157,0	157,0
- À long terme	409,2	409,2	409,2
Total des passifs de gestion du risque	566,2	566,2	566,2

Nous avons adopté les chapitres 1530, 3855 et 3865 en date du 1^{er} janvier 2007. Nous avons adopté ces normes rétroactivement moyennant un rajustement du solde d'ouverture du cumul des autres éléments du résultat étendu.

Valeur comptable et juste valeur des instruments financiers au 31 décembre 2006

	Classés comme étant détenus à des fins de transaction	Valeur comptable totale	Selon le bilan consolidé	Juste valeur totale ¹
Actifs de gestion du risque				
- À court terme	72,2	72,2	72,2	112,2
- À long terme	65,1	65,1	65,1	138,8
Total des actifs de gestion du risque	137,3	137,3	137,3	251,0
Passifs de gestion du risque				
- À court terme	32,4	32,4	32,4	126,1
- À long terme	14,0	14,0	14,0	298,4
Total des passifs de gestion du risque	46,4	46,4	46,4	424,5

¹⁾ Les écarts entre la juste valeur et la valeur comptable découlent de couvertures de flux de trésorerie non comptabilisées auparavant, mais qui ont été comptabilisées selon le chapitre 3865.

b) Activités de couverture

Nous utilisons des instruments dérivés et non dérivés afin de gérer notre risque à l'égard des intérêts, des cours des marchandises, des devises, du crédit et des autres risques du marché. Lorsque les instruments dérivés sont utilisés afin de gérer nos propres risques, nous déterminons pour chaque instrument dérivé si la comptabilité de couverture est admissible. Le cas échéant, une relation de

couverture est désignée comme une couverture de juste valeur, une couverture de flux de trésorerie ou une couverture de l'exposition au risque de change d'un investissement net dans un établissement étranger autonome. L'instrument dérivé doit être très efficace pour atteindre l'objectif de contrebalancer les variations de juste valeur ou des flux de trésorerie attribuables au risque couvert à la fois au début de la couverture et sur la durée de celle-ci. Si on détermine que l'instrument dérivé n'est pas très efficace comme couverture, la comptabilité de couverture sera abandonnée prospectivement.

Couvertures de juste valeur

Nous utilisons les swaps de taux d'intérêt afin de couvrir notre exposition aux variations de juste valeur d'un instrument à taux d'intérêt fixe occasionnées par les variations des taux d'intérêt. Nous utilisons également des contrats de change afin de couvrir les actifs et passifs libellés en devises. Voir la note 6 pour une description plus détaillée des conditions et des taux de ces swaps.

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2007, la partie inefficace des couvertures de juste valeur comptabilisée en résultat net a représenté une perte latente avant impôts et taxes de néant.

Couvertures de flux de trésorerie

Nous utilisons des contrats de vente et d'achat à terme, ainsi que des contrats de change, afin de couvrir la variabilité des flux de trésorerie futurs. Toutes les composantes de la variation de juste valeur de chaque instrument dérivé ont été incluses dans l'évaluation de l'efficacité de la couverture de flux de trésorerie.

Pour les trois mois terminés le 30 juin 2007, une perte latente avant impôts et taxes de 118,8 millions de dollars a été comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu à hauteur de la partie efficace des couvertures de flux de trésorerie, et une perte latente de 5,1 millions de dollars a été reclassée en résultat net. Pour les six mois terminés le 30 juin 2007, une perte latente avant impôts et taxes de 245,3 millions de dollars a été comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu à hauteur de la partie efficace des couvertures de flux de trésorerie, et une perte latente de 2,2 millions de dollars a été reclassée en résultat net. Aucune perte latente nette n'a été inscrite en résultat à l'égard de la partie inefficace.

Au 30 juin 2006, les couvertures de flux de trésorerie des ventes prévues et des achats prévus pour les centrales de la société ont entraîné la constatation d'un gain latent après impôts et taxes dans les autres éléments du résultat étendu de 1,7 million de dollars.

Pour les six mois terminés le 30 juin 2007, les couvertures de flux de trésorerie de la société n'ont donné lieu à aucun gain ou perte après impôts et taxes en raison de l'inefficacité de la couverture. Une perte de 40,0 millions de dollars a été constatée à ce jour relativement à certains contrats qui ne sont plus admissibles à la comptabilité de couverture en raison d'une révision à la baisse des prévisions de production de la mine de charbon Centralia.

Au cours des 12 prochains mois, la société estime que 105,5 millions de dollars de pertes après impôts et taxes seront reclassés dans les autres éléments du résultat étendu plutôt que dans le cumul des autres éléments du résultat étendu. Ces estimations supposent le maintien des prix du gaz et de l'énergie, 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. La direction n'est donc pas en mesure de prévoir les montants réels qui seront défalqués du cumul des autres éléments du résultat étendu pour être imputés aux résultats (positifs ou négatifs) au cours des 12 prochains mois.

Couvertures d'un investissement net

Nous utilisons les contrats de change et les passifs libellés en devises afin de gérer notre risque de change sur les investissements nets dans les établissements étrangers autonomes ayant une monnaie de fonctionnement autre que le dollar canadien. Nous avons aussi des charges libellées en devises pour aider à gérer le risque de change sur les bénéfices tirés des établissements étrangers autonomes.

Pour les trois mois terminés le 30 juin 2007, le gain net de 0,3 million de dollars, et pour les six mois terminés le 30 juin 2007, la perte nette de 1,7 million de dollars liée à notre investissement net dans des établissements étrangers ont été constatés dans les autres éléments du résultat étendu.

Le tableau suivant présente la juste valeur des instruments dérivés classés selon le type de relation de couverture, de même que les instruments dérivés qui ne sont pas désignés dans des relations de couverture.

Juste valeur des instruments dérivés au 30 juin 2007

(en milliers de dollars)	Couvertures de juste valeur	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de placements nets	Non désignés dans une relation de couverture	Total
Actifs financiers					
Instruments dérivés	16,7	3,6	126,3	43,3	189,9
Passifs financiers					
Instruments dérivés	(15,6)	(501,1)	(1,0)	(48,5)	(566,2)

Nous avons attribué à notre dette libellée en dollars américains une valeur nominale de 600 millions de dollars américains dans le cadre de la couverture de nos établissements étrangers autonomes.

4. ACTIFS ET PASSIFS DE GESTION DU RISQUE

Nos actifs et passifs de gestion du risque sont divisés en deux grandes catégories : 1) ceux qui sont utilisés dans les secteurs Expansion de l'entreprise et commercialisation et Production dans le cadre des activités de négociation et de certaines activités d'impartition et 2) ceux qui sont utilisés dans les opérations de couverture sur les produits non énergétiques, de titres de créance et d'un investissement net dans des filiales étrangères autonomes.

L'ensemble des soldes présentés dans les actifs et passifs de gestion du risque se présente comme suit :

Bilan – Total	30 juin 2007			31 décembre 2006		
	Opérations sur les produits énergétiques	Autres	Total	Opérations sur les produits énergétiques	Autres	Total
Actifs de gestion du risque						
- À court terme	43,8	64,7	108,5	61,0	11,2	72,2
- À long terme	(0,1)	81,5	81,4	21,9	43,2	65,1
Passifs de gestion du risque						
- À court terme	(147,0)	(10,0)	(157,0)	(30,3)	(2,1)	(32,4)
- À long terme	(377,4)	(31,8)	(409,2)	(1,0)	(13,0)	(14,0)
Actifs (passifs) nets de gestion du risque en cours	(480,7)	104,4	(376,3)	51,6	39,3	90,9

Opérations sur les produits énergétiques

Les valeurs de couverture et autres que de couverture des autres actifs et passifs de gestion du risque liés aux opérations sur les produits énergétiques sont incluses dans les bilans consolidés comme suit :

Bilan – Opérations sur les produits énergétiques	30 juin 2007			31 décembre 2006
	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total	Total lié aux opérations sur les produits non énergétiques
Actifs de gestion du risque				
- À court terme	6,5 \$	37,3 \$	43,8 \$	61,0 \$
- À long terme	(2,9)	2,8	(0,1)	21,9
Passifs de gestion du risque				
- À court terme	(116,4)	(30,6)	(147,0)	(30,3)
- À long terme	(376,2)	(1,2)	(377,4)	(1,0)
Actifs (passifs) nets de gestion du risque en cours	(489,0) \$	8,3 \$	(480,7) \$	51,6 \$

Le tableau suivant illustre l'incidence de l'adoption des nouvelles normes sur les instruments financiers et les variations de juste valeur des actifs et des passifs nets de gestion du risque pour les opérations sur les produits énergétiques de la société, séparément par méthode d'évaluation au cours des six mois terminés le 30 juin 2007.

Variation de juste valeur des actifs (passifs) nets	Couvertures		Éléments autres que de couverture		Total
	Selon l'évaluation à la valeur du marché	Selon l'évaluation d'après les modèles	Selon l'évaluation à la valeur du marché	Selon l'évaluation d'après les modèles	
Actifs nets de gestion du risque en cours au 31 décembre 2006 – déjà présenté	- \$	- \$	52,7 \$	(1,1) \$	51,6 \$
Actifs nets de gestion du risque en cours au 31 décembre 2006 – à la juste valeur ¹⁾	(253,0)	(19,8)	52,7	(1,1)	(221,2)
Contrats réalisés, amortis ou réglés au cours de la période	(1,5)	1,8	(27,7)	(1,0)	(28,4)
Variation de valeur attribuable au cours du marché et à d'autres changements survenus sur le marché	(180,3)	(11,2)	(5,7)	(2,5)	(199,7)
Nouveaux contrats conclus au cours de la période considérée	(42,3)	-	7,2	3,7	(31,4)
Variation de valeur attribuable à certains contrats devenus inadmissibles à la comptabilité de couverture	17,3	-	(17,3)	-	-
Actifs (passifs) nets de gestion du risque en cours au 30 juin 2007	(459,8) \$	(29,2) \$	9,2 \$	(0,9) \$	(480,7) \$

¹⁾ Par suite de l'adoption des nouvelles normes comptables.

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 Expansion de l'entreprise et commercialisation et Production.

L'échéance prévue du règlement des contrats susmentionnés pour chacune des cinq prochaines années civiles et par la suite se présente comme suit :

	2007	2008	2009	2010	2011	2012 et par	Total
						la suite	
Couvertures							
Cours du marché	(74,1) \$	(141,2) \$	(132,5) \$	(86,6) \$	(23,6) \$	(1,8) \$	(459,8) \$
Cours selon les modèles	(4,4)	(7,6)	(7,6)	(7,1)	(2,5)	-	(29,2)
	(78,5) \$	(148,8) \$	(140,1) \$	(93,7) \$	(26,1) \$	(1,8) \$	(489,0) \$
Éléments autres que de couverture							
Cours du marché	16,1 \$	(7,3) \$	0,4 \$	- \$	- \$	- \$	9,2 \$
Cours selon les modèles	(3,7)	2,4	0,4	-	-	-	(0,9)
	12,4 \$	(4,9) \$	0,8 \$	- \$	- \$	- \$	8,3 \$
Total	(66,1) \$	(153,7) \$	(139,3) \$	(93,7) \$	(26,1) \$	(1,8) \$	(480,7) \$

La position de négociation pour compte propre à prix fixe de la société au 30 juin 2007 et au 31 décembre 2006 se présentait comme suit :

Unités (en milliers)	Électricité (MWh)	Gaz naturel (GJ)	Transport (MWh)	Charbon (tonnes)	Émissions (tonnes)
Payeur de prix fixe, notionnel, 30 juin 2007	21 885	88 471	1 854	535	6
Payeur de prix fixe, notionnel, 31 décembre 2006	13 944	20 289	1 479	-	-
Receveur de prix fixe, notionnel, 30 juin 2007	22 404	90 273	-	535	15
Receveur de prix fixe, notionnel, 31 décembre 2006	21 536	26 231	-	-	-
Durée maximale en mois, 30 juin 2007	27	13	82	12	2
Durée maximale en mois, 31 décembre 2006	33	16	24	-	-

Autres actifs et passifs de gestion du risque

Les valeurs des actifs et des passifs des opérations liées aux produits non énergétiques compte tenu et compte non tenu des opérations de couverture figurant aux bilans consolidés sont comme suit :

Bilan – divers	30 juin 2007			31 décembre 2006
	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total	Total lié aux opérations autres que sur les produits énergétiques
Actifs de gestion du risque				
- À court terme	61,5 \$	3,2 \$	64,7 \$	112 \$
- À long terme	81,5	-	81,5	43,2
Passifs de gestion du risque				
- À court terme	(8,9)	(1,1)	(10,0)	(2,1)
- À long terme	(16,1)	(15,7)	(31,8)	(13,0)
Actifs (passifs) nets de gestion du risque en cours	118,0 \$	(13,6) \$	104,4 \$	39,3 \$

Le tableau suivant illustre l'incidence de l'adoption des nouvelles normes sur les instruments financiers et les variations de juste valeur des autres actifs et passifs nets de gestion du risque de la société, séparément par méthode d'évaluation au cours des six mois terminés le 30 juin 2007.

	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 décembre 2006 – déjà présenté	50,1	(10,8)	39,3
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 décembre 2006 – à la juste valeur ¹	58,0	(10,3)	47,7
Variation de valeur attribuable à la réalisation des contrats – (gains)/pertes	2,9	1,5	4,4
Variation latente attribuable aux variations du cours du marché et à d'autres changements sur le marché – gains/(pertes)	56,4	(4,9)	51,5
Nouveaux contrats latents conclus au cours de la période considérée – gains/pertes	0,7	0,1	0,8
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque au 30 juin 2007 – à la juste valeur	118,0	(13,6)	104,4

¹⁾ Par suite de l'adoption des nouvelles normes comptables.

Les variations des actifs et passifs nets de gestion du risque pour les positions de couverture sont reflétées dans les intérêts débiteurs dans la mesure où les opérations ont été réglées au cours de la période où la relation de couverture est inefficace. Dans la mesure où ces couvertures demeurent efficaces et sont admissibles à la comptabilité de couverture, la variation de valeur des contrats existants ou des nouveaux contrats sera reportée dans les autres éléments du résultat étendu jusqu'au règlement de l'instrument, au changement de participation dans l'établissement étranger ou à la couverture de l'instrument financier.

5. LIQUIDITÉS SOUMISES À RESTRICTIONS

Les liquidités soumises à restrictions se composent essentiellement d'un placement dans des billets détenus dans une fiducie à titre de garantie de l'obligation d'une filiale en vertu d'un contrat de dérivés de crédit. Dans le cas où la filiale omet d'honorer ses obligations en vertu de ce contrat, la contrepartie a le droit de conserver les billets en règlement de l'obligation de la filiale. Les billets portent intérêt au LIBOR de six mois et viennent à échéance en 2016.

La variation des liquidités soumises à restrictions est présentée ci-dessous :

Solde au 31 décembre 2006	347,8 \$
Fluctuations des taux de change	(26,9)
Montant retourné à TransAlta	(36,7)
Solde au 30 juin 2007	284,2 \$

6. DETTE À LONG TERME ET INTÉRÊTS DÉBITEURS NETS

Encours	30 juin 2007			31 décembre 2006		
	Juste valeur ¹	Coût	Intérêts ²	Juste valeur	Coût	Intérêts ²
Débetures échéant de 2007 à 2033	1 153,9 \$	1 146,1 \$	6,1 %	1 161,3 \$	1 146,4 \$	6,1 %
Billets de premier rang, 600,0 millions de dollars américains	620,5	636,1	6,3 %	683,6	693,2	6,3 %
Dette sans recours	287,7	287,7	7,7 %	334,3	334,3	7,7 %
Effets à payer – centrale de Windsor, échéant de 2007 à 2014	44,7	44,7	7,4 %	46,9	46,9	7,4 %
Titres privilégiés échéant en 2050	-	-	-	175,0	175,0	7,8 %
	2 106,8	2 114,6		2 401,1	2 395,8	
Moins la tranche à court terme	(359,2)	(359,2)		(424,7)	(424,7)	
	1 747,6 \$	1 755,4 \$		1 976,4 \$	1 971,1 \$	

¹⁾ Les débetures et les billets à la juste valeur sont actuellement utilisés comme couverture de placements nets.

²⁾ Taux moyen pondéré pour l'encours du capital compte non tenu de la couverture.

La société a converti le taux d'intérêt fixe de sa dette, allant de 5,75 % à 6,90 %, en taux variable au moyen de swaps de taux d'intérêt fixes-variables. Les swaps de taux d'intérêt ont des échéances s'échelonnant de 2011 à 2013.

Le 2 janvier 2007, la société a racheté ses titres privilégiés d'un capital total de 175,0 millions de dollars. Au 31 décembre 2006, les titres privilégiés ont été présentés comme un passif aux bilans consolidés. Les distributions liées à ces titres privilégiés sont comprises dans les intérêts débiteurs comme suit :

	Trois mois terminés les 30 juin		Six mois terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Intérêts sur la dette à long terme	36,8 \$	34,7 \$	75,6 \$	68,8 \$
Intérêts sur la dette à court terme	6,0	2,5	12,5	6,2
Intérêts sur les titres privilégiés	-	3,4	-	6,8
Intérêts créditeurs	(6,6)	(2,6)	(14,3)	(3,3)
Intérêts capitalisés	(0,5)	-	(0,8)	-
Intérêts débiteurs nets	35,7 \$	38,0 \$	73,0 \$	78,5 \$

La société capitalise l'intérêt au cours de la construction des projets d'immobilisations à long terme. L'intérêt capitalisé en 2007 a trait au placement de la société dans Keephills 3 et Kent Hills.

7. ACTIFS DESTINÉS À ÊTRE VENDUS

À la suite de la décision de mettre fin à l'exploitation de la mine Centralia, tout le matériel d'exploitation et de régénération minière est destiné à être vendu. Tout le matériel a été comptabilisé à la valeur comptable nette ou au produit réalisé prévu selon le montant le moins élevé. Ces actifs sont inclus dans le secteur Production. Au cours du deuxième trimestre, une partie de ce matériel avait été conservé en vue d'activités de régénération (20,2 millions de dollars), transféré à la mine de Highvale pour être utilisé dans la production de charbon (8,6 millions de dollars) et affecté à l'éventuelle mise en valeur de Westfields Development (16,7 millions de dollars), et a été reclassé dans les immobilisations corporelles. La décision de conserver du matériel en vue de l'utiliser pour des activités de régénération à la mine Centralia et des activités d'exploitation à la mine de Highvale a été retenue étant donné que les avantages économiques liés à la conservation de ces actifs étaient plus grands que le produit au comptant potentiel qui aurait découlé de la vente de ces actifs.

Au cours du deuxième trimestre de 2007, du matériel ayant une valeur comptable nette de 11,6 millions de dollars a été vendu pour un produit de 23,3 millions de dollars; le reste de ces actifs devrait être vendu en 2007.

En 2006, nous avons vendu des turbines excédentaires en stock pour un produit net de 9,2 millions de dollars, soit leur valeur comptable nette.

8. CRÉDITS REPORTÉS ET AUTRES PASSIFS À LONG TERME

	30 juin 2007	31 décembre 2006
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	321,4 \$	328,5 \$
Produits constatés d'avance et autres	15,6	19,7
Contrat d'achat d'électricité avec une société en commandite	26,0	27,1
Passif au titre des prestations constituées	53,3	58,0
Frais de fermeture de la mine Centralia	-	25,6
	416,3 \$	458,9 \$
Moins la tranche à court terme	(41,0)	(48,5)
	375,3 \$	410,4 \$

Pour les six mois terminés le 30 juin 2007, la société a payé 24,2 millions de dollars en frais de fermeture de la mine de charbon Centralia. L'écart entre les paiements en espèces réels et le solde au 31 décembre 2006 est attribuable au raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Le rapprochement du solde d'ouverture et du solde de fermeture des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations se présente comme suit :

Solde au 31 décembre 2006	328,5 \$
Passifs engagés pendant la période	1,6
Passifs réglés pendant la période	(7,5)
Charge de désactualisation	11,9
Révision des flux de trésorerie estimatifs	(1,0)
Variation des taux de change	(12,1)
Solde au 30 juin 2007	321,4 \$

Le montant des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations échéant dans plus d'un an est compris dans les crédits reportés et les autres passifs à long terme aux bilans consolidés. Tout montant devant être réglé au cours des 12 prochains mois est inclus dans la tranche à court terme des crédits reportés et des passifs à long terme dans les bilans consolidés.

La société a le droit de recouvrer une partie des coûts futurs liés à la mise hors service d'immobilisations. La valeur actualisée estimative de ces paiements a été comptabilisée comme créance à long terme.

9. INFORMATIONS SECTORIELLES

I. Chaque secteur d'activité est responsable de ses propres résultats d'exploitation, mesurés par rapport au bénéfice d'exploitation.

Trois mois terminés le 30 juin 2007	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Produits	595,1 \$	70,4 \$	- \$	665,5 \$
Achats négociés	-	(53,9)	-	(53,9)
Combustible et achats d'électricité (note 2)	(255,9)	-	-	(255,9)
Marge brute	339,2	16,5	-	355,7
Exploitation, entretien et administration	128,7	8,3	22,5	159,5
Amortissement	96,9	0,3	3,2	100,4
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	5,3	-	-	5,3
Répartition des coûts intersectoriels	6,6	(6,6)	-	-
Charges d'exploitation	237,5	2,0	25,7	265,2
Bénéfice (perte) d'exploitation	101,7 \$	14,5 \$	(25,7) \$	90,5 \$
Gain à la vente d'équipement				11,7
Gain de change				4,4
Intérêts débiteurs nets				(35,7)
Quote-part des résultats de sociétés satellites				(2,1)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices et participations sans contrôle				68,8 \$

Trois mois terminés le 30 juin 2006	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Produits	554,6 \$	44,4 \$	- \$	599,0 \$
Achats négociés	-	(18,7)	-	(18,7)
Combustible et achats d'électricité	(241,2)	-	-	(241,2)
Marge brute	313,4	25,7	-	339,1
Exploitation, entretien et administration	128,8	8,3	18,4	155,5
Amortissement	98,8	0,4	3,1	102,3
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	5,6	-	-	5,6
Répartition des coûts intersectoriels	7,0	(7,0)	-	-
Charges d'exploitation	240,2	1,7	21,5	263,4
Bénéfice (perte) d'exploitation	73,2 \$	24,0 \$	(21,5) \$	75,7 \$
Répartition des charges du siège social	18,7	2,8	(21,5)	-
Bénéfice (perte) d'exploitation	54,5 \$	21,2 \$	- \$	75,7 \$
Perte de change				(1,2)
Intérêts débiteurs nets				(38,0)
Quote-part des résultats de sociétés satellites				2,0
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices et participations sans contrôle				38,5 \$

Six mois terminés le 30 juin 2007	Production	Expansion de l'entreprise et commerciali- sation	Siège social	Total
Produits	1 253,2 \$	122,2 \$	- \$	1 375,4 \$
Achats négociés	-	(95,2)	-	(95,2)
Combustible et achats d'électricité (note 2)	(546,6)	-	-	(546,6)
Marge brute	706,6	27,0	-	733,6
Exploitation, entretien et administration	232,7	16,9	45,0	294,6
Amortissement	192,3	0,7	6,4	199,4
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	10,7	-	0,1	10,8
Répartition des coûts intersectoriels	13,7	(13,7)	-	-
Charges d'exploitation	449,4	3,9	51,5	504,8
Bénéfice (perte) d'exploitation	257,2 \$	23,1 \$	(51,5) \$	228,8 \$
Gain à la vente d'équipement				11,7
Gain de change				4,5
Intérêts débiteurs nets				(73,0)
Quote-part des résultats de sociétés satellites				(11,0)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices et participations sans contrôle				161,0 \$

Six mois terminés le 30 juin 2006	Production	Expansion de l'entreprise et commerciali- sation	Siège social	Total
Produits	1 234,6 \$	98,1 \$	- \$	1 332,7 \$
Achats négociés	-	(63,1)	-	(63,1)
Combustible et achats d'électricité	(536,5)	-	-	(536,5)
Marge brute	698,1	35,0	-	733,1
Exploitation, entretien et administration	233,2	16,4	38,9	288,5
Amortissement	196,9	0,7	6,2	203,8
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	11,1	-	-	11,1
Répartition des coûts intersectoriels	13,9	(13,9)	-	-
Charges d'exploitation	455,1	3,2	45,1	503,4
Bénéfice d'exploitation	243,0 \$	31,8 \$	(45,1) \$	229,7 \$
Perte de change				(1,8)
Intérêts débiteurs nets				(78,5)
Quote-part des résultats de sociétés satellites				1,0
Bénéfice tiré des activités poursuivies avant impôts sur les bénéfices et participations sans contrôle				150,4 \$

II. Principales données tirées des bilans

	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
30 juin 2007				
Écart d'acquisition	101,3 \$	29,5 \$	- \$	130,8 \$
Total des actifs sectoriels	5 638,0 \$	183,1 \$	1 335,4 \$	7 156,5 \$
<i>31 décembre 2006</i>				
Écart d'acquisition	108,0 \$	29,5 \$	- \$	137,5 \$
Total des actifs sectoriels	6 159,3 \$	185,0 \$	1 115,8 \$	7 460,1 \$

III. Principales données tirées des états des flux de trésorerie

	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Trois mois terminés le 30 juin 2007				
Acquisitions d'immobilisations corporelles	133,9 \$	1,0 \$	4,6 \$	139,5 \$
<i>Trois mois terminés le 30 juin 2006</i>				
Acquisitions d'immobilisations corporelles	61,5 \$	- \$	7,2 \$	68,7 \$

	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Six mois terminés le 30 juin 2007				
Acquisitions d'immobilisations corporelles	185,0 \$	1,5 \$	7,3 \$	193,8 \$
<i>Six mois terminés le 30 juin 2006</i>				
Acquisitions d'immobilisations corporelles	87,0 \$	1,7 \$	9,2 \$	97,9 \$

Le rapprochement de la dotation aux amortissements dans l'état des résultats et de celle dans l'état des flux de trésorerie est présenté ci-dessous :

IV. Rapprochement

Dotation aux amortissements selon les états des flux de trésorerie

	Trois mois terminés les 30 juin		Six mois terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Dotation aux amortissements pour les secteurs isolables	100,4 \$	102,3 \$	199,4 \$	203,8 \$
Amortissement du matériel minier, y compris les combustibles et les achats d'électricité	6,7	14,5	13,7	28,8
Charge de désactualisation, y compris la dotation aux amortissements	(5,9)	(6,0)	(11,9)	(11,0)
Divers	(1,1)	(3,7)	(1,2)	(4,2)
Dotation aux amortissements selon les états des flux de trésorerie	100,1 \$	107,1 \$	200,0 \$	217,4 \$

10. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

La société offre, au Canada, au Mexique et aux États-Unis, des régimes de retraite agréés qui couvrent essentiellement tous ses employés dans ces pays et certains employés désignés travaillant dans les établissements étrangers. Ces régimes comprennent des composantes à prestations déterminées et à cotisations déterminées et, au Canada, un régime à prestations déterminées complémentaire additionnel est offert à certains employés dont les gains annuels excèdent la limite canadienne en matière d'impôts sur le revenu. La composante à prestations déterminées des régimes de retraite agréés a cessé d'être offerte aux nouveaux employés pour toutes les périodes présentées. Les coûts constatés pendant la période sont comme suit :

	Régimes agréés	Régime complémentaire	Autres	Total
Trois mois terminés le 30 juin 2007				
Coût des services rendus au cours de la période	0,9 \$	0,3 \$	0,3 \$	1,5 \$
Intérêts débiteurs	5,0	0,5	0,3	5,8
Rendement prévu des actifs des régimes	(6,2)	-	-	(6,2)
Perte actuarielle	-	0,1	0,1	0,2
Coût des services passés	0,1	-	-	0,1
Amortissement de l'obligation nette (actif net) de transition	(2,3)	0,1	-	(2,2)
Compression	-	-	0,2	0,2
Règlement	0,1	-	-	0,1
(Produit) charge au titre des prestations déterminées	(2,4)	1,0	0,9	(0,5)
Charge au titre de la composante à cotisations déterminées des régimes de retraite agréés	3,6	-	-	3,6
Charge nette	1,2 \$	1,0 \$	0,9 \$	3,1 \$

	Régimes agréés	Régime complémentaire	Autres	Total
Trois mois terminés le 30 juin 2006				
Coût des services rendus au cours de la période	1,2 \$	0,3 \$	0,3 \$	1,8 \$
Intérêts débiteurs	5,0	0,5	0,4	5,9
Rendement prévu des actifs des régimes	(6,3)	-	-	(6,3)
Perte actuarielle	0,8	0,3	0,1	1,2
Coût des services passés	0,1	(0,1)	0,1	0,1
Amortissement de l'obligation nette (actif net) de transition	(2,3)	0,1	-	(2,2)
(Produit) charge au titre des prestations déterminées	(1,5)	1,1	0,9	0,5
Charge au titre de la composante à cotisations déterminées des régimes de retraite agréés	4,2	-	-	4,2
Charge nette	2,7 \$	1,1 \$	0,9 \$	4,7 \$

	Régimes agréés	Régime complémentaire	Autres	Total
Six mois terminés le 30 juin 2007				
Coût des services rendus au cours de la période	1,9 \$	0,6 \$	0,7 \$	3,2 \$
Intérêts débiteurs	10,1	1,1	0,6	11,8
Rendement prévu des actifs des régimes	(12,3)	-	-	(12,3)
Perte actuarielle	0,1	0,2	0,1	0,4
Coût des services passés	0,1	(0,1)	0,1	0,1
Amortissement de l'obligation nette (actif net) de transition	(4,6)	0,2	-	(4,4)
Compression	-	-	0,2	0,2
Règlement	0,2	-	-	0,2
(Produit) charge au titre des prestations déterminées	(4,5)	2,0	1,7	(0,8)
Charge au titre de la composante à cotisations déterminées des régimes de retraite agréés	9,4	-	-	9,4
Charge nette	4,9 \$	2,0 \$	1,7 \$	8,6 \$

	Régimes agréés	Régime complémentaire	Autres	Total
Six mois terminés le 30 juin 2006				
Coût des services rendus au cours de la période	2,3 \$	0,6 \$	0,7 \$	3,6 \$
Intérêts débiteurs	10,0	1,0	0,7	11,7
Rendement prévu des actifs des régimes	(12,7)	-	-	(12,7)
Perte actuarielle	1,5	0,5	0,2	2,2
Coût des services passés	0,1	(0,1)	0,1	0,1
Amortissement de l'obligation nette (actif net) de transition	(4,6)	0,2	-	(4,4)
(Produit) charge au titre des prestations déterminées	(3,4)	2,2	1,7	0,5
Charge au titre de la composante à cotisations déterminées des régimes de retraite agréés	9,7	-	-	9,7
Charge nette	6,3 \$	2,2 \$	1,7 \$	10,2 \$

11. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Avec la mise en œuvre du Plan d'équité fiscale, les taux d'imposition des entreprises canadiennes seront réduits de 0,5 % à compter de 2011, ce qui a entraîné une réduction de la charge d'impôts au deuxième trimestre de 7,7 millions de dollar et témoigne de l'incidence de ces changements sur les résultats de l'exercice précédent.

En 2006, conséquence des budgets de l'Alberta et du gouvernement fédéral, il y a eu une baisse comparable des taux d'imposition qui a donné lieu à une réduction de la charge d'impôts de 55,3 millions de dollars et qui témoigne de l'incidence de ces changements sur les résultats de l'exercice précédent.

12. ACTIONS ORDINAIRES ÉMISES ET EN CIRCULATION

A) Émises et en circulation

TransAlta est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires avec droit de vote sans valeur nominale. Au 30 juin 2007, la société avait 202,8 millions d'actions ordinaires (202,4 millions d'actions ordinaires au 31 décembre 2006) émises et en circulation. Au cours des trois mois terminés le 30 juin 2007, 0,3 million d'actions (1,0 million d'actions en 2006) ont été émises pour un produit net de 5,4 millions de dollars (23,0 millions de dollars en 2006). Au cours des six mois terminés le 30 juin 2007, 0,5 million d'actions (1,0 million d'actions en 2006) ont été émises pour un produit net de 10,1 millions de dollars (23,0 millions de dollars en 2006).

Au cours des trois mois et des six mois terminés le 30 juin 2006, respectivement 0,8 million d'actions et 1,5 million d'actions ont été émises en vertu du régime de réinvestissement des dividendes et d'actionnariat pour un produit brut respectivement de 17,2 millions de dollars et 34,5 millions de dollars. Depuis le 1^{er} janvier 2007, des actions sont achetées sur le marché libre.

B) Options sur actions

Au 30 juin 2007, la société avait 1,6 million d'options sur actions en cours à l'intention des salariés (2,2 millions au 31 décembre 2006). Pour les trois mois terminés le 30 juin 2007, 0,3 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 19,12 \$ ont été exercées, donnant lieu à l'émission de 0,3 million d'actions et à l'annulation de 0,1 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 18,38 \$.

Pour les six mois terminés le 30 juin 2007, 0,4 million d'options ayant un prix d'exercice moyen pondéré de 18,53 \$ ont été exercées, donnant lieu à l'émission de 0,4 million d'actions et à l'annulation de 0,2 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 17,15 \$.

13. ÉVENTUALITÉS

TransAlta est à l'occasion partie à diverses réclamations et poursuites dans le cours normal de ses affaires. TransAlta examine chacune de ces réclamations, notamment leur nature, le montant en question ou réclamé et l'existence de garanties d'assurance pertinentes. Bien qu'il ne puisse y avoir de garantie quant à l'issue favorable des réclamations pour la société, celle-ci estime que l'issue de ces réclamations ou des réclamations éventuelles dont elle est au courant actuellement n'aura pas d'incidence négative importante à son égard, dans son ensemble.

14. DÉCISION RÉGLEMENTAIRE D'UNE PÉRIODE ANTÉRIEURE

En réponse à la plainte déposée par San Diego Gas & Electric Company en vertu du chapitre 206 de la *Federal Power Act* («FPA»), la Federal Energy Regulatory Commission («FERC») a fixé à environ 46 millions de dollars américains l'obligation de remboursement de TransAlta pour les ventes qu'elle a effectuées sur les marchés organisés du California Power Exchange («PX») et du California Independent System Operator («ISO») au cours de la période du 2 octobre 2000 au 20 juin 2001 (les «opérations de remboursement principales»). TransAlta a prévu 46 millions de dollars américains pour satisfaire à ces obligations de remboursement au titre des opérations de remboursement principales.

TransAlta a déposé une requête fondée sur le coût des services rendus afin d'être exonérée de ces obligations de remboursement. La FERC a rejeté la requête d'exonération de TransAlta. Le 1^{er} décembre 2006, TransAlta a demandé une nouvelle audience concernant le refus de la FERC. La FERC n'a pas encore statué sur cette nouvelle audience.

Au cours des négociations en vue d'un règlement, les plaignants ont tenté d'obtenir des remboursements pour deux groupes d'opérations indépendantes des opérations de remboursement principales. Le premier groupe d'opérations comprend des ventes effectuées par les vendeurs sur les marchés du PX et de l'ISO au cours de la période du 1^{er} mai au 1^{er} octobre 2001 (les «opérations de la saison estivale»). L'autre groupe d'opérations comprend des opérations bilatérales entre tous les vendeurs et une composante du California Department of Water Resources («CDWR»), désigné sous le nom de CERS (les «opérations du CERS»). La FERC a rejeté précisément les tentatives d'obtention de remboursements pour les opérations de la saison estivale et celles du CERS. Toutefois, les parties de la Californie ont présenté une requête pour obtenir une nouvelle audience concernant le refus de la FERC et en ont appelé du refus auprès de la U.S. Court of Appeals for the Ninth Circuit. À l'heure actuelle, TransAlta ne croit pas que les parties de la Californie réussissent à obtenir les remboursements allégués pour les opérations de la saison estivale et celles du CERS. TransAlta n'a pas constitué de provision au titre de ces remboursements allégués à ce jour.

15. GARANTIES

TransAlta garantit les obligations de certaines filiales en vertu de contrats, ce qui facilite les opérations de livraison physique ou les opérations financières prévues aux termes d'instruments dérivés. La provision pour les garanties prévues en vertu de tous les contrats facilitant diverses opérations sur des instruments dérivés sur matières premières et instruments financiers au 30 juin 2007 s'établissait à un maximum de 1,9 milliard de dollars. De plus, la société compte un certain nombre de garanties illimitées. La juste valeur des positions de négociation et de couverture en vertu de contrats où TransAlta a un passif net, aux termes des garanties limitées et illimitées, s'établissait à 426,8 millions de dollars au 30 juin 2007, contre 285,3 millions de dollars au 31 décembre 2006. Les passifs liés à ces montants sont inclus dans le bilan de la société aux postes Passifs de gestion du risque et Crédeurs et charges à payer.

TransAlta garantit également les obligations d'exécution de certaines filiales et celles de faire des paiements en vertu de certains contrats. Le montant garanti en vertu de ces contrats s'élevait à un maximum de 1,3 milliard de dollars au 30 Juin 2007, contre 788,3 millions de dollars au 31 décembre 2006. De plus, la société compte un certain nombre de garanties illimitées. Toute obligation véritable relative aux garanties d'obligations d'exécution au 30 juin 2007 est présentée sous le poste Crédeurs et charges à payer.

Une filiale de la société a conclu un contrat de dérivés de crédit. Selon les modalités de ce contrat, si la société ou une filiale donnée subissait un événement de crédit précis, la contrepartie aurait le droit de forcer le rachat de créances de premier rang de la société ou de la filiale nommée en contrepartie. Les obligations en matière d'emprunt auxquelles renvoie ce contrat ont été présentées dans le bilan consolidé et comprennent également des prêts de 262 millions de dollars américains consentis à des filiales de la société.

La société compte environ 0,9 milliard de dollars de crédit disponible provenant de ses facilités de crédit confirmées et non confirmées pour garantir ces risques.

16. ENGAGEMENTS

Le 21 juin 2007, TransAlta Utilities Corporation, filiale de la société, a conclu une entente avec Bucyrus Canada Limited et Bucyrus International Inc. portant sur l'achat d'une pelle à benne traînante devant être utilisée surtout pour l'approvisionnement en charbon dans le cadre du projet de coentreprise de la centrale de Keephills 3. Les coûts d'achat totaux de cette pelle mécanique comprennent environ 104 millions de dollars américains pour l'achat de l'équipement, et une somme additionnelle de 29 millions de dollars canadiens pour l'assemblage et la mise en service de la pelle, pour un total d'environ 150 millions de dollars canadiens, les paiements finaux pour des biens et services étant exigibles en mai 2010. Le total des paiements anticipés dans le cadre de cette entente en 2007 est d'environ 15 millions de dollars américains.

Les coûts de construction de la centrale de Keephills 3, pour la société en commandite de Keephills 3, sont estimés à environ 1,3 milliard de dollars, les derniers paiements pour des biens et services étant exigibles en 2011. La quote-part de TransAlta est d'environ 650 millions de dollars.

Au début de 2007, TransAlta a signé un contrat à long terme de 25 ans avec la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick visant la livraison de 75 MW d'énergie éolienne. Nous construirons, détiendrons et exploiterons un parc éolien au Nouveau-Brunswick («Kent Hills») avec un coût en capital estimatif de 130 millions de dollars pour la conception, la construction, le transport et l'assemblage des aérogénérateurs et de l'équipement auxiliaire. L'exploitation commerciale devrait commencer à la fin de 2008, moment où les paiements finaux seront également exigibles.

17. OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Le 8 mars 2006, TransAlta Cogeneration, L.P. («TA Cogen») a conclu une entente avec CET selon laquelle CET a fourni un swap de prix fixe-variable sur instruments financiers à TA Cogen à des prix du marché durant l'entretien planifié à la centrale de Sheerness au cours du deuxième trimestre de 2006. Le swap a été conclu au cours du deuxième trimestre de 2006 et n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers.

En août 2006, TransAlta a conclu une entente avec CE Gen, société sous contrôle commun de TransAlta et de MidAmerican, filiale de Berkshire Hathaway, en vertu de laquelle TransAlta achète l'électricité disponible de certaines filiales de CE Gen selon un prix fixe. En outre, CE Gen a conclu des contrats avec des parties liées pour offrir des services d'administration et d'entretien.

Pour la période de novembre 2002 à novembre 2012, TA Cogen a conclu divers swaps sur transport avec une filiale en propriété exclusive de TransAlta, CET. CET exploite et gère les trois centrales électriques à cycle combiné de TA Cogen en Ontario et une centrale à Fort Saskatchewan, en Alberta. CET offre également des services de gestion à Sheerness, laquelle est exploitée par Canadian Utilities. L'objectif commercial du swap sur transport est d'assurer à TA Cogen l'approvisionnement en gaz à prix fixe, en lui évitant d'être exposée à l'augmentation des coûts de transport par gazoduc pour trois de ses centrales pendant toute la durée du swap. Le notionnel, exprimé en volume de gaz, de l'opération représente le total des expéditions de combustible pour chacune des centrales. Les montants d'échange ont été calculés d'après la valeur marchande du contrat. TransAlta a conclu un contrat en sens inverse avec un tiers, limitant ainsi son risque à celui de contrepartie.

18. ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA DATE DU BILAN

Contrat d'achat d'électricité

Le 19 juillet 2007, nous avons modifié notre contrat d'achat d'électricité avec la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick afin de faire passer la capacité de 75 MW à 96 MW. En conséquence, le total des coûts en capital du projet de parc éolien de Kent Hills augmentera aussi de 40 millions de dollars, pour s'établir à 170 millions de dollars. Nous avons également signé un contrat d'achat-vente avec Vector Wind Energy, filiale en propriété exclusive de Canadian Hydro Developers Inc., portant sur son parc éolien de Fairfield Hill. En vertu du contrat d'achat-vente, TransAlta fera l'acquisition du parc éolien de Fairfield Hill de Canadian Hydro, y compris l'option d'aménager le site à une date ultérieure.

INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

(Annualisé)		30 juin 2007	31 déc. 2006
Cours de clôture		26,75 \$	26,64 \$
Fourchette de prix (12 derniers mois)	Haut	28,44 \$	26,91 \$
	Bas	23,76 \$	20,22 \$
Dette / capital investi (incluant la dette sans recours)		44,0 %	44,0 %
Dette / capital investi (excluant la dette sans recours)		40,9 %	40,5 %
Rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires		0,1 %	9,4 %
Rendement du capital investi		2,4 %	6,6 %
Valeur comptable par action		12,40 \$	12,31 \$
Dividendes en espèces par action		1,00 \$	1,00 \$
Ratio cours / bénéfice (multiple)		8171,4 x	121,1 x
Ratio dividendes / bénéfice		7436,5 %	447,7 %
Couverture des dividendes (multiple)		3,9 x	2,4 x
Rendement des actions		3,7 %	3,8 %
Flux de trésorerie / dette		28,1 %	26,2 %

Formules des ratios

Dette / capital investi = (dette à court terme + dette à long terme – encaisse et placements productifs d'intérêts) / (dette + titres privilégiés + participations sans contrôle + capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires)

Rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires = bénéfice net, déduction faite du gain sur les activités abandonnées / moyenne des soldes d'ouverture et de fermeture des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires

Rendement du capital investi = (bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices + intérêts débiteurs nets) / moyenne annuelle du capital investi

Valeur comptable par action = capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires / actions ordinaires en circulation

Ratio cours / bénéfice = cours de clôture de l'exercice écoulé / résultat de base par action tiré des activités poursuivies

Flux de trésorerie / dette totale = flux de trésorerie d'exploitation avant les variations du fonds de roulement / moyenne de deux ans de la dette totale

Ratio dividendes / bénéfice = dividendes / bénéfice net à l'exclusion du gain sur les activités abandonnées

Couverture des dividendes = flux de trésorerie d'exploitation / dividendes sur actions ordinaires

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

GLOSSAIRE DE TERMES CLÉS

Disponibilité – Mesure du temps, exprimée en pourcentage des activités continues 24 heures sur 24, 365 jours par année, au cours duquel un groupe électrogène peut produire de l'électricité, peu importe s'il le fait réellement ou non.

BTU (British Thermal Unit) – 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 électrogène, exprimée en mégawatts.

Déclasser – Abaisser la capacité électrique établie d'une centrale ou d'une unité.

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.

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

Mégawatt – 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.

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

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



TransAlta Corporation

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

Téléphone

403-267-7110

Site Web

www.transalta.com

Compagnie Trust CIBC Mellon

P.O. Box 7010 Adelaide Street Station
Toronto (Ontario) Canada M5C 2W9

Téléphone

Sans frais en Amérique du Nord : 1-800-387-0825
De Toronto ou de l'extérieur de l'Amérique du Nord : 416-643-5500

Télécopieur

416-643-5501

Site Web

www.cibcmellon.com

POUR DE PLUS AMPLES RENSEIGNEMENTS

Médias

Joel Thompson
Directeur, Communications

Téléphone

403-267-7208

Courriel

media_relations@transalta.com

Investisseurs

Jennifer Pierce, MA, MBA
Directrice, 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