



TRANSALTA CORPORATION

## RAPPORT DU TROISIÈME 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 35 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 septembre 2007 et 2006 et pour les trois mois et les neuf 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 23 octobre 2007. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta, y compris sa notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://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 réglementation, des services de trésorerie, des services de santé et de sécurité environnementale, 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 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Disponibilité (%)	85,1	84,1	85,6	88,6
Production (GWh)	12 761	12 420	36 955	34 915
Produits	711,6 \$	656,0 \$	1 991,8 \$	1 925,6 \$
Marge brute <sup>1</sup>	375,5 \$	353,9 \$	1 109,1 \$	1 087,0 \$
Bénéfice d'exploitation <sup>1</sup>	128,8 \$	98,2 \$	357,6 \$	327,9 \$
Bénéfice net	65,9 \$	35,3 \$	179,3 \$	190,9 \$
Résultat de base et dilué par action ordinaire	0,33 \$	0,18 \$	0,88 \$	0,95 \$
Flux de trésorerie d'exploitation	155,3 \$	144,8 \$	654,7 \$	411,9 \$
Dividendes en espèces déclarés par action	0,25 \$	0,25 \$	0,25 \$	1,00 \$
			30 septembre 2007	31 décembre 2006
Total de l'actif			7 214,0 \$	7 460,1 \$
Total des passifs financiers à long terme			3 022,8 \$	3 094,1 \$

<sup>1</sup> 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 32 du présent rapport de gestion pour obtenir plus de renseignements sur ces mesures, y compris un rapprochement au bénéfice net.

## DISPONIBILITÉ ET PRODUCTION

La disponibilité pour les trois mois terminés le 30 septembre 2007 a augmenté de 85,1 % en regard de 84,1 % pour la même période en 2006 en raison d'interruptions non prévues moins élevées à la centrale alimentée au charbon de Centralia («centrale au charbon de Centralia»), contrebalancées en partie par des interruptions imprévues supérieures aux centrales thermiques de l'Alberta («centrales thermiques de l'Alberta») et à la centrale alimentée au gaz de Centralia («centrale au gaz de Centralia»).

La disponibilité pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007 a diminué pour s'établir à 85,6 % en regard de 88,6 % à la période correspondante de 2006, en raison surtout du déclassement de 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 et à la hausse des interruptions imprévues aux centrales thermiques de l'Alberta.

La production pour le troisième trimestre s'est accrue de 341 gigawattheures («GWh») comparativement à la même période de 2006 par suite d'une baisse des interruptions imprévues à la centrale au charbon de Centralia et d'une augmentation de la production d'hydroélectricité, neutralisées en partie par une hausse des interruptions prévues et imprévues aux centrales thermiques de l'Alberta et d'une réduction de la production à la centrale au gaz de Centralia.

La production pour les neuf premiers mois de 2007 s'est élevée de 2 040 GWh comparativement à la même période en 2006 grâce à une hausse de la production à la centrale au charbon de Centralia, une augmentation de la production hydroélectrique et un accroissement de la demande des consommateurs et du marché aux différentes installations alimentées au gaz, en partie contrebalancés par une hausse des interruptions prévues et imprévues aux centrales thermiques de l'Alberta et une baisse de la production à la centrale au gaz de Centralia.

## BÉNÉFICE NET

Le bénéfice net est passé de 35,3 millions de dollars à 65,9 millions de dollars pour les trois mois terminés le 30 septembre 2007 et de 190,9 millions de dollars à 179,3 millions de dollars pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, par rapport aux mêmes périodes de 2006. Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2007, le bénéfice aux fins de comparaison<sup>1</sup> s'est établi à 63,6 millions de dollars (0,32 \$ l'action ordinaire) en regard de 35,3 millions de dollars (0,18 \$ l'action ordinaire) pour la période correspondante de 2006. Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, le bénéfice aux fins de comparaison a atteint 161,7 millions de dollars (0,80 \$ l'action ordinaire) par rapport à 141,8 millions de dollars (0,71 \$ l'action ordinaire) pour la période correspondante de 2006.

Un rapprochement du bénéfice net figure ci-après :

	Trois mois terminés le 30 septembre	Neuf mois terminés le 30 septembre
<b>Bénéfice net de 2006</b>	35,3 \$	190,9 \$
Augmentation des marges brutes du secteur Production (avant les pertes liées à l'évaluation à la valeur du marché)	19,5	68,0
Accroissement des gains (pertes) lié(es) à l'évaluation à la valeur du marché du secteur Production	7,1	(32,9)
Diminution des marges du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation	(5,0)	(13,0)
Diminution / (augmentation) des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration	4,7	(1,4)
Réduction de l'amortissement	4,1	8,5
Gain à la vente du matériel d'exploitation minière de Centralia	3,4	15,1
Réduction des intérêts débiteurs nets	19,0	24,5
Augmentation de la quote-part des résultats des sociétés satellites	(1,8)	(13,8)
Diminution des participations sans contrôle	1,0	2,1
Augmentation de la charge d'impôts	(19,7)	(73,6)
Divers	(1,7)	4,9
<b>Bénéfice net de 2007</b>	<b>65,9 \$</b>	<b>179,3 \$</b>

<sup>1</sup> 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 32 du présent rapport de gestion pour obtenir de plus amples renseignements sur le bénéfice aux fins de comparaison, y compris un rapprochement au bénéfice net.

Les marges brutes du secteur Production, avant les gains liés à l'évaluation à la valeur du marché, ont augmenté de 19,5 millions de dollars pour les trois mois terminés le 30 septembre 2007, à la faveur d'une production accrue, des prix contractuels favorables, d'une baisse des coûts à la centrale au charbon de Centralia et d'une production hydroélectrique favorable, en partie contrebalancées par une hausse des coûts du charbon et des interruptions imprévues aux centrales thermiques de l'Alberta, un repli des marges à Ottawa et le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Les marges brutes du secteur Production, avant les pertes liées à l'évaluation à la valeur du marché, se sont fixées à 68 millions de dollars pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007 en raison d'une baisse des coûts du charbon, d'une hausse de la production à la centrale au charbon de Centralia, de prix avantageux sur les marchés de l'Alberta et du nord-ouest du Pacifique ainsi que d'une production favorable d'hydroélectricité, contrebalancées en partie par une augmentation des coûts du charbon et des interruptions imprévues aux centrales thermiques de l'Alberta, un repli des marges à Ottawa et le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Certains contrats de notre parc du secteur Production ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture. Nous constatons les gains et les pertes liés à l'évaluation à la valeur du marché découlant des variations des prix à terme à l'égard de ces contrats existants. Ces variations de prix ne touchent en rien le montant du règlement final reçu aux termes de ces contrats. La juste valeur de contrats futurs continuera de fluctuer selon les variations des prix du marché. Pour les trois mois terminés le 30 septembre 2007, nous avons constaté des pertes liées à l'évaluation à la valeur du marché avant impôts de 7,1 millions de dollars et, pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, nous avons constaté des pertes liées à l'évaluation à la valeur du marché avant impôts de 32,9 millions de dollars à la suite des variations des prix à terme.

Les marges brutes du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation ont reculé respectivement de 5,0 millions de dollars et 13,0 millions de dollars pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2007 en regard des marges des périodes correspondantes en 2006, en raison d'une diminution des marges sur les activités de négociation dans la région de l'Est.

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration pour les trois mois terminés le 30 septembre 2007 ont chuté de 4,7 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2006 en raison du moment fixé pour engager les charges du secteur Production et de la baisse des charges d'entretien planifié.

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007 se sont accrues de 1,4 million de dollars en regard de celles de la même période en 2006, attribuables principalement à l'incidence de l'acheminement économique à la centrale au charbon de Centralia au deuxième trimestre de 2006 et à l'investissement plus élevé dans notre infrastructure de technologie de l'information, annulés en partie par une baisse des dépenses d'exploitation à l'échelle du parc du secteur Production ainsi que des dépenses d'entretien planifié moins élevées.

La dotation aux amortissements a diminué de 4,1 millions de dollars pour les trois mois terminés le 30 septembre 2007 en regard de la dotation 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 la désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations à la mine Centralia du coût des ventes à l'amortissement.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, la dotation aux amortissements a diminué de 8,5 millions de dollars par rapport à la même période en 2006 découlant de la dépréciation constatée en 2006 sur des turbines détenues en stock et les éléments susmentionnés.

Au cours du troisième trimestre, nous avons vendu de l'équipement déjà utilisé à nos installations d'exploitation minière de Centralia ayant une valeur comptable de 12,7 millions de dollars, reçu un produit de 16,1 millions de dollars et constaté un gain avant impôts de 3,4 millions de dollars. Pour les neuf mois terminés, nous avons vendu de l'équipement dont la valeur comptable s'élevait à 24,3 millions de dollars, reçu un produit de 39,4 millions de dollars et constaté un gain avant impôts de 15,1 millions de dollars.

Pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, le montant net, des intérêts débiteurs a reculé respectivement de 19,0 millions de dollars et 24,5 millions de dollars, en raison surtout de la diminution du degré d'endettement, des intérêts créditeurs accrus sur les dépôts au comptant et du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain. Pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, la dette nette<sup>1</sup> a augmenté et reculé de respectivement 64,8 millions de dollars et 35,7 millions de dollars. Des titres privilégiés de 175,0 millions de dollars ont été remboursés au premier trimestre de 2007.

Pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, la quote-part de la perte de sociétés satellites a augmenté respectivement de 1,8 million de dollars et 13,8 millions de dollars, surtout 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 septembre 2007, les participations sans contrôle ont diminué de 1,0 million de dollars en raison d'une baisse du bénéfice à TransAlta Cogeneration, L.P. («TA Cogen») surtout attribuable à un recul des marges à Sheerness et à Ottawa.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, les participations sans contrôle ont diminué de 2,1 millions 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 ceux de la même période de 2006, en raison d'une hausse des bénéfices avant impôts en 2007 et de la réduction des charges d'impôts en 2006 découlant des modifications aux budgets de l'Alberta et du fédéral. Les taux d'imposition effectifs pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2007 ont été respectivement de 27,2 % et 25,2 %, comparativement à 9,5 % et 18,6 % pour les mêmes périodes en 2006.

## **FLUX DE TRÉSORERIE**

Les flux de trésorerie d'exploitation pour les trois terminés le 30 septembre 2007 ont augmenté de 10,5 millions de dollars par rapport à la même période en 2006, en raison surtout d'une hausse du bénéfice en trésorerie en 2007 et d'une hausse des liquidités affectées à la constitution des stocks de charbon à la centrale au charbon de Centralia en 2006, en partie neutralisées par le calendrier de recouvrements des créances en 2007. Au cours du troisième trimestre, nous n'avons reçu que les produits de deux mois aux termes des contrats d'achat d'électricité («CAÉ») en raison de la date des paiements contractuels prévus. Le 2 octobre 2007, nous avons reçu 87,3 millions de dollars, aux termes des contrats, et ces paiements figureront dans les flux de trésorerie du quatrième trimestre.

Les flux de trésorerie d'exploitation pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007 ont augmenté de 242,8 millions de dollars par rapport à la même période en 2006, en raison surtout d'une hausse du bénéfice en trésorerie, des liquidités affectées à la constitution des stocks de charbon à la centrale au charbon de Centralia en 2006 et le recouvrement des produits de décembre 2006, aux termes des contrats, en janvier 2007.

En raison du calendrier prévu aux termes des contrats, 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 recevrons 12 mois de produits tirés des CAÉ au cours de 2007.

Au 30 septembre 2007, le ratio de notre dette totale (y compris la dette sans recours) sur le capital investi<sup>2</sup> était de 47,6 % (44,8 %, compte non tenu de la dette sans recours et des liquidités soumises à restrictions). Ce ratio est comparable au ratio de 44,5 % du 31 décembre 2006 (41,0 %, compte non tenu de la dette sans recours).

---

<sup>1</sup> La dette nette correspond à la dette à court terme plus la dette à long terme, y compris la tranche à court terme moins la trésorerie.

<sup>2</sup> Il s'agit d'une mesure non conforme aux PCGR. Le ratio est défini plus loin comme la (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).

## ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS

### Trois mois terminés le 30 septembre 2007

#### Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Le 11 septembre 2007, TransAlta a annoncé le prolongement de son offre publique de rachat dans le cours normal de ses activités. La société peut racheter jusqu'à 20,2 millions de dollars de ses actions ordinaires ou environ 10 % des 202,0 millions d'actions ordinaires émises et en circulation au 23 avril 2007 à des fins d'annulation. L'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de 2007 a commencé le 3 mai 2007 et se poursuivra jusqu'au 2 mai 2008. Les rachats seront effectués librement sur la Bourse de Toronto à la valeur du marché de ces actions au moment du rachat.

Pour les trois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, TransAlta a acheté 903 600 actions au prix moyen de 29,65 \$ l'action. Ce prix d'achat dépassait la moyenne pondérée de la valeur comptable d'une action de 8,83 \$ l'action, entraînant une réduction des bénéfices non répartis de 18,8 millions de dollars.

	Neuf mois terminés le 30 septembre 2007
Total des actions acquises (en millions)	0,9
Prix d'acquisition moyen par action	29,65 \$
Montant payé au comptant total (en millions)	26,8 \$
Valeur comptable moyenne pondérée des actions annulées	8,0
Réduction des bénéfices non répartis (en millions)	18,8 \$

#### 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 d'Énergie Nouveau-Brunswick («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»). Les activités commerciales devraient débuter d'ici la fin de 2008.

Le 17 juillet 2007, nous avons modifié notre contrat d'achat d'électricité avec 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 a acquis le site du parc éolien de Fairfield Hill de Canadian Hydro, y compris l'option d'aménager l'endroit à une date ultérieure, pour 1,3 million de dollars.

#### Unité 4 à la centrale de Sundance

Les travaux liés à l'accroissement de la capacité de l'unité 4 à la centrale de Sundance ont pris fin, augmentant la capacité de production d'environ 53 MW. La capacité maximale sera mesurée au cours du quatrième trimestre de 2007.

#### Normes concernant les émissions de gaz à effet de serre

Entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2007, la *Climate Change and Emissions Management Amendment Act* (modification de la *Loi sur les changements climatiques et la gestion des émissions*) a été adoptée en Alberta. En vertu de cette loi, les seuils initiaux et les objectifs concernant les volumes des émissions de gaz à effet de serre («GES») sont fixés individuellement pour chacune des centrales. La Loi exige une réduction du volume des émissions de carbone de 12 % par rapport au seuil initial établi le 31 décembre 2007. Les nouvelles centrales ou celles qui sont exploitées depuis moins de trois ans en sont exemptées; cependant, dès la quatrième année d'exploitation, le seuil initial de la centrale est établi et graduellement réduit au fil des ans jusqu'à la huitième année, où les émissions doivent se situer 12 % sous le seuil initial établi. Les émissions qui dépassent le seuil initial feront l'objet de charges exigibles annuellement. Les CAÉ relatifs aux centrales alimentées au charbon situées en Alberta contiennent des dispositions sur les «modifications des lois» qui devraient permettre de recouvrer la plupart des coûts d'observation auprès des clients des CAÉ. Compte tenu de cette possibilité de recouvrement, les coûts nets d'observation sont estimés à environ 3 millions de dollars pour 2007 et à 7 millions de dollars par année par la suite jusqu'à ce que nous soyons en mesure d'atteindre les objectifs d'émission de GES stipulés dans la Loi.

## **Neuf mois terminés le 30 septembre 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 mesures fiscales entrées 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 a été comptabilisée dans les comptes de TransAlta depuis son placement initial dans TA Cogen.

Le 22 mai 2007, TransAlta Énergie a annoncé le début d'une revue stratégique. Ce processus comprend la recherche de propositions d'acheteurs potentiels. Après la date de clôture du troisième trimestre, TransAlta Énergie a conclu une convention de soutien avec Cheung Kong Infrastructure Holdings Limited («CKI») qui a accepté d'acquérir toutes les parts en circulation de TransAlta Énergie. Cette offre est définie plus en détails à la page 6 sous la rubrique «Événements postérieurs à la date du bilan».

### **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.

### **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 1,6 milliard de dollars, y compris le capital de la mine correspondante, et les activités 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 après 2011. L'avant-projet de loi a été publié le 2 octobre 2007, et nous évaluons actuellement l'incidence de cette proposition.

## **ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN**

### **TransAlta Énergie**

Le 15 octobre 2007, S.E.C. TransAlta Énergie a annoncé qu'elle avait conclu une entente avec CKI en vertu de laquelle CKI a offert d'acheter la totalité des parts en circulation de TransAlta Énergie à un prix en espèces de 8,38 \$ la part. Le prix d'achat en vertu de l'offre représente une prime de 15,7 % par rapport au cours des parts à la clôture des marchés à la Bourse de Toronto le 12 octobre 2007. L'opération est évaluée à environ 629 millions de dollars, et n'aura pas d'incidence importante sur TransAlta.

### **Contrat d'achat d'électricité avec Ottawa**

Le 12 octobre 2007, nous avons signé une entente modifiant le contrat d'achat d'électricité initial avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario pour la centrale de cogénération d'Ottawa. L'entente a été conclue afin d'assurer une exploitation continue de la centrale après l'échéance des contrats à long terme d'approvisionnement en gaz naturel. L'entente sera en vigueur du 1<sup>er</sup> novembre 2007 au 31 décembre 2012.

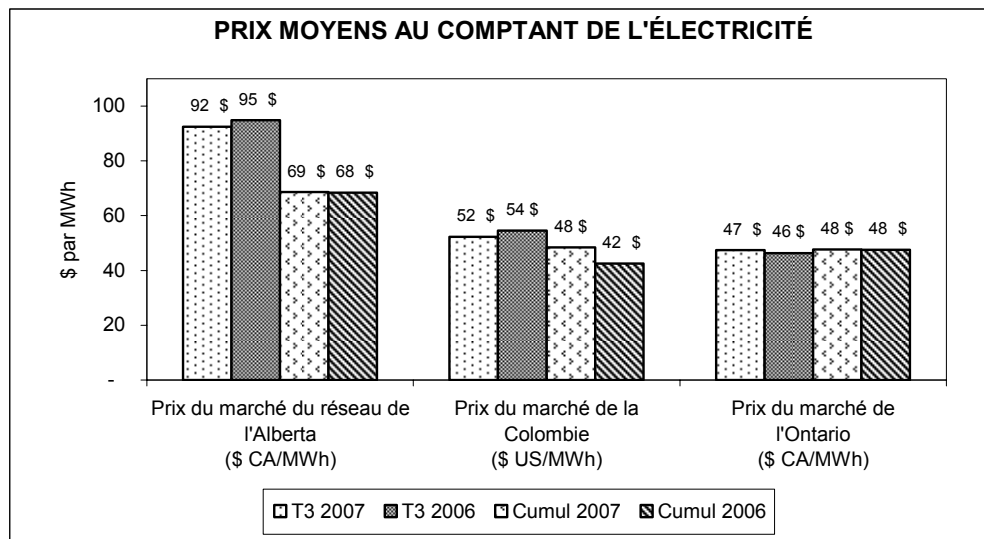
### Réforme fiscale au Mexique

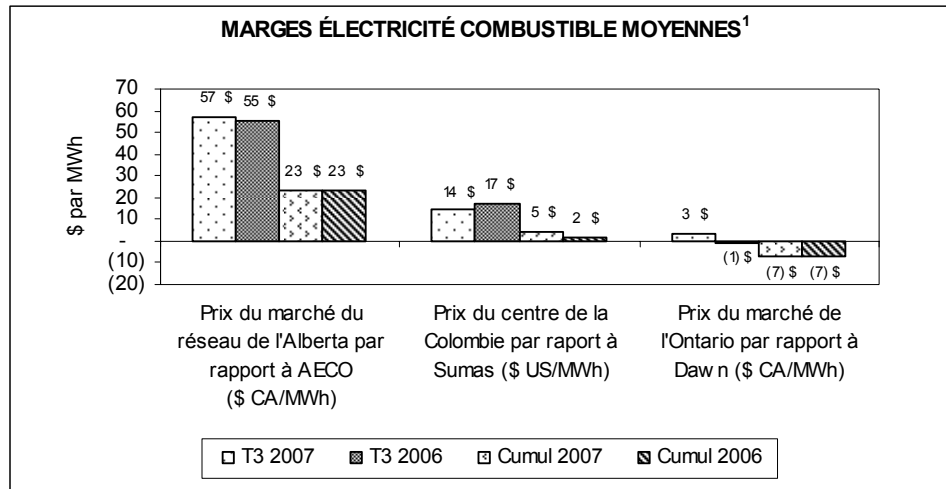
Le 1<sup>er</sup> octobre 2007, le gouvernement mexicain a promulgué une loi qui remplacera la loi actuelle sur les impôts sur les actifs par l'impôt uniforme, et ce, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2008. L'impôt uniforme est un impôt minimum selon lequel le montant le plus important de l'impôt sur le bénéfice ou de l'impôt uniforme est payé. Aux fins du calcul de l'impôt uniforme, seulement 50 % de la fraction non amortie du coût en capital de certaines immobilisations acquises avant le 1<sup>er</sup> septembre 2007 sont déductibles sur dix ans. De plus, aucune déduction ou crédit n'est accordé au titre des intérêts débiteurs, et les pertes d'exploitation nettes aux fins des impôts sur les bénéfices au 31 décembre 2007 ne peuvent être reportées aux fins de réduire l'impôt uniforme. TransAlta évalue actuellement l'incidence de cette modification.

### PRIX DU MARCHÉ ET MARGES ÉLECTRICITÉ-COMBUSTIBLE

Les variations du 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.

À la fin du troisième trimestre, environ 12 % de la production estimative de 2007 de nos centrales alimentées au gaz et 2 % 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 à l'égard de ce risque de prix.





<sup>1</sup> Pour une centrale consommant 7 000 BTU/kWh de chaleur.

Au cours du troisième trimestre, les prix au comptant en Alberta dans la région du nord-ouest du Pacifique ont légèrement baissé tandis qu'en Ontario, les prix au comptant sont comparables à la même période de 2006. Les marges électricité-combustible ont diminué dans le nord-ouest du Pacifique mais augmenté en Alberta et en Ontario pour le trimestre terminé le 30 septembre 2007 en regard de celles de la même période en 2006. 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 septembre 2007, le secteur Production affichait une capacité de production brute<sup>1</sup> 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 troisième trimestre, nous avons terminé l'accroissement de la capacité d'environ 53 MW de l'unité 4 à la centrale de Sundance. Cependant, nous sommes en attente de l'évaluation technique finale qui aura lieu au cours du quatrième trimestre pour mettre à jour la capacité de production en exploitation.

<sup>1</sup> 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.



**Les résultats du secteur Production sont comme suit :**

Trois mois terminés le 30 septembre	2007		2006	
	Total	par MWh installé	Total	par MWh installé
Produits	696,2 \$	37,98 \$	635,6 \$	34,69 \$
Combustible et achats d'électricité	(336,1)	(18,33)	(302,1)	(16,49)
Marge brute	360,1	19,65	333,5	18,20
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	108,2	5,90	119,4	6,52
Amortissement	96,0	5,24	100,0	5,46
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	4,6	0,25	4,9	0,27
Répartition des coûts intersectoriels	6,8	0,37	7,1	0,39
Charges d'exploitation	215,6	11,76	231,4	12,64
Bénéfice d'exploitation	144,5 \$	7,89 \$	102,1 \$	5,56 \$
Capacité installée (GWh)	18 332		18 322	
Production (GWh)	12 761		12 420	
Disponibilité (%)	85,1		84,1	

Neuf mois terminés le 30 septembre	2007		2006	
	Total	par MWh installé	Total	par MWh installé
Produits	1 949,4 \$	35,45 \$	1 870,2 \$	34,03 \$
Combustible et achats d'électricité	(882,7)	(16,05)	(838,6)	(15,26)
Marge brute	1 066,7	19,40	1 031,6	18,77
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	340,9	6,20	352,6	6,41
Amortissement	288,3	5,24	296,9	5,40
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	15,3	0,28	16,0	0,29
Répartition des coûts intersectoriels	20,5	0,37	21,0	0,38
Charges d'exploitation	665,0	12,09	686,5	12,48
Bénéfice d'exploitation	401,7 \$	7,31 \$	345,1 \$	6,29 \$
Capacité installée (GWh)	54 986		54 965	
Production (GWh)	36 955		34 915	
Disponibilité (%)	85,6		88,6	

**Disponibilité**

La disponibilité pour les trois mois terminés le 30 septembre 2007 est passée de 84,1 % à 85,1 % par rapport à la même période en 2006, en raison d'une baisse des interruptions imprévues à la centrale au charbon de Centralia, contrebalancée en partie par une hausse des interruptions prévues et imprévues aux centrales thermiques de l'Alberta et à la centrale au gaz de Centralia.

La disponibilité pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007 est passée de 88,6 % à 85,6 % en regard de la disponibilité de la même période en 2006, en raison principalement du déclassement de la centrale au charbon de Centralia en raison des essais de combustion du charbon du bassin de la Powder River aux premier et deuxième trimestres de 2007 et d'une hausse des interruptions imprévues aux centrales thermiques de l'Alberta, en partie contrebalancés par une baisse des interruptions imprévues à la centrale au charbon de Centralia au troisième trimestre. La disponibilité sous-jacente après rajustement pour déclassements à la centrale au charbon de Centralia est respectivement de 87,3 % et 89,3 % pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2007.

**Production**

La production pour le troisième trimestre a augmenté de 341 GWh comparativement à la même période en 2006 à la suite d'une baisse des interruptions imprévues à la centrale au charbon de Centralia (690 GWh) et d'une augmentation de la production d'hydroélectricité (105 GWh), neutralisée en partie par une augmentation des interruptions prévues aux centrales thermiques de l'Alberta (41 GWh), une hausse des interruptions imprévues aux centrales thermiques de l'Alberta (272 GWh) et une baisse de la production à la centrale au gaz de Centralia (119 GWh).

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, la production a augmenté de 2 040 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), une baisse des interruptions imprévues à la centrale au charbon de Centralia au cours du troisième trimestre de 2007 (690 GWh), d'une hausse de la production hydroélectrique (147 GWh), d'une augmentation de la demande des clients à Fort Saskatchewan (161 GWh), d'une conjoncture favorable à Sarnia (187 GWh), d'une baisse des interruptions planifiées et imprévues à Sheerness (60 GWh) et d'une hausse 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 (534 GWh), une diminution de la production à la centrale au gaz de Centralia (156 GWh), et une baisse de la demande de CAÉ (86 GWh).

### **Produits**

Les produits se sont accrus de 60,6 millions de dollars pour les trois mois terminés le 30 septembre 2007, en regard de ceux de la même période de 2006, essentiellement en raison d'une hausse de la production à la centrale au charbon de Centralia (36,8 millions de dollars), d'une hausse des prix de contrats à la centrale au charbon de Centralia (20,7 millions de dollars), des gains liés à l'évaluation à la valeur du marché (7,1 millions de dollars), d'une augmentation de la production d'hydroélectricité et des prix (9,7 millions de dollars), et des produits supplémentaires liés au recouvrement des coûts d'observation des exigences au titre des émissions de carbone en Alberta (11,2 millions de dollars), en partie contrebalancés par la hausse des pénalités liées aux CAÉ payées au cours des interruptions prévues aux centrales thermiques de l'Alberta (11,4 millions de dollars), la hausse des interruptions imprévues aux centrales thermiques de l'Alberta (24,6 millions de dollars), des produits inférieurs de la vente de gaz d'Ottawa (13,4 millions de dollars) et le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain (22,0 millions de dollars).

En plus de ces éléments, en 2007, nous avons fixé nos coûts de transport d'après deux pôles de distribution de la centrale au charbon de Centralia. Puisque cette opération exige la livraison et le rachat d'électricité, les produits qui s'y rattachent et les coûts liés à l'énergie de remplacement sont présentés selon les montants bruts dans l'état des résultats, selon les principes comptables généralement reconnus. Par conséquent, par suite de cette opération, les produits se sont accrus de 39,6 millions de dollars, et le coût des ventes a augmenté de 40,5 millions de dollars en regard de ceux de la période correspondante en 2006. Bien que l'incidence nette sur la marge brute de ces deux montants soit négative, cette opération a donné lieu à une baisse de l'ensemble des coûts du transport à la centrale au charbon de Centralia, qui sont inclus dans les marges du secteur International.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, les produits ont augmenté de 79,2 millions de dollars en raison de prix du marché et de contrats plus élevés et d'une augmentation de la production à la centrale au charbon de Centralia (76,6 millions de dollars), une hausse de la production et des marges électricité-combustible à Poplar Creek au cours du premier trimestre (6,4 millions de dollars), des règlements commerciaux favorables au cours du deuxième trimestre (12,0 millions de dollars), l'établissement des coûts du transport en vertu d'un swap ferme entre deux pôles de distribution à la centrale au charbon de Centralia (54,1 millions de dollars), une hausse de la production et une augmentation des coûts du combustible qui sont recouverts auprès des clients de Sarnia (12,3 millions de dollars), une augmentation de la production et des prix à CE Generation LLC («CE Gen») (10,6 millions de dollars), une production hydroélectrique et des prix plus élevés (12,4 millions de dollars), des produits supplémentaires liés au recouvrement des coûts d'observation des exigences au titre des émissions de carbone en Alberta (11,2 millions de dollars), des prix avantageux aux centrales thermiques de l'Alberta (12,5 millions de dollars), et une augmentation des produits de nos installations australiennes (8,4 millions de dollars), compensés en partie par la baisse de la vente de crédits d'émission à la centrale au charbon de Centralia au premier trimestre (7,2 millions de dollars), les pertes liées à l'évaluation à la valeur du marché (32,9 millions de dollars), le recul des produits tirés des ventes de gaz à Ottawa (29,2 millions de dollars), la hausse des interruptions imprévues aux centrales thermiques de l'Alberta (39,1 millions de dollars), la hausse des pénalités payées en raison des interruptions prévues aux centrales thermiques de l'Alberta (8,0 millions de dollars), et le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain (23,1 millions de dollars).

### **Combustible et achats d'électricité**

Les coûts du combustible et des achats d'électricité ont augmenté de 34,0 millions de dollars pour les trois mois terminés le 30 septembre 2007 par rapport à la période correspondante de 2006 en raison d'une augmentation des coûts du charbon aux centrales thermiques de l'Alberta (6,0 millions de dollars), des nouveaux coûts d'observation des exigences au titre des émissions de carbone en Alberta (12,8 millions de dollars), de la fixation des coûts du transport entre deux pôles de distribution de la centrale au charbon de Centralia (40,5 millions de dollars), et d'une progression de la production à la centrale au charbon de Centralia (21,6 millions de dollars), neutralisés en partie par un recul des coûts du charbon à la centrale au charbon de Centralia (29,1 millions de dollars), une réduction des achats de gaz à Ottawa en 2006 (9,3 millions de dollars), une baisse de la production aux centrales thermiques de l'Alberta (3,8 millions de dollars) et le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain (11,4 millions de dollars).

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, les coûts du combustible et des achats d'électricité ont augmenté de 44,1 millions de dollars en raison d'une hausse des coûts du charbon aux centrales thermiques de l'Alberta (25,3 millions de dollars), des nouveaux coûts d'observation des exigences au titre des émissions de carbone en Alberta (12,8 millions de dollars), de la fixation des coûts du transport entre deux pôles de distribution de la centrale au charbon de Centralia (55,5 millions de dollars), d'une augmentation de la production et des prix à CE Gen (7,9 millions de dollars) et à Sarnia (13,2 millions de dollars), d'une augmentation de la production à la centrale au charbon de Centralia (16,6 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 une baisse des coûts de combustible à la centrale au charbon de Centralia (61,2 millions de dollars), un accroissement des achats de gaz à Ottawa en 2006 (14,9 millions de dollars), une diminution de la production aux centrales thermiques de l'Alberta (9,3 millions de dollars), et le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain (11,9 millions de dollars).

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

Pour les trois mois terminés le 30 septembre 2007, les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration ont reculé de 11,2 millions de dollars principalement grâce au moment fixé pour engager des dépenses d'entretien de routine et à une diminution des dépenses d'entretien planifié.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration ont diminué de 11,7 millions de dollars principalement en raison d'un recul des dépenses d'exploitation et d'entretien planifié, partiellement contrebalancé par les économies réalisées par l'acheminement économique à la centrale au charbon de Centralia au deuxième trimestre de 2006.

### **Dotation aux amortissements**

La dotation aux amortissements a reculé de 4,0 millions de dollars pour les trois mois terminés le 30 septembre 2007 en regard de la dotation de 2006 en raison essentiellement d'une diminution de l'amortissement à la centrale au gaz de Centralia à la suite de la dépréciation constatée en 2006 (1,2 million de dollars), de la diminution de l'amortissement en raison de pièces remplacées pendant les interruptions prévues et imprévues en 2006 (5,0 millions de dollars), et du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain (2,5 millions de dollars), compensés en partie par l'incidence du reclassement de la désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations à la mine Centralia du coût des ventes à l'amortissement (2,7 millions de dollars).

Dans le cas des mines actives, 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. En 2006, des charges de désactualisation de 2,1 millions de dollars et de 6,5 millions de dollars ont été respectivement constatées dans le coût des ventes relativement à la mine Centralia pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2006.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, la dotation aux amortissements s'est établie à 8,6 millions de dollars par rapport à la période correspondante 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 (3,6 millions de dollars), du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain (2,8 millions de dollars), et du remplacement d'un nombre accru de pièces pendant l'entretien planifié en 2006 (6,7 millions de dollars), partiellement contrebalancés par le reclassement de la désactualisation des obligations liées à

la mise hors service d'immobilisations à la mine Centralia (7,1 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 et les neuf mois terminés les 30 septembre 2007 et 2006 compte non tenu de CE Gen et du Mexique :

Trois mois terminés le 30 septembre	Charbon		Gaz et hydroélectricité		Total	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Capitalisées	21,0 \$	14,4 \$	1,3 \$	6,4 \$	22,3 \$	20,8 \$
Passées en charges	21,3	23,2	0,7	0,7	22,0	23,9
	42,3 \$	37,6 \$	2,0 \$	7,1 \$	44,3 \$	44,7 \$

GWh perdus	606	565	54	1	660	566
------------	-----	-----	----	---	-----	-----

Neuf mois terminés le 30 septembre	Charbon		Gaz et hydroélectricité		Total	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Capitalisées	50,1 \$	47,1 \$	10,6 \$	18,8 \$	60,7 \$	65,9 \$
Passées en charges	49,8	53,4	1,4	2,0	51,2	55,4
	99,9 \$	100,5 \$	12,0 \$	20,8 \$	111,9 \$	121,3 \$

GWh perdus	1 854	1 948	126	106	1 980	2 054
------------	-------	-------	-----	-----	-------	-------

Pour les trois mois terminés le 30 septembre 2007, la production perdue à cause de l'entretien planifié s'est accrue de 94 GWh par rapport à la période correspondante en 2006, en raison principalement d'une augmentation des interruptions prévues aux centrales thermiques de l'Alberta et du moment fixé pour l'entretien des centrales alimentées au gaz en 2006.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, la production perdue à cause de l'entretien planifié a décliné de 74 GWh en raison d'une baisse des interruptions planifiées à Sheerness (41 GWh) et à la centrale au charbon de Centralia (80 GWh), en partie contrebalancée par une augmentation des interruptions prévues aux centrales thermiques de l'Alberta (28 GWh).

Pour la période de trois mois terminée le 30 septembre 2007, les dépenses d'entretien capitalisées et passées en charges se comparent à celles de la période correspondante en 2006.

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007, les dépenses d'entretien capitalisées et passées en charges ont reculé en regard de celles de la période correspondante en 2006 en raison d'une diminution des entretiens planifiés à nos installations au gaz.

### 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.

Trois mois terminés le 30 septembre 2007	Production (GWh)	Installé (GWh)	Combustible et achats			Produits par MWh installé	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute par MWh installé
			Produits	d'électricité	Marge brute			
Ouest du Canada	7 833	11 320	279,3 \$	111,0 \$	168,3 \$	24,67 \$	9,81 \$	14,86 \$
Est du Canada	907	1 793	91,1	62,2	28,9 \$	50,81	34,69	16,12
International	4 021	5 219	325,8	162,9	162,9 \$	62,43	31,21	31,22
	12 761	18 332	696,2 \$	336,1 \$	360,1 \$	37,98 \$	18,33 \$	19,65 \$

Trois mois terminés le 30 septembre 2006	Production (GWh)	Installé (GWh)	Combustible et achats			Produits par MWh installé	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute par MWh installé
			Produits	d'électricité	Marge brute			
Ouest du Canada	8 058	11 310	293,0 \$	96,5 \$	196,5 \$	25,91 \$	8,53 \$	17,38 \$
Est du Canada	885	1 793	103,5	72,4	31,1 \$	57,72	40,39	17,33
International	3 477	5 219	239,1	133,2	105,9 \$	45,81	25,52	20,29
	12 420	18 322	635,6 \$	302,1 \$	333,5 \$	34,69 \$	16,49 \$	18,20 \$

Neuf mois terminés le 30 septembre 2007	Production (GWh)	Installé (GWh)	Combustible et achats			Produits par MWh installé	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute par MWh installé
			Produits	d'électricité	Marge brute			
Ouest du Canada	24 662	33 949	933,2 \$	327,4 \$	605,8 \$	27,49 \$	9,64 \$	17,85 \$
Est du Canada	2 716	5 380	324,8	222,1	102,7 \$	60,37	41,28	19,09
International	9 577	15 656	691,4	333,2	358,2 \$	44,16	21,28	22,88
	36 955	54 986	1 949,4 \$	882,7 \$	1 066,7 \$	35,45 \$	16,05 \$	19,40 \$

Neuf mois terminés le 30 septembre 2006	Production (GWh)	Installé (GWh)	Combustible et achats			Produits par MWh installé	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute par MWh installé
			Produits	d'électricité	Marge brute			
Ouest du Canada	24 849	33 928	918,0 \$	290,8 \$	627,2 \$	27,06 \$	8,57 \$	18,49 \$
Est du Canada	2 458	5 381	343,5	225,9	117,6 \$	63,84	41,98	21,86
International	7 608	15 656	608,7	321,9	286,8 \$	38,88	20,56	18,32
	34 915	54 965	1 870,2 \$	838,6 \$	1 031,6 \$	34,03 \$	15,26 \$	18,77 \$

### 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 avons ajouté une capacité d'environ 53 MW à l'unité 4 de notre centrale de Sundance en septembre 2007. Une évaluation technique aura lieu au quatrième trimestre. L'unité additionnelle à notre centrale de Keephills devrait être mise en service 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 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.

La production pour les trois mois terminés le 30 septembre 2007 a diminué de 225 GWh par rapport à la période correspondante en 2006 en raison de l'augmentation des interruptions prévues et imprévues aux centrales thermiques de l'Alberta (313 GWh), partiellement neutralisée par la hausse des volumes d'hydroélectricité (105 GWh).

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, la production a diminué de 187 GWh en raison d'une hausse des interruptions imprévues aux centrales thermiques de l'Alberta (534 GWh), en partie contrebalancée par l'augmentation des demandes des consommateurs à Fort Saskatchewan (161 GWh), une augmentation de la production d'hydroélectricité (147 MWh) et d'une baisse des interruptions prévues et imprévues à Meridian (43 GWh).

La marge brute pour les trois mois terminés le 30 septembre 2007 a décliné de 28,2 millions de dollars (2,52 \$ par MWh installé), attribuable à la hausse des coûts du charbon (6,0 millions de dollars), à l'augmentation des interruptions prévues et imprévues aux centrales thermiques de l'Alberta (32,3 millions de dollars), et à l'incidence des coûts nets d'observation des exigences au titre des

émissions de carbone (1,5 million de dollars), contrebalancées en partie par l'augmentation des prix et des volumes d'hydroélectricité (9,5 millions de dollars) et des prix plus élevés (3,8 millions de dollars).

La marge brute pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007 a diminué de 21,4 millions de dollars (0,64 \$ par MWh installé), en raison de la hausse des coûts du charbon (25,3 millions de dollars), d'une augmentation des interruptions prévues et imprévues aux centrales thermiques de l'Alberta (42,8 millions de dollars), et de l'incidence des coûts nets d'observation des exigences au titre des émissions de carbone (1,5 million de dollars), en partie annulées par une hausse de la production d'hydroélectricité et des prix (12,9 millions de dollars), une baisse des interruptions prévues et imprévues à Sheerness (3,4 millions de dollars), des prix plus élevés (14,6 millions de dollars), une production favorable à Meridian (3,1 millions de dollars) et des règlements commerciaux favorables au deuxième trimestre (12,0 millions de dollars).

#### **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.

La production pour les trois mois terminés le 30 septembre 2007 s'est établie à 22 GWh, principalement grâce aux conditions du marché favorables et à la demande des consommateurs à Sarnia.

La production pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007 a augmenté de 258 GWh, en raison principalement de conditions du marché favorables et de la demande des consommateurs à Sarnia (187 GWh) et d'une augmentation de la production à Ottawa en raison des ventes de gaz au premier trimestre de 2006 (81 GWh).

Pour les trois mois terminés le 30 septembre, les marges brutes ont reculé de 2,2 millions de dollars (1,21 \$ par MWh installé) attribuable à la baisse des ventes de gaz à Ottawa (4,1 millions de dollars), en partie neutralisée par les prix et la production favorables à Sarnia (1,6 million de dollars).

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, les marges brutes ont diminué de 14,9 millions de dollars (2,77 \$ par MWh installé), en raison du recul des ventes de gaz à Ottawa (14,2 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 terminés le 30 septembre 2007, la production a augmenté de 544 GWh en raison d'une baisse des interruptions imprévues à la centrale au charbon de Centralia (690 GWh), en partie contrebalancée par une diminution de la production à la centrale au gaz à Centralia à la suite de conditions du marché défavorables (119 GWh).

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, la production a augmenté de 1 969 GWh en raison d'une diminution des interruptions imprévues à la centrale au charbon de Centralia (690 GWh) et d'une augmentation de la production à la centrale au charbon de Centralia en raison de l'acheminement économique de la facilité au deuxième trimestre de 2006 (1 466 GWh), partiellement contrebalancées par une baisse de la production à la centrale au gaz de Centralia (156 GWh).

Pour les trois mois terminés le 30 septembre 2007, les marges brutes ont bondi de 57,0 millions de dollars (10,93 \$ par MWh installé) par rapport à la période correspondante en 2006 en raison d'une hausse de la production de la centrale au charbon de Centralia au troisième trimestre de 2006 (15,1 millions de dollars), des prix contractuels favorables à la centrale au charbon de Centralia (16,6 millions de dollars), des gains liés à l'évaluation à la valeur du marché (8,7 millions de dollars), et d'une baisse des coûts du charbon (29,1 millions de dollars), en partie neutralisés par le raffermissement du dollar canadien (10,7 millions de dollars).

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, les marges brutes ont augmenté de 71,4 millions de dollars (4,56 \$ par MWh installé), en raison de la conjoncture du marché favorable et des prix de contrats à la centrale au charbon de Centralia (34,9 millions de dollars), d'une hausse de la production à la centrale au charbon de Centralia (19,9 millions de dollars), d'une baisse des coûts du charbon à Centralia (61,2 millions de dollars), et des taux de change et des marges favorables en Australie (4,6 millions de dollars), en partie annulés par la vente de crédits d'émission à la centrale au charbon de Centralia au premier trimestre de 2006 (7,2 millions de dollars), une augmentation des coûts liés à l'énergie de remplacement au deuxième trimestre (8,4 millions de dollars), des pertes liées à l'évaluation à la valeur de marché (31,3 millions de dollars) et du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain (11,2 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, tout en respectant les limites de 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 de juste valeur 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.

Auparavant, nous présentions, selon les montants bruts, les produits, et les charges qui s'y rattachent, des contrats réglés sur le marché au comptant en temps réel. Cependant, tous ces contrats sont détenus à des fins de négociation, sans tenir compte des marchés dans lesquels ils ont été réglés. Par conséquent, nous avons conclu qu'il serait plus représentatif des activités de négociations réelles du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation de présenter les résultats de ces contrats selon le montant net, conformément à l'Emerging Issues Task Force (EITF 02-3) du FASB, *Issues Involved in Accounting for Derivative Contracts Held for Trading Purposes and Contracts Involved in Energy Trading and Risk Management Activities*.

Les soldes des exercices précédents ont été reclassés pour les rendre conformes à la présentation de l'exercice en cours, tel qu'il est présenté ci-dessous. Les soldes de l'exercice en cours ont été dressés dans le tableau suivant au moyen des méthodes antérieurement décrites à titre informatif seulement.

	Trois mois terminés le		Neuf mois terminés le	
	30 septembre 2007	30 septembre 2006	30 septembre 2007	30 septembre 2006
Produits	73,9 \$	48,4 \$	196,1 \$	146,5 \$
Acquisitions aux fins de transaction	(58,5)	(28,0)	(153,7)	(91,1)
Bénéfice net	15,4 \$	20,4 \$	42,4 \$	55,4 \$

Les résultats du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation, y compris ceux des activités de négociation selon le montant net, sont comme suit :

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Marge brute	15,4 \$	20,4 \$	42,4 \$	55,4 \$
Exploitation, entretien et administration	9,7	8,8	26,6	25,2
Amortissement	0,4	0,3	1,1	1,0
Répartition des coûts intersectoriels	(6,8)	(7,1)	(20,5)	(21,0)
Charges d'exploitation	3,3	2,0	7,2	5,2
Bénéfice d'exploitation	12,1 \$	18,4 \$	35,2 \$	50,2 \$

Pour les trois mois terminés le 30 septembre 2007, la marge brute a diminué de 5,0 millions de dollars par rapport à la période correspondante en 2006, en raison de la baisse des résultats des activités de négociation dans la région de l'Est en 2007 découlant de la volatilité du marché du gaz et des changements climatiques imprévus.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, les marges brutes ont reculé de 13,0 millions de dollars comparativement à la période correspondante en 2006, en raison de la baisse des marges pour le gaz et la région de l'Est en 2007 attribuable à la volatilité du marché du gaz naturel, aux changements climatiques imprévus et au raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2007 ont augmenté respectivement de 0,9 million de dollars et de 1,4 million de dollars en raison d'une hausse des charges salariales.

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 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Intérêts sur la dette à long terme	35,6 \$	41,1 \$	111,0 \$	109,9 \$
Intérêts sur la dette à court terme	6,4	4,1	18,9	10,3
Intérêts sur les titres privilégiés	-	3,4	-	10,2
Intérêts créditeurs	(11,8)	(1,0)	(26,1)	(4,3)
Intérêts capitalisés	(1,6)	-	(2,2)	-
Intérêts débiteurs nets	28,6 \$	47,6 \$	101,6 \$	126,1 \$

Pour les trois mois terminés le 30 septembre 2007, les intérêts débiteurs nets s'élevaient à 19,0 millions de dollars de moins en regard de ceux de la période correspondante en 2006 en raison de la diminution du niveau d'endettement à long terme (2,7 millions de dollars), du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain (2,0 millions de dollars), du rachat de titres privilégiés en 2007 (3,4 millions de dollars), du gain d'intérêts sur dénouement d'un swap de taux au troisième trimestre (4,4 millions de dollars), et d'une augmentation des intérêts créditeurs sur les dépôts au comptant (5,6 millions de dollars), en partie contrebalancés par des soldes d'emprunt à court terme plus élevés (2,3 millions de dollars).



Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, les intérêts débiteurs s'élevaient à 24,5 millions de dollars de moins en regard de ceux de la période correspondante en 2006 en raison du rachat de titres privilégiés en 2007 (10,2 millions de dollars), d'une hausse des intérêts sur les dépôts au comptant (17,8 millions de dollars), du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain (7,6 millions de dollars), du gain d'intérêts sur dénouement d'un swap de taux au troisième trimestre (4,4 millions de dollars) et d'une baisse des soldes d'emprunt à long terme (4,1 millions de dollars), compensés en partie par une hausse des soldes de la dette à court terme (8,6 millions de dollars) et du 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 septembre 2007 a diminué de 1,0 million de dollars comparativement à la période correspondante en 2006 en raison d'une hausse des interruptions imprévues à Sheerness et d'une baisse des marges à Ottawa.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, le bénéfice attribuable aux participations sans contrôle a diminué de 2,1 millions 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 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Disponibilité (%)	94,9	98,8	95,6	91,7
Production (GWh)	917	894	2 356	2 382
Quote-part des résultats des sociétés satellites	(3,2) \$	(1,4) \$	(14,2) \$	(0,4) \$
Dépenses en immobilisations	- \$	1,0 \$	1,0 \$	9,0 \$
Flux de trésorerie d'exploitation	2,3 \$	5,2 \$	1,4 \$	6,5 \$
Intérêts débiteurs	5,9 \$	2,6 \$	21,8 \$	13,7 \$

	30 septembre 2007	31 décembre 2006
Total des actifs	451,3 \$	526,9 \$
Total des passifs	332,0 \$	404,1 \$

Pour les trois mois terminés le 30 septembre 2007, la disponibilité a diminué par suite de l'augmentation des interruptions imprévues à Campeche. Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, la disponibilité a augmenté principalement en raison d'une baisse de l'entretien planifié à Chihuahua.

Pour les trois mois terminés le 30 septembre 2007, la production a légèrement augmenté en raison d'une hausse de la demande des consommateurs à Chihuahua et à Campeche, compensée en partie par une diminution des interruptions prévues à Campeche. Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, la production a diminué en raison d'une baisse de la demande des consommateurs et d'une hausse des interruptions imprévues à Campeche, compensées en partie par une diminution des interruptions prévues à Chihuahua.

Pour les trois mois terminés le 30 septembre 2007, la quote-part des résultats des sociétés satellites a augmenté de 1,8 million de dollars en raison d'une baisse des marges (0,5 million de dollars) et d'une augmentation des coûts en raison du refinancement de ces filiales en 2006 (2,8 millions de dollars), en partie contrebalancées par une diminution des coûts d'exploitation (0,8 million de dollars).

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, la quote-part des résultats des sociétés satellites a augmenté de 13,8 millions de dollars en raison d'une baisse des marges (3,9 millions de dollars), d'un accroissement de l'amortissement découlant des dépenses en immobilisations liées à l'entretien planifié en 2006 (3,3 millions de dollars), du calendrier de l'entretien courant et des autres charges d'exploitation (1,8 million de dollars), et des frais d'intérêts accrus attribuables au refinancement de ces filiales en 2006 (14,6 millions de dollars), compensés en partie par la constatation de frais de financement reportés en 2006 (7,2 millions de dollars) et une perte découlant du dénouement d'un swap de devises en 2006 (1,6 million de dollars).

## IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices <sup>1</sup>	89,3 \$	39,0 \$	228,5 \$	166,5 \$
Dépréciation des turbines	-	-	-	9,6
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices et dépréciation des turbines <sup>1</sup>	89,3 \$	39,0 \$	228,5 \$	176,1 \$
Impôts sur les bénéfices avant rajustement pour variation du taux <sup>1</sup>	23,4	3,7	56,9	30,9
Variation du taux d'imposition relativement aux périodes antérieures	-	-	(7,7)	(55,3)
Charge (recouvrement) d'impôts selon les états financiers	23,4 \$	3,7 \$	49,2 \$	(24,4) \$
<b>Bénéfice net</b>	<b>65,9 \$</b>	<b>35,3 \$</b>	<b>179,3 \$</b>	<b>190,9 \$</b>
<b>Taux d'imposition réel (%)</b>	<b>26,2</b>	<b>9,5</b>	<b>24,9</b>	<b>18,6</b>

<sup>1</sup> Le bénéfice avant impôts sur les bénéfices n'est pas défini selon les PCGR du Canada.

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 2007 de 7,7 millions de dollars et témoigne de l'incidence de ces changements sur les résultats des exercices précédents.

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 futurs de 55,3 millions de dollars et qui témoigne de l'incidence de ces changements sur les résultats des exercices précédents.

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 neuf mois terminés le 30 septembre 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 septembre 2007 :

	Augmentation/ (diminution)	Explication
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(5,8) \$	Consulter les états des flux de trésorerie consolidés
Débiteurs	(107,0)	Calendrier d'encaissement des paiements contractuels prévus
Charges payées d'avance	8,7	Calendrier des primes d'assurances et autres charges payées d'avance
Stocks	(16,2)	Diminution des stocks à la centrale au charbon de Centralia
Liquidités soumises à restrictions	(86,3)	Diminution des taux de change et remboursement de fonds à TransAlta
Actifs de gestion du risque (à court et à long terme)	86,7	Résultat de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers et des fluctuations de prix
Immobilisations corporelles, montant net	(18,6)	Raffermissment du dollar canadien par rapport au dollar américain et amortissement compensé en partie par des ajouts de capitaux
Écart d'acquisition	(10,8)	Variation des taux de change
Actifs destinés à être vendus, montant net	(68,7)	Actifs conservés en vue d'être utilisés pour des activités de régénération et des activités d'exploitation à la mine Highvale et vente d'autres actifs
Actifs incorporels	(68,0)	Amortissement et raffermissment du dollar canadien
Dette à court terme	59,1	Augmentation nette de la dette à court terme
Créditeurs et charges à payer	19,4	Calendrier des principales activités d'entretien prévues et autres paiements liés à l'exploitation
Impôts sur les bénéfices à payer	(11,0)	Acomptes payés défalqués de la charge d'impôts de l'exercice
Dividends payable	(2,3)	Dividends declared in second quarter remain payable
Dette à long terme avec recours (y compris la tranche à court terme)	(61,0)	Paiements de la dette à date fixe et diminution des taux de change
Dette à long terme sans recours (y compris la tranche à court terme)	(72,3)	Remboursements de la dette à date fixe et diminution des taux de change
Passifs de gestion du risque (à court et à long terme)	345,4	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)	(58,9)	Charge de désactualisation normale moins les passifs réglés et le paiement des frais de fermeture de la mine Centralia
Passifs de gestion du risque (à court et long terme)	252,3	Result of adopting new accounting standards on financial instruments
Passifs d'impôts futurs nets (y compris la tranche à court terme)	(60,4)	Incidence fiscale des rajustements liés aux nouvelles normes comptables sur les instruments financiers
Participations sans contrôle	(29,0)	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	(237,8)	Adoption des nouvelles normes comptables, actions rachetées en vertu de l'offre publique de rachat d'actions, et dividendes déclarés contrebalancés en partie par le bénéfice net et les actions émises

## INSTRUMENTS FINANCIERS

Le 1<sup>er</sup> 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 accrues 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 accrues 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	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 – 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
<b>Total des justes valeurs des passifs de gestion du risque</b>	<b>(173,5)</b>
Variation de juste valeur	(264,4)
Impôts	(87,1)
<b>Rajustement du solde d'ouverture du Cumul des autres éléments du résultat étendu découlant des justes valeurs</b>	<b>(177,3) \$</b>
Écart de conversion	(64,5)
<b>Solde d'ouverture du Cumul des autres éléments du résultat étendu</b>	<b>(241,8) \$</b>

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.

Le chapitre 3861 présente les exigences en matière d'information à fournir conçues pour aider les utilisateurs des états financiers à mieux comprendre l'importance des instruments financiers par rapport à la situation financière, à la performance et aux flux de trésorerie. Les exigences en matière d'information à fournir établies dans ce chapitre ont été adoptées aux fins de la présentation de nos instruments financiers et des informations connexes.

#### 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 portant sur le prix des marchandises et d'autres engagements; 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 juste 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.

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 septembre 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	4,2 \$	37,2 \$	41,4 \$	61,0 \$
- À long terme	(1,8)	2,4	0,6	21,9
Passifs de gestion du risque				
- À court terme	(77,6)	(30,6)	(108,2)	(30,3)
- À long terme	(243,1)	(0,8)	(243,9)	(1,0)
<b>Actifs (passifs) nets de gestion du risque en cours</b>	<b>(318,3) \$</b>	<b>8,2 \$</b>	<b>(310,1) \$</b>	<b>51,6 \$</b>

Par suite de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers, comme il est décrit à la page 20, 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 neuf 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	Selon l'évaluation d'après les modèles	
Actifs (passifs) nets de gestion du risque en cours au 31 décembre 2006 – déjà présenté	- \$	- \$	52,7 \$	(1,1) \$	51,6 \$
Passifs nets de gestion du risque en cours au 31 décembre 2006 – à la juste valeur <sup>1</sup>	(253,0)	(19,8)	52,7	(1,1)	(221,2)
Contrats réalisés, amortis ou réglés au cours de la période	23,8	2,7	(30,2)	(2,6)	(6,3)
Variation de valeur attribuable aux variations du cours du marché et autres changements survenus sur le marché	(52,7)	(8,8)	5,5	(1,9)	(57,9)
Nouveaux contrats conclus au cours de la période considérée	(9,6)	-	(6,3)	5,6	(10,3)
Variation du cours des devises	(18,2)	-	3,7	0,1	(14,4)
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 septembre 2007 – à la juste valeur	(292,4) \$	(25,9) \$	8,1 \$	0,1 \$	(310,1) \$

<sup>1</sup> Par suite de l'adoption de nouvelles normes comptables

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, la juste valeur de nos actifs nets de gestion du risque associés aux positions de couverture a diminué de 45,5 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 septembre 2007, et de la variation de valeur de contrats réglés 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 neuf mois terminés le 30 septembre 2007, la juste valeur des passifs nets de gestion du risque pour les positions des éléments autres que de couverture a diminué de 43,5 millions de dollars comparativement au 31 décembre 2006, en raison principalement de la valeur des contrats réglés en 2007 et de la valeur des 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
<b>Couvertures</b>	Juste valeur selon le cours du marché	(8,7) \$	(100,7) \$	(110,0) \$	(59,4) \$	(12,0) \$	(1,6) \$	(292,4) \$
	Juste valeur selon les modèles	(1,4)	(6,5)	(8,2)	(7,4)	(2,4)	-	(25,9) \$
		(10,1) \$	(107,2) \$	(118,2) \$	(66,8) \$	(14,4) \$	(1,6) \$	(318,3) \$
<b>Éléments autres que de couverture</b>	Juste valeur selon le cours du marché	3,5 \$	4,4 \$	0,2 \$	- \$	- \$	- \$	8,1 \$
	Juste valeur selon les modèles	(1,3)	1,3	0,1	-	-	-	0,1 \$
		2,2 \$	5,7 \$	0,3 \$	- \$	- \$	- \$	8,2 \$
<b>Grand total</b>		(7,9) \$	(101,5) \$	(117,9) \$	(66,8) \$	(14,4) \$	(1,6) \$	(310,1) \$

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 2008 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 septembre 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	84,6 \$	2,9 \$	87,5 \$	11,2 \$
- À long terme	94,5	-	94,5	43,2
Passifs de gestion du risque				
- À court terme	(15,7)	(1,6)	(17,3)	(2,1)
- À long terme	(6,4)	(16,0)	(22,4)	(13,0)
<b>Actifs (passifs) nets de gestion du risque en cours</b>	<b>157,0 \$</b>	<b>(14,7) \$</b>	<b>142,3 \$</b>	<b>39,3 \$</b>

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 neuf premiers mois de 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 <sup>1</sup>	58,0	(10,3)	47,7
Contrats réalisés, amortis ou réglés au cours de la période	(5,7)	(0,1)	(5,8)
Variation de valeur attribuable aux variations du cours du marché et autres changements survenus sur le marché	91,8	(4,6)	87,2
<b>Nouveaux contrats conclus au cours de la période considérée</b>	<b>12,9</b>	<b>0,3</b>	<b>13,2</b>
<b>Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque au 30 septembre 2007 – à la juste valeur</b>	<b>157,0 \$</b>	<b>(14,7) \$</b>	<b>142,3 \$</b>

<sup>1</sup> Par suite de l'adoption des nouvelles normes comptables

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, la juste valeur de nos passifs nets de gestion du risque associés aux positions autres que de couverture a augmenté de 4,5 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 neuf mois terminés le 30 septembre 2007, la juste valeur de nos actifs nets de gestion du risque associés aux positions de couverture a augmenté de 99,0 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, à la liquidation ou la réduction des investissements nets dans l'établissement étranger ou à la couverture de l'instrument financier.

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 et par la suite	Total
Couvertures	37,2 \$	30,1 \$	62,1 \$	14,7 \$	13,0 \$	157,1 \$
Éléments autres que de couverture	1,2	-	(16,0)	-	-	(14,8)
	38,4 \$	30,1 \$	46,1 \$	14,7 \$	13,0 \$	142,3 \$

#### Total des soldes

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

Bilan – Totaux	30 septembre 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	41,4 \$	87,5 \$	128,9 \$	61,0 \$	11,2 \$	72,2 \$
- À long terme	0,6	94,5	95,1	21,9	43,2	65,1
Passifs de gestion du risque						
- À court terme	(108,2)	(17,3)	(125,5)	(30,3)	(2,1)	(32,4)
- À long terme	(243,9)	(22,4)	(266,3)	(1,0)	(13,0)	(14,0)
Actifs (passifs) nets de gestion du risque en cours	(310,1) \$	142,3 \$	(167,8) \$	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 régulièrement 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 le 30 septembre	2007	2006	Explication
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	53,1 \$	55,0 \$	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	155,3	144,8	En 2007, les rentrées de trésorerie étaient attribuables à un bénéfice en trésorerie de 161,9 millions de dollars et à des sorties de trésorerie du fonds de roulement de 6,6 millions de dollars découlant du calendrier d'encaissement des revenus du CAÉ, en partie compensées par le calendrier des crédettes.  En 2006, les rentrées de trésorerie étaient attribuables à un bénéfice en trésorerie de 130,8 millions de dollars et à un flux de trésorerie positif provenant du fonds de roulement de 14,0 millions de dollars.
Activités d'investissement	(166,6)	(76,1)	En 2007, les sorties de trésorerie étaient principalement attribuables aux ajouts d'immobilisations de 188,9 millions de dollars, contrebalancés en partie par le produit de la vente d'actifs de 16,1 millions de dollars et des liquidités soumises à restrictions de 7,3 millions de dollars.  En 2006, les sorties de trésorerie étaient surtout attribuables aux ajouts d'immobilisations de 66,2 millions de dollars, aux flux de trésorerie négatifs découlant de placements en titres de capitaux propres de 18,7 millions de dollars, contrebalancés en partie par le produit de la vente d'immobilisations de 11,1 millions de dollars.
Activités de financement	15,4	(25,2)	En 2007, les rentrées de trésorerie étaient attribuables à l'émission nette de titres de créance à long terme de 18,7 millions de dollars, contrebalancées en partie par des dividendes sur actions ordinaires de 49,6 millions de dollars, l'augmentation de la dette à court terme de 92,1 millions de dollars, le rachat d'actions ordinaires en vertu de l'offre de rachat d'actions dans le cours normal des affaires de 26,8 millions de dollars et les distributions aux participations sans contrôle de 22,6 millions de dollars.  En 2006, les sorties de trésorerie étaient attribuables au remboursement de la dette à long terme de 11,6 millions de dollars, aux distributions aux participations sans contrôle des filiales de 18,0 millions de dollars, aux dividendes sur actions ordinaires de 34,1 millions de dollars, en partie contrebalancés par une augmentation de la dette à court terme de 37,8 millions de dollars.
Conversion des devises	2,6	0,3	
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période</b>	<b>59,8 \$</b>	<b>98,8 \$</b>	

Neuf mois terminés le 30 septembre	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	654,7	411,9	En 2007, les rentrées de trésorerie étaient attribuables à un bénéfice en trésorerie de 531,9 millions de dollars et à une variation favorable du fonds de roulement de 122,8 millions de dollars en raison de l'encaissement de produits de 2006 en 2007, contrebalancés en partie par le calendrier d'encaissement des revenus du CAÉ au troisième trimestre.  En 2006, les rentrées de trésorerie étaient attribuables à un bénéfice en trésorerie de 501,1 millions de dollars contrebalancé en partie par des sorties de fonds de 89,2 millions de dollars affectées au fonds de roulement pour constituer des stocks de charbon à la centrale au charbon de Centralia.
Activités d'investissement	(320,4)	(93,1)	En 2007, les sorties de trésorerie étaient principalement attribuables aux ajouts d'immobilisations de 382,7 millions de dollars et à un placement en titres de capitaux propres de 19,6 millions de dollars, compensés en partie par le produit de la vente d'immobilisations de 39,4 millions de dollars et une réduction des liquidités soumises à restrictions de 43,9 millions de dollars.  En 2006, les sorties de trésorerie étaient attribuables aux dépenses en immobilisations de 164,1 millions de dollars, à une baisse des placements en titres de capitaux propres, compensées par les gains réalisés sur les couvertures de placements nettes de 60,7 millions de dollars et le produit de la vente d'actifs de 20,3 millions de dollars.
Activités de financement	(348,5)	(302,4)	En 2007, les sorties de trésorerie étaient attribuables aux dividendes sur actions ordinaires de 154,3 millions de dollars, au remboursement de titres privilégiés de 175,0 millions de dollars, aux distributions aux participations sans contrôle de 63,1 millions de dollars, au rachat d'actions en vertu de l'offre de rachat dans le cours normal des affaires de 26,8 millions de dollars et l'augmentation de la dette à long terme de 58,9 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 283,8 millions de dollars, du paiement de distributions aux participations sans contrôle de 52,1 millions de dollars et aux paiements de dividendes de 100,1 millions de dollars, contrebalancés en partie par une augmentation de la dette à court terme de 124,1 millions de dollars.
Conversion des devises	8,4	3,1	
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période</b>	<b>59,8 \$</b>	<b>98,8 \$</b>	

### **Activités d'exploitation**

Pour les trois mois terminés le 30 septembre 2007, les fonds provenant des activités d'exploitation<sup>1</sup> ont augmenté pour s'établir à 155,3 millions de dollars comparativement à 144,8 millions de dollars pour la même période en 2006, en raison d'une hausse du bénéfice en trésorerie de 31,1 millions de dollars, contrebalancée par des variations négatives des soldes hors caisse du fonds de roulement de 20,6 millions de dollars en grande partie attribuables au calendrier de recouvrement des produits tirés des CAÉ en 2007.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, les fonds provenant des activités d'exploitation sont passés de 411,9 millions de dollars à 654,7 millions de dollars, en raison d'une hausse du bénéfice en trésorerie attribuable aux liquidités affectées relativement à la constitution des stocks de charbon à la centrale au charbon de Centralia en 2006 et au calendrier de recouvrement des créances de 2006 en 2007, en partie neutralisés par le calendrier de recouvrement des paiements relatifs aux produits des CAÉ du troisième trimestre de 2007. Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, la société a payé des frais de 24,2 millions de dollars liés à la fermeture de la mine de charbon Centralia.

### **Activités d'investissement**

Pour les trois mois terminés le 30 septembre 2007, les fonds affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 166,6 millions de dollars, contre 76,1 millions de dollars pour la même période en 2006. L'augmentation était surtout due à un accroissement des dépenses en immobilisations de 122,7 millions de dollars, compensé en partie par une hausse du produit de la vente d'équipement de 5,0 millions de dollars et des rentrées de fonds provenant de liquidités soumises à restrictions de 6,7 millions de dollars.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, les fonds affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 320,4 millions de dollars comparativement à 93,1 millions de dollars pour la même période en 2006, en raison surtout d'ajouts plus élevés aux immobilisations en 2007 de 218,6 millions de dollars, et des gains de change réalisés sur des investissements nets à la même période de 2006, de 60,7 millions de dollars, compensés en partie par une hausse du produit de la vente d'actifs de 19,1 millions de dollars et des rentrées de fonds provenant de liquidités soumises à restrictions de 44,1 millions de dollars.

Pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, la société n'a effectué aucune sortie de fonds liée au règlement de couvertures d'investissements nets dans des filiales étrangères comparativement à des rentrées de fonds respectivement de 3,9 millions de dollars et 60,7 millions de dollars pour les mêmes périodes en 2006.

En 2007, la société a engagé en tout 141,1 millions de dollars de 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 55,4 millions de dollars de 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 neuf mois terminés le 30 septembre 2007, la société a réalisé un produit de 39,4 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 septembre 2007, les fonds provenant des activités de financement se sont élevés à 15,4 millions de dollars comparativement à des sorties de fonds de 25,2 millions de dollars pour le même trimestre de 2006. Cette augmentation des fonds générés s'explique essentiellement par une augmentation de la dette à court terme de 92,1 millions de dollars, en partie neutralisée par une hausse des dividendes versés de 15,5 millions de dollars et des fonds utilisés pour acheter des actions en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités (26,8 millions de dollars).

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, les fonds affectés aux activités de financement ont augmenté de 46,1 millions de dollars, passant de 348,5 millions de dollars à 302,4 millions de dollars, en raison surtout du paiement en 2007 de titres privilégiés de 175,0 millions de dollars, d'une hausse des dividendes versés en espèces de 54,2 millions de dollars et des fonds utilisés pour racheter les actions ordinaires en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de 26,8 millions de dollars, en partie contrebalancés par la hausse des dettes à court et à long terme (54,8 millions de dollars).

---

<sup>1</sup> Cette mesure n'est pas définie selon les PCGR du Canada.

## 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 septembre 2007, le crédit utilisé en vertu de ces facilités comprend une dette à court terme de 421,0 millions de dollars, moins des fonds en caisse de 59,8 millions de dollars et des lettres de crédit de 601,2 millions de dollars.

Nous sommes tenus d'émettre des lettres de crédit afin de garantir les responsabilités éventuelles à l'égard de certaines parties, y compris celles liées aux obligations environnementales potentielles, aux activités de négociation, aux activités de couverture et aux obligations d'achat. Au 30 septembre 2007, nous avons émis des lettres de crédit totalisant 601,2 millions de dollars comparativement à 633,2 millions de dollars au 31 décembre 2006. La baisse des lettres de crédit découle surtout d'une baisse des prix à terme 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 avons reçu 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 nous sera versé que le 2 janvier 2008. Cependant, ce calendrier de paiement a pour effet que nous recevrons les produits de 12 mois en 2007.

Le 22 octobre 2007, nous avons environ 202,2 millions d'actions ordinaires en circulation.

Au 30 septembre 2007, la société comptait 1,4 million d'options sur actions à l'intention des employés en cours, dont le prix d'exercice pondéré était de 20,18 \$. Pour les trois mois terminés le 30 septembre 2007, 0,2 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 22,82 \$ ont été exercées, donnant lieu à l'émission de 0,2 million d'actions et à l'annulation de 0,1 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 18,86 \$.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, 0,6 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 19,70 \$ ont été exercées, entraînant l'émission de 0,6 million d'actions et l'annulation de 0,2 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 15,66 \$.

### 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. Les garanties données en vertu de tous les contrats facilitant les opérations de livraison physique ou les opérations au comptant prévues aux termes d'instruments dérivés au 30 septembre 2007 s'établissaient à un maximum de 2,0 milliards 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 312,9 millions de dollars au 30 septembre 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 Crédoiteurs 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 1,1 milliard de dollars au 30 septembre 2007, contre 788,3 millions de dollars au 31 décembre 2006. De plus, la société compte un certain nombre de garanties illimitées. Si des obligations existent réellement aux termes des garanties de rendement au 30 septembre 2007, elles sont incluses dans les crédettes 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.

#### **Fonds de roulement**

Pour les trois terminés le 30 septembre 2007, le déficit du fonds de roulement de 6,3 millions de dollars découle du fait que nous n'avons reçu que les produits de deux mois aux termes des CAÉ en raison de la date des paiements contractuels prévus, en partie contrebalancé par le calendrier des paiements des crédettes. Le 2 octobre 2007, nous avons reçu ces paiements de 87,3 millions de dollars, aux termes des contrats, lesquels seront compris dans les flux de trésorerie du quatrième trimestre.

### **CHANGEMENT CLIMATIQUE ET ENVIRONNEMENT**

La variété des combustibles utilisés pour produire de l'électricité ont tous une incidence sur l'environnement. Tandis que nous nous penchons sur notre stratégie portant sur les changements climatiques, qui comprend notamment un investissement dans des ressources d'énergie renouvelables comme le vent et l'hydroélectricité, nous croyons que les combustibles tels que le charbon et le gaz naturel continueront de jouer un rôle important pour répondre aux besoins énergétiques futurs. Par conséquent, pendant que nous poursuivons nos recherches sur la technologie du charbon propre et d'autres technologies pour réduire l'incidence de nos activités de production d'électricité sur l'environnement, les modifications apportées aux lois environnementales actuelles ont, et continueront d'avoir, une incidence sur nos activités. Ces changements et les changements prévus sur les marchés que nous exploitons sont présentés ci-dessous.

Entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2007, la *Climate Change and Emissions Management Amendment Act* (modification de la *Loi sur les changements climatiques et la gestion des émissions*) de l'Alberta a été promulguée. En vertu de cette loi, les seuils initiaux et les objectifs concernant les volumes des émissions de gaz à effet de serre («GES») sont fixés individuellement pour chacune des centrales. La Loi exige une réduction du volume des émissions de carbone de 12 % par rapport au seuil initial établi le 31 décembre 2007. Les nouvelles centrales ou celles qui sont exploitées depuis moins de trois ans en sont exemptées; cependant, dès la quatrième année d'exploitation, le seuil initial de la centrale est établi et graduellement réduit au fil des ans jusqu'à la huitième année, où les émissions doivent se situer 12 % sous le seuil initial établi. Les émissions qui dépassent le seuil initial feront l'objet de charges exigibles annuellement. Les CAÉ relatifs aux centrales alimentées au charbon situées en Alberta contiennent des dispositions sur les «modifications des lois» qui devraient permettre de recouvrer la plupart des coûts d'observation auprès des clients des CAÉ. Compte tenu de cette possibilité de recouvrement, les coûts nets d'observation sont estimés à environ 3 millions de dollars pour 2007 et à 7 millions de dollars par année par la suite jusqu'à ce que nous soyons en mesure d'atteindre les objectifs d'émission de GES stipulés dans la Loi.

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. 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 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. 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 achevées 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.

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.

Nous poursuivons l'amélioration de nos procédés d'exploitation et nos investissements à nos centrales existantes afin de réduire l'incidence environnementale liée à la production d'électricité. De plus, nous saisissons toutes les occasions de réduire les émissions qui nous permettent également d'atteindre les objectifs fixés en matière d'émissions à un coût concurrentiel.

## **PERSPECTIVES**

### **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 en raison du commencement de l'exploitation commerciale de l'accroissement de la capacité de l'unité 4 à l'installation alimentée au charbon de Sundance. La production et la disponibilité au quatrième trimestre devraient augmenter en regard du troisième trimestre en raison d'une baisse des interruptions prévues.

### **Prix de l'électricité**

Pour les mois restants de 2007, les prix de l'électricité en Alberta devraient être plus solides étant donné qu'on s'attend à un hiver plus froid qu'à l'habitude. Les prix dans la région du nord-ouest du Pacifique devraient augmenter au quatrième trimestre sous l'effet de températures sous la normale. Les prix en Ontario devraient également grimper par rapport à 2006 en raison d'un resserrement de l'approvisionnement et d'un hiver plus froid.

Environ 12 % de la production de nos centrales alimentées au gaz et 2 % 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, 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.

### **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 pour les mois restants de l'exercice devraient être supérieurs d'environ 5 millions de dollars à ceux du quatrième trimestre de 2006. Le combustible à la centrale au charbon de Centralia est acheté auprès d'un fournisseur externe et devrait être comparable 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 inférieurs au cours du quatrième trimestre par rapport à ceux depuis le début de l'exercice en raison d'une diminution des activités d'entretien.

### Modification des estimations de certains éléments à la centrale au charbon de Centralia

À la suite de l'arrêt des activités minières à la mine de charbon Centralia, TransAlta obtient maintenant tout le charbon utilisé à la centrale au charbon de Centralia de différents fournisseurs choisis. La composition chimique et le contenu thermique du charbon livré par ces fournisseurs sont différents de celui en provenance de la mine de charbon Centralia. Auparavant, ce charbon de source externe était mélangé au charbon produit à l'interne pour maximiser la production du charbon de Centralia. Cependant, à la suite de la cessation des activités minières, le charbon produit à l'interne ne peut plus être ajouté; par conséquent, le charbon utilisé brûle à une température plus élevée et produit des cendres de composition différente. La chaudière et l'équipement servant à traiter les cendres à la centrale au charbon de Centralia ne sont actuellement pas conçus pour fonctionner de façon optimale à ces températures plus élevées ou pour produire le niveau actuel de cendres.

Pour les neuf premiers mois de 2007, les essais de combustion ont été menés pour établir les modifications nécessaires à apporter à l'équipement pour optimiser la consommation du charbon livré par les tiers. À la fin du troisième trimestre de 2007, un plan technique a été élaboré afin d'indiquer quelles composantes devaient être remplacées pour assurer une production maximale continue de la centrale au charbon de Centralia. Les modifications aux équipements auront lieu au cours des interruptions prévues en 2008 et 2009. Par conséquent, la vie utile estimée des pièces à remplacer au cours des interruptions prévues a été réduite, et cette modification des estimations de la vie utile sera constatée d'ici à ce que les travaux d'entretien connexes soient effectués.

Par conséquent, la dotation aux amortissements augmentera par rapport à la même période de 2006 de :

	2007		2008			2009	
	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2
Augmentation de l'amortissement	5,5	5,5	5,5	1,3	1,3	1,3	1,3

### 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 100 à 105 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 75 à 80 millions de dollars pour l'entretien planifié, comme l'indique le tableau ci-dessous :

	Charbon	Gaz et hydro- électricité	Total
Capitalisées	60 - 65 \$	15 - 20 \$	75 - 85 \$
Passées en charges	50 - 55 \$	0 - 5 \$	50 - 60 \$
	110 - 120 \$	15 - 25 \$	125 - 145 \$
GWh perdus	1 900 - 1 950	125 - 150	2 025 - 2 100

En 2007, nous prévoyons subir une perte d'environ 2 025 à 2 100 GWh de production en raison de l'entretien planifié. Aucune activité d'entretien planifié importante n'est prévue à nos installations du Mexique en 2007.

### **Dépenses de croissance**

Pour 2007, les dépenses en immobilisations de croissance devraient se situer entre 210 et 220 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 Keephills 3 et de Kent Hills. Ce montant a reculé comparativement au montant estimé à la fin du deuxième trimestre en raison du calendrier des dépenses à Keephills 3. 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. Pour l'exercice 2007, nous prévoyons nous situer dans la partie inférieure de cette fourchette.

### **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 pour la plupart des produits libellés en devises.

### **Intérêts débiteurs nets**

Les intérêts débiteurs nets pour le quatrième trimestre devraient être plus élevés qu'au troisième trimestre en raison du dénouement d'un swap de taux au troisième trimestre. Cependant, la variation des taux d'intérêt et 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.

## **OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES**

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.

## **Modifications comptables futures**

### **Informations concernant le capital et Instruments financiers – informations à fournir et présentation**

Le 1<sup>er</sup> 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». Ces nouvelles normes entreront en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> 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.

L'incidence de ces nouvelles normes sur nos états financiers est actuellement à l'étude.

### **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.

L'incidence de ces nouvelles normes sur nos états financiers est actuellement à l'étude.

## **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 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
<b>Marge brute</b>	<b>375,5 \$</b>	353,9 \$	<b>1 109,1 \$</b>	1 087,0 \$
<b>Charges d'exploitation</b>	<b>(246,7)</b>	(255,7)	<b>(751,5)</b>	(759,1)
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>128,8</b>	98,2	<b>357,6</b>	327,9
Perte (gain) de change	1,1	3,0	5,6	1,2
Intérêts débiteurs nets	(28,6)	(47,6)	(101,6)	(126,1)
Gain à la vente d'équipement	3,4	-	15,1	-
Quote-part des résultats des sociétés satellites	(3,2)	(1,4)	(14,2)	(0,4)
<b>Bénéfice avant les participations sans contrôle et les impôts sur les bénéfices</b>	<b>101,5</b>	52,2	<b>262,5</b>	202,6
Participations sans contrôle	12,2	13,2	34,0	36,1
<b>Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices</b>	<b>89,3</b>	39,0	<b>228,5</b>	166,5
Charge (recouvrement) d'impôts	23,4	3,7	49,2	(24,4)
<b>Bénéfice net</b>	<b>65,9 \$</b>	35,3 \$	<b>179,3 \$</b>	190,9 \$

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. 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, ainsi que l'incidence de la variation du taux d'imposition, du calcul du bénéfice aux fins de comparaison. Nous avons également exclu les gains réalisés à la vente des actifs de la mine de charbon Centralia anciennement exploitée puisque nous n'avons pas l'habitude de céder des immobilisations corporelles aussi importantes.

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
<b>Bénéfice aux fins de comparaison</b>	<b>63,6 \$</b>	35,3 \$	<b>161,7 \$</b>	141,8 \$
Vente d'actifs de la centrale de Centralia	2,3	-	9,9	-
Variation du taux d'imposition	-	-	7,7	55,3
Dépréciation des turbines, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	(6,2)
<b>Bénéfice net</b>	<b>65,9 \$</b>	35,3 \$	<b>179,3 \$</b>	190,9 \$
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période</b>	<b>202,8</b>	201,1	<b>202,6</b>	200,3
<b>Résultat par action aux fins de comparaison</b>	<b>0,32 \$</b>	0,18 \$	<b>0,80 \$</b>	0,71 \$

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 au troisième trimestre de 2007 ont été inclus au calcul des flux de trésorerie disponibles parce que le calendrier de règlement dépend de certains congés civils au cours du mois de septembre et ce changement lié au calendrier ne survient pas fréquemment. Pour les neuf mois terminés, il n'y a eu aucune incidence puisque nous avons des produits des CAÉ sur neuf mois.

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 72,7 millions de dollars que nous avons investis dans des projets de croissance au cours du troisième trimestre de 2007. Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, nous avons investi 145,3 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 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Flux de trésorerie d'exploitation	155,3 \$	144,8 \$	654,7 \$	411,9 \$
Plus (moins) :				
Dépenses en immobilisations relatives au maintien	(116,2)	(55,3)	(237,4)	(153,2)
Dividendes sur actions ordinaires	(49,6)	(34,1)	(154,3)	(100,1)
Distribution aux participations sans contrôle des filiales	(22,6)	(18,0)	(63,1)	(52,1)
Remboursement de la dette sans recours	(11,2)	(8,2)	(32,5)	(33,7)
Calendrier des paiements contractuels prévus du troisième trimestre de 2007	87,3	-	-	-
Frais de fermeture de Centralia	-	-	24,2	-
Flux de trésorerie des placements en titres de capitaux propres	2,7	(18,7)	10,5	(10,5)
Flux de trésorerie disponibles	45,7 \$	10,5 \$	202,1 \$	62,3 \$

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.

#### PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

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

	T4 2006	T1 2007 (retraité)	T2 2007	T3 2007
Produits	779,8 \$	709,9 \$	665,5 \$	711,6 \$
Bénéfice net (perte nette)	(146,0)	56,2	57,2	65,9
Résultat de base par action ordinaire	(0,72)	0,28	0,28	0,33
Résultat dilué par action ordinaire	(0,72)	0,28	0,28	0,33

	T4 2005	T1 2006	T2 2006	T3 2006
Produits	810,1 \$	733,7 \$	599,0 \$	684,0 \$
Bénéfice net	59,9	69,2	86,4	35,3
Résultat de base par action ordinaire	0,30	0,35	0,43	0,18
Résultat dilué par action ordinaire	0,30	0,35	0,43	0,18

#### 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 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. Par conséquent, 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 le bénéfice net constaté dans les états financiers précédemment publiés au premier trimestre a été 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 ont été 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 a été de 0,28 \$ l'action, comparativement au résultat d'origine 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'a pas été 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 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 attesté que, au 30 septembre 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 se trouvent sur SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

## **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 et les hypothèses 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 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
<b>Produits (note 1)</b>	<b>711,6 \$</b>	656,0 \$	<b>1 991,8 \$</b>	1 925,6 \$
Combustible et achats d'électricité (note 1)	(336,1)	(302,1)	(882,7)	(838,6)
<b>Marge brute</b>	<b>375,5</b>	353,9	<b>1 109,1</b>	1 087,0
Exploitation, entretien et administration	142,5	147,2	437,1	435,7
Amortissement (note 1)	99,5	103,6	298,9	307,4
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	4,7	4,9	15,5	16,0
<b>Charges d'exploitation</b>	<b>246,7</b>	255,7	<b>751,5</b>	759,1
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>128,8</b>	98,2	<b>357,6</b>	327,9
Gain de change	1,1	3,0	5,6	1,2
Gain à la vente d'équipement (note 7)	3,4	-	15,1	-
Intérêts débiteurs nets (note 6)	(28,6)	(47,6)	(101,6)	(126,1)
Quote-part des résultats des sociétés satellites (note 8)	(3,2)	(1,4)	(14,2)	(0,4)
<b>Bénéfice avant participations sans contrôle et les impôts sur les bénéfices</b>	<b>101,5</b>	52,2	<b>262,5</b>	202,6
Participations sans contrôle	12,2	13,2	34,0	36,1
<b>Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices</b>	<b>89,3</b>	39,0	<b>228,5</b>	166,5
Charge (recouvrement) d'impôts (note 12)	23,4	3,7	49,2	(24,4)
<b>Bénéfice net</b>	<b>65,9 \$</b>	35,3 \$	<b>179,3 \$</b>	190,9 \$
<b>Bénéfices non répartis</b>				
<b>Solde d'ouverture</b>	<b>722,0</b>	921,7	<b>710,0</b>	866,1
Dividendes sur actions ordinaires	(50,6)	(50,4)	(152,0)	(150,4)
Actions annulées en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires (note 2)	(18,8)	-	(18,8)	-
<b>Solde de fermeture</b>	<b>718,5 \$</b>	906,6 \$	<b>718,5 \$</b>	906,6 \$
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation durant la période</b>	<b>202,8</b>	201,1	<b>202,6</b>	200,3
<b>Résultat net par action, de base et dilué</b>	<b>0,33 \$</b>	0,18 \$	<b>0,88 \$</b>	0,95 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

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

Non vérifié	Trois mois terminés le 30 septembre 2007	Trois mois terminés le 30 septembre 2006	Neuf mois terminés le 30 septembre 2007	Neuf mois terminés le 30 septembre 2006
<b>Bénéfice net</b>	<b>65,9 \$</b>	35,3 \$	<b>179,3 \$</b>	190,9 \$
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>				
(Pertes) gains à la conversion de l'actif net des établissements étrangers autonomes	<b>(62,0)</b>	7,6	<b>(166,1)</b>	(36,0)
Gains (pertes) sur instruments financiers désignés comme couvertures des établissements étrangers autonomes	<b>66,8</b>	(3,6)	<b>190,4</b>	41,2
Recouvrement d'impôts	<b>(12,2)</b>	-	<b>(33,5)</b>	(4,2)
	<b>54,6</b>	(3,6)	<b>156,9</b>	37,0
<b>Gains (pertes) à la conversion des établissements étrangers autonomes</b>	<b>(7,4)</b>	4,0	<b>(9,2)</b>	1,0
Gains (pertes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	<b>139,4</b>	-	<b>(105,9)</b>	-
Charge (recouvrement) d'impôts	<b>(51,6)</b>	-	<b>30,0</b>	-
<b>Gains (pertes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie</b>	<b>87,8</b>	-	<b>(75,9)</b>	-
Gains sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie des périodes précédentes transférés dans le résultat net au cours de la période considérée	<b>11,3</b>	-	<b>13,3</b>	-
Recouvrement d'impôts	<b>(0,5)</b>	-	<b>(5,2)</b>	-
	<b>10,8</b>	-	<b>8,1</b>	-
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	<b>91,2</b>	4,0	<b>(77,0)</b>	1,0
<b>Résultat étendu</b>	<b>157,1 \$</b>	39,3 \$	<b>102,3 \$</b>	191,9 \$

*Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.*

**TRANSALTA CORPORATION**  
**BILANS CONSOLIDÉS**  
(en millions de dollars canadiens)

Non vérifié	30 septembre 2007	31 décembre 2006
<b>ACTIF</b>		<i>(retraité, note 1)</i>
<b>Actif à court terme</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	59,8 \$	65,6 \$
Débiteurs	511,3	618,3
Charges payées d'avance	17,8	9,1
Actifs de gestion du risque (notes 1, 3 et 4)	128,9	72,2
Actifs d'impôts futurs	42,3	25,8
Impôts sur les bénéfices à recevoir	47,1	47,6
Stocks	36,8	53,0
Tranche à court terme des autres actifs (note 1)	-	5,4
	<b>844,0</b>	<b>897,0</b>
<b>Liquidités soumises à restrictions (note 5)</b>	<b>261,5</b>	<b>347,8</b>
<b>Placements (note 8)</b>	<b>159,9</b>	<b>154,5</b>
<b>Créances à long terme (note 9)</b>	<b>31,9</b>	<b>32,2</b>
<b>Immobilisations corporelles</b>		
Coût	8 457,3	8 190,1
Amortissement cumulé	(3 434,0)	(3 148,2)
	<b>5 023,3</b>	<b>5 041,9</b>
<b>Actifs destinés à être vendus, montant net (note 7)</b>	<b>41,1</b>	<b>109,8</b>
<b>Écart d'acquisition (note 10)</b>	<b>126,7</b>	<b>137,5</b>
<b>Actifs incorporels</b>	<b>224,1</b>	<b>292,1</b>
<b>Actifs d'impôts futurs</b>	<b>315,2</b>	<b>294,0</b>
<b>Actifs de gestion du risque (notes 1, 3 et 4)</b>	<b>95,1</b>	<b>65,1</b>
<b>Autres actifs (notes 1 et 4)</b>	<b>91,2</b>	<b>88,2</b>
<b>Total de l'actif</b>	<b>7 214,0 \$</b>	<b>7 460,1 \$</b>
<b>PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>		
<b>Passif à court terme</b>		
Dettes à court terme (note 3)	421,0 \$	361,9 \$
Créditeurs et charges à payer	461,3	441,9
Passifs de gestion du risque (notes 1, 3 et 4)	125,5	32,4
Charge d'impôts	11,3	22,3
Passifs d'impôts futurs	14,0	19,9
Dividendes à verser	49,2	51,5
Crédits reportés et autres passifs à court terme (notes 1 et 9)	57,4	48,5
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, avec recours (notes 3 et 6)	321,3	205,0
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, sans recours (notes 3 et 6)	34,1	44,7
Titres privilégiés (note 6)	-	175,0
	<b>1 495,1</b>	<b>1 403,1</b>
<b>Dettes à long terme, avec recours (notes 3 et 6)</b>	<b>1 504,2</b>	<b>1 681,5</b>
<b>Dettes à long terme, sans recours (notes 3 et 6)</b>	<b>227,9</b>	<b>289,6</b>
<b>Crédits reportés et autres passifs à long terme (notes 1 et 9)</b>	<b>342,6</b>	<b>410,4</b>
<b>Passifs d'impôts futurs</b>	<b>681,8</b>	<b>698,6</b>
<b>Passifs de gestion du risque (notes 1, 3 et 4)</b>	<b>266,3</b>	<b>14,0</b>
<b>Participations sans contrôle</b>	<b>506,0</b>	<b>535,0</b>
<b>Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires</b>		
Actions ordinaires (notes 2 et 13)	1 790,4	1 782,4
Bénéfices non répartis (note 2)	718,5	710,0
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 2)	(318,8)	(64,5)
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>2 190,1</b>	<b>2 427,9</b>
<b>Total du passif et des capitaux propres</b>	<b>7 214,0 \$</b>	<b>7 460,1 \$</b>
<b>Éventualités (notes 14 et 15)</b>		
<b>Engagements (notes 4, 16 et 17)</b>		

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 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
<b>Activités d'exploitation</b>				
Bénéfice net	65,9 \$	35,3 \$	179,3 \$	190,9 \$
Amortissement (note 10)	102,2	111,5	302,2	328,9
Gain à la vente d'actifs (note 7)	(3,4)	-	(15,1)	-
Participations sans contrôle	12,2	13,2	34,0	36,1
Augmentation due à la désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 9)	7,4	5,5	19,3	16,5
Coûts réglés de mise hors service d'immobilisations (note 9)	(16,7)	(17,2)	(24,2)	(19,0)
Impôts futurs	1,6	(15,8)	(0,1)	(53,1)
Pertes latentes (gains latents) découlant des activités de gestion du risque	(6,7)	(1,4)	32,9	(1,8)
Gain de change	(1,1)	(3,0)	(5,6)	(1,2)
Quote-part des résultats des sociétés satellites (note 8)	3,2	1,4	14,2	0,4
Autres éléments hors caisse	(2,7)	1,3	(5,0)	3,4
	161,9	130,8	531,9	501,1
Variation des soldes hors caisse du fonds de roulement liés à l'exploitation	(6,6)	14,0	122,8	(89,2)
<b>Flux de trésorerie d'exploitation</b>	<b>155,3</b>	<b>144,8</b>	<b>654,7</b>	<b>411,9</b>
<b>Activités d'investissement</b>				
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(188,9)	(66,2)	(382,7)	(164,1)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles (note 7)	16,1	11,1	39,4	20,3
Placements en titres de capitaux propres (note 8)	(0,5)	(18,7)	(19,6)	(10,5)
Liquidités soumises à restrictions (note 5)	7,3	0,6	43,9	(0,2)
Acquisition de l'installation hydroélectrique de Waiuku	-	-	-	(1,2)
Gain réalisé sur les instruments financiers	-	(3,9)	-	60,7
Produit de la vente de placements à long terme	-	-	-	3,0
Divers	(0,6)	1,0	(1,4)	(1,1)
<b>Flux de trésorerie d'investissement</b>	<b>(166,6)</b>	<b>(76,1)</b>	<b>(320,4)</b>	<b>(93,1)</b>
<b>Activités de financement</b>				
Augmentation de la dette à court terme	92,1	37,8	59,8	124,1
Émission nette (remboursement) de la dette à long terme (note 6)	18,7	(11,6)	(5,0)	(283,8)
Dividendes versés sur actions ordinaires	(49,6)	(34,1)	(154,3)	(100,1)
Rachat de titres privilégiés (note 6)	-	-	(175,0)	-
Fonds versés aux fins de rachat d'actions ordinaires en vertu de l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des affaires (note 2)	(26,8)	-	(26,8)	-
Produit net de l'émission d'actions ordinaires (note 13)	4,3	2,5	14,4	8,5
Distributions aux participations sans contrôle de filiales	(22,6)	(18,0)	(63,1)	(52,1)
Divers	(2,0)	-	(2,0)	-
Réduction (augmentation) des avances à TransAlta Énergie	1,3	(1,8)	3,5	1,0
<b>Flux de trésorerie de financement</b>	<b>15,4</b>	<b>(25,2)</b>	<b>(348,5)</b>	<b>(302,4)</b>
<b>Flux de trésorerie d'exploitation, d'investissement et de financement</b>	<b>4,1</b>	<b>43,5</b>	<b>(14,2)</b>	<b>16,4</b>
<b>Incidence de la conversion des liquidités en devises</b>	<b>2,6</b>	<b>0,3</b>	<b>8,4</b>	<b>3,1</b>
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>6,7</b>	<b>43,8</b>	<b>(5,8)</b>	<b>19,5</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période</b>	<b>53,1</b>	<b>55,0</b>	<b>65,6</b>	<b>79,3</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période</b>	<b>59,8 \$</b>	<b>98,8 \$</b>	<b>59,8 \$</b>	<b>98,8 \$</b>
Impôts payés au comptant	24,8 \$	(1,0) \$	61,8 \$	23,1 \$
Intérêts payés au comptant	11,6 \$	24,7 \$	89,0 \$	113,4 \$

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.

#### **Dotation aux amortissements**

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, nous avons comptabilisé 2,1 millions de dollars au cours du troisième trimestre et 6,5 millions de dollars pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2006 de charges de combustible liées à la charge de désactualisation engagée à la mine Centralia.

#### **Modification des estimations de certains éléments à la centrale au charbon de Centralia**

À la suite de l'arrêt des activités minières à la mine de charbon Centralia, TransAlta obtient maintenant tout le charbon utilisé à la centrale au charbon de Centralia de différents fournisseurs choisis. La composition chimique et le contenu thermique du charbon livré par ces fournisseurs sont différents de celui en provenance de la mine de charbon Centralia. Auparavant, ce charbon de source externe était mélangé au charbon produit à l'interne pour maximiser la production du charbon de Centralia. Cependant, à la suite de la cessation des activités minières, le charbon produit à l'interne ne peut plus être ajouté; par conséquent, le charbon utilisé brûle à une température plus élevée et produit des cendres de composition différente. La chaudière et l'équipement servant à traiter les cendres à la centrale au charbon de Centralia ne sont actuellement pas conçus pour fonctionner de façon optimale à ces températures plus élevées ou pour produire le niveau actuel de cendres.

Pour les neuf premiers mois de 2007, les essais de combustion ont été menés pour établir les modifications nécessaires à apporter à l'équipement pour optimiser la consommation du charbon livré par les tiers. À la fin du troisième trimestre de 2007, un plan technique a été élaboré afin d'indiquer quelles composantes devaient être remplacées pour assurer une production maximale continue de la centrale au charbon de Centralia. Les modifications aux équipements auront lieu au cours des interruptions prévues en 2008 et 2009. Par conséquent, la vie utile estimée des pièces à remplacer au cours des interruptions prévues a été réduite, et cette modification des estimations de la vie utile sera constatée d'ici à ce que les travaux d'entretien connexes soient effectués.



Par conséquent, la dotation aux amortissements augmentera par rapport à la même période de 2006 de :

	2007		2008		2009		
	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2
Augmentation de l'amortissement	5,5	5,5	5,5	1,3	1,3	1,3	1,3

### Présentation des marges brutes

Auparavant, nous présentions, selon les montants bruts, les produits, et les charges qui s'y rattachent, des contrats réglés sur le marché au comptant en temps réel. Cependant, tous ces contrats sont détenus à des fins de négociation, sans tenir compte des marchés dans lesquels ils ont été réglés. Par conséquent, nous avons conclu qu'il serait plus représentatif des activités de négociations réelles du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation de présenter les résultats de ces contrats selon le montant net, conformément à l'Emerging Issues Task Force (EITF 02-3) du FASB, *Issues Involved in Accounting for Derivative Contracts Held for Trading Purposes and Contracts Involved in Energy Trading and Risk Management Activities*.

Les soldes des exercices précédents ont été reclassés pour les rendre conformes à la présentation de l'exercice en cours, tel qu'il est présenté ci-dessous. Les soldes de l'exercice en cours ont été dressés dans le tableau suivant au moyen des méthodes antérieurement décrites à titre informatif seulement.

	Trois mois terminés le		Neuf mois terminés le	
	30 septembre 2007	30 septembre 2006	30 septembre 2007	30 septembre 2006
Produits	770,1 \$	684,0 \$	2 145,5 \$	2 016,7 \$
Acquisitions aux fins de transaction	(58,5)	(28,0)	(153,7)	(91,1)
Bénéfice net	711,6 \$	656,0 \$	1 991,8 \$	1 925,6 \$

### Comptabilisation des crédits et des provisions relatifs aux émissions

Entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2007, la *Climate Change and Emissions Management Amendment Act* (modification de la *Loi sur les changements climatiques et la gestion des émissions*) de l'Alberta a été promulguée. La Loi établit un seuil d'émission initial individuellement pour chacune des centrales, et les émissions qui dépassent ce seuil feront l'objet d'une surcharge. En raison des changements importants dans les produits et les coûts des marchandises vendues découlant des coûts d'observation des nouvelles exigences en matière d'émissions de carbone, TransAlta a modifié sa convention comptable des crédits et des provisions relatifs aux émissions comme suit :

Les crédits relatifs aux émissions achetés sont initialement comptabilisés dans le bilan au coût historique et, par la suite, au moindre du coût moyen pondéré et de la valeur de réalisation nette. Les provisions accordées à TransAlta ou générées à l'interne ne sont pas comptabilisées. TransAlta constate le passif au titre des émissions dans le bilan selon les meilleures estimations du montant requis pour régler notre obligation excédant les plafonds et les cibles établis par le gouvernement. Dans la mesure où les coûts d'observation sont recouvrables aux termes de contrats conclus avec des tiers, ces montants sont constatés dans les produits lorsqu'ils sont recouverts.

Les négociations pour compte de provisions relatives aux émissions qui répondent à la définition d'un dérivé sont constatées au moyen de la comptabilisation à la juste valeur. Autrement, elles sont constatées au moyen de la méthode de la comptabilité d'exercice.

## Principales modifications de conventions comptables

### Instruments financiers

Le 1<sup>er</sup> 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.

Le chapitre 3861 présente les exigences en matière de présentation conçues pour aider les utilisateurs des états financiers à mieux comprendre l'importance des instruments financiers par rapport à la situation financière, à la performance et aux flux de trésorerie d'une entité. Les exigences en matière de présentation établies dans ce chapitre ont été adoptées aux fins de la présentation des instruments financiers et de l'information connexe.

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 du résultat étendu dans ses états financiers consolidés intermédiaires. L'ensemble des autres éléments du résultat étendu est présenté dans le Cumul des autres éléments du résultat étendu, 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 – 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) \$

### 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 constatés dans le bilan consolidé lorsque la société devient 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 tranche 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.

Les actifs et passifs financiers désignés comme détenus à des fins de transaction sont surtout liés au secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation.

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 variations de la juste valeur 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<sup>er</sup> 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).

Les rajustements transitoires suivants ont été comptabilisés 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, 64,5 millions de dollars de gains de change nets, qui étaient auparavant présentés comme un élément distinct dans les capitaux propres, ont été reclassés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu. Cet ajustement a été appliqué rétroactivement et reclassé dans l'état 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<sup>er</sup> janvier 2007, et sa mise en œuvre n'a pas d'incidence importante sur la situation financière consolidée ou nos résultats d'exploitation consolidés.

### **Modifications comptables futures**

#### **Informations concernant le capital et Instruments financiers – informations à fournir et présentation**

Le 1<sup>er</sup> 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». Ces nouvelles normes entreront en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> 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.

L'incidence de ces nouvelles normes sur nos états financiers est actuellement à l'étude.

## 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 utilisateurs 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 des principes comptables 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.

L'incidence de ces nouvelles normes sur nos états financiers est actuellement à l'étude.

## 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 neuf mois terminés le 30 septembre 2007	-	179,3	-	179,3
Actions ordinaires émises (dividendes déclarés)	16,0	(152,0)	-	(136,0)
Actions rachetées en vertu de l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités	(8,0)	(18,8)	-	(26,8)
Gains et pertes latents à la conversion des états financiers des établissements étrangers autonomes	-	-	(9,2)	(9,2)
Gains et pertes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	-	-	(75,9)	(75,9)
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	-	-	8,1	8,1
<b>Solde au 30 septembre 2007</b>	<b>1 790,4 \$</b>	<b>718,5 \$</b>	<b>(318,8) \$</b>	<b>2 190,1 \$</b>

### Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Le 11 septembre 2007, TransAlta a annoncé le prolongement de son offre publique de rachat dans le cours normal de ses activités. La société peut racheter jusqu'à 20,2 millions de dollars de ses actions ordinaires ou environ 10 % des 202,0 millions d'actions ordinaires émises et en circulation au 23 avril 2007 à des fins d'annulation. L'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de 2007 a commencé le 3 mai 2007 et se poursuivra jusqu'au 2 mai 2008. Les rachats seront effectués librement sur la Bourse de Toronto à la valeur du marché de ces actions au moment du rachat.

Pour les trois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, TransAlta a acheté 903 600 actions au prix moyen de 29,65 \$ l'action. Ce prix d'achat dépassait la moyenne pondérée de la valeur comptable d'une action de 8,83 \$ l'action, entraînant une réduction des bénéfices non répartis de 18,8 millions de dollars.

Neuf mois terminés le 30 septembre 2007

Total des actions rachetées (en millions)	0,9
Prix moyen par action	29,65 \$
Montant payé au comptant total (en millions)	26,8 \$
Valeur comptable moyenne pondérée des actions annulées	8,0
Réduction des bénéfices non répartis (en millions)	18,8 \$

### 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, la société regarde 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, la société utilise des paramètres d'entrée qui ne reposent pas sur des facteurs de marché observables, et estime 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 aux justes valeurs au 30 septembre 2007 et au 31 décembre 2006, pour certains instruments financiers :

#### Valeur comptable et juste valeur des instruments financiers au 30 septembre 2007

	Classés comme détenus à des fins de transaction	Selon le bilan consolidé	Juste valeur totale
<b>Actifs de gestion du risque</b>			
- À court terme	128,9 \$	128,9 \$	128,9 \$
- À long terme	95,1	95,1	95,1
<b>Total des actifs de gestion du risque</b>	<b>224,0 \$</b>	<b>224,0 \$</b>	<b>224,0 \$</b>
<b>Passifs de gestion du risque</b>			
- À court terme	125,5 \$	125,5 \$	125,5 \$
- À long terme	266,3	266,3	266,3
<b>Total des passifs de gestion du risque</b>	<b>391,8 \$</b>	<b>391,8 \$</b>	<b>391,8 \$</b>

TransAlta a adopté les chapitres 1530, 3855 et 3865 rétroactivement moyennant un rajustement du solde d'ouverture du cumul des autres éléments du résultat étendu avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2007.

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

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

<sup>1</sup> Les écarts entre la juste valeur et la valeur comptable découlent des couvertures de flux de trésorerie qui n'avaient pas été constatées auparavant, mais qui ont été comptabilisées conformément au chapitre 3865.

**b) Activités de couverture**

Des instruments dérivés et non dérivés sont utilisés afin de gérer le 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 ses propres risques, la société établit 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**

Les swaps de taux d'intérêt sont utilisés afin de couvrir l'exposition aux variations de juste valeur d'un instrument à taux d'intérêt fixe occasionnées par les variations des taux d'intérêt. Des contrats de change sont également utilisés 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 les trois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, la partie inefficace des couvertures de juste valeur comptabilisée dans les intérêts débiteurs a représenté une perte latente avant impôts et taxes de néant.

**Couvertures de flux de trésorerie**

Des contrats de vente et d'achat à terme, ainsi que des contrats de change, sont utilisés 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 septembre 2007, un gain latent avant impôts et taxes de 139,4 millions de dollars a été comptabilisé dans les autres éléments du résultat étendu à hauteur de la partie efficace des couvertures de flux de trésorerie, et un gain latent de 11,4 millions de dollars a été reclassé en résultat net. Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, une perte latente avant impôts et taxes de 105,9 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 un gain latent de 13,3 millions de dollars a été reclassé en résultat net. Aucune perte latente nette n'a été inscrite en résultat à l'égard de la partie inefficace.

Au 30 septembre 2006, les couvertures de flux de trésorerie des ventes prévues et des achats prévus pour les installations de production de la société ont entraîné la constatation d'un gain latent après impôts et taxes dans les autres éléments du résultat étendu de 142,4 millions de dollars.



Au cours des 12 prochains mois, la société estime que 36,0 millions de dollars de pertes après impôts et taxes seront reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu aux 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

Les contrats de change et les passifs libellés en devises sont utilisés 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. Des charges libellées en devises sont également utilisées pour aider à gérer le risque de change sur les bénéfices tirés des établissements étrangers autonomes.

Pour les trois mois terminés le 30 septembre 2007, la perte nette de 7,4 millions de dollars (un gain de 4,0 millions de dollars pour la période correspondante de 2006), et pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, la perte nette de 9,2 millions de dollars (un gain de 1,0 million de dollars pour la période correspondante de 2006) liées à l'investissement net dans des établissements étrangers ont été constatées 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 septembre 2007

(en milliers de dollars)	Couvertures de juste valeur	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures d'investissements nets	Non désignés dans une relation de couverture	Total
Actifs financiers					
Instruments dérivés	9,5 \$	5,9 \$	166,1 \$	42,5 \$	224,0 \$
Passifs financiers					
Instruments dérivés	(5,3) \$	(336,5) \$	(0,9) \$	(49,1) \$	(391,8) \$

La dette libellée en dollars américains ayant une valeur nominale de 600 millions de dollars américains a été désignée dans le cadre de la couverture de nos établissements étrangers autonomes.

#### 4. ACTIFS ET PASSIFS DE GESTION DU RISQUE

Les 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 liées aux contrats 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 – Totaux	30 septembre 2007			31 décembre 2006		
	Opérations sur les produits énergétiques		Total	Opérations sur les produits énergétiques		Total
	Autres			Autres		
Actifs de gestion du risque						
- À court terme	41,4 \$	87,5 \$	128,9 \$	61,0 \$	11,2 \$	72,2 \$
- À long terme	0,6	94,5	95,1	21,9	43,2	65,1
Passifs de gestion du risque						
- À court terme	(108,2)	(17,3)	(125,5)	(30,3)	(2,1)	(32,4)
- À long terme	(243,9)	(22,4)	(266,3)	(1,0)	(13,0)	(14,0)
<b>Actifs (passifs) nets de gestion du risque en cours</b>	<b>(310,1) \$</b>	<b>142,3 \$</b>	<b>(167,8) \$</b>	<b>51,6 \$</b>	<b>39,3 \$</b>	<b>90,9 \$</b>

### 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 septembre 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	4,2 \$	37,2 \$	41,4 \$	61,0 \$
- À long terme	(1,8)	2,4	0,6	21,9
Passifs de gestion du risque				
- À court terme	(77,6)	(30,6)	(108,2)	(30,3)
- À long terme	(243,1)	(0,8)	(243,9)	(1,0)
<b>Actifs (passifs) nets de gestion du risque en cours</b>	<b>(318,3) \$</b>	<b>8,2 \$</b>	<b>(310,1) \$</b>	<b>51,6 \$</b>

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 neuf mois terminés le 30 septembre 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 (passifs) de gestion du risque en cours au 31 décembre 2006 – déjà présenté	- \$	- \$	52,7 \$	(1,1) \$	51,6 \$
Passifs nets de gestion du risque en cours au 31 décembre 2006 – à la juste valeur <sup>1</sup>	(253,0)	(19,8)	52,7	(1,1)	(221,2)
Contrats réalisés, amortis ou réglés au cours de la période	23,8	2,7	(30,2)	(2,6)	(6,3)
Variation de valeur attribuable à la variation du cours du marché et autres changements survenus sur le marché	(52,7)	(8,8)	5,5	(1,9)	(57,9)
Nouveaux contrats conclus au cours de la période considérée	(9,6)	-	(6,3)	5,6	(10,3)
Variation du cours des devises	(18,2)	-	3,7	0,1	(14,4)
Variation de valeur attribuable à certains contrats devenus inadmissibles à la comptabilité de couverture	17,3	-	(17,3)	-	-
<b>Actifs (passifs) nets de gestion du risque en cours au 30 septembre 2007 – à la juste valeur</b>	<b>(292,4) \$</b>	<b>(25,9) \$</b>	<b>8,1 \$</b>	<b>0,1 \$</b>	<b>(310,1) \$</b>

<sup>1</sup> Par suite de l'adoption de 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 années civiles suivantes et par la suite se présente comme suit :

	2007	2008	2009	2010	2011	2012 et par la suite	Total
<b>Couvertures</b>							
Juste valeur selon le cours du marché	(8,7) \$	(100,7) \$	(110,0) \$	(59,4) \$	(12,0) \$	(1,6) \$	(292,4) \$
Juste valeur selon les modèles	(1,4)	(6,5)	(8,2)	(7,4)	(2,4)	-	(25,9) \$
	<b>(10,1) \$</b>	<b>(107,2) \$</b>	<b>(118,2) \$</b>	<b>(66,8) \$</b>	<b>(14,4) \$</b>	<b>(1,6) \$</b>	<b>(318,3) \$</b>
<b>Éléments autres que de couverture</b>							
Juste valeur selon le cours du marché	3,5 \$	4,4 \$	0,2 \$	- \$	- \$	- \$	8,1 \$
Juste valeur selon les modèles	(1,3)	1,3	0,1	-	-	-	0,1 \$
	<b>2,2 \$</b>	<b>5,7 \$</b>	<b>0,3 \$</b>	<b>- \$</b>	<b>- \$</b>	<b>- \$</b>	<b>8,2 \$</b>
<b>Grand total</b>	<b>(7,9) \$</b>	<b>(101,5) \$</b>	<b>(117,9) \$</b>	<b>(66,8) \$</b>	<b>(14,4) \$</b>	<b>(1,6) \$</b>	<b>(310,1) \$</b>

La position de négociation pour compte propre à prix fixe de la société au 30 septembre 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 septembre 2007	19 836	87 984	1 854	713	4
Payeur de prix fixe, notionnel, 31 décembre 2006	13 944	20 289	1 479	-	-
Receveur de prix fixe, notionnel, 30 septembre 2007	19 572	98 143	-	728	17
Receveur de prix fixe, notionnel, 31 décembre 2006	21 536	26 231	-	-	-
Durée maximale en mois, 30 septembre 2007	24	13	79	26	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 septembre 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	84,6 \$	2,9 \$	87,5 \$	11,2 \$
- À long terme	94,5	-	94,5	43,2
Passifs de gestion du risque				
- À court terme	(15,7)	(1,6)	(17,3)	(2,1)
- À long terme	(6,4)	(16,0)	(22,4)	(13,0)
<b>Actifs (passifs) nets de gestion du risque en cours</b>	<b>157,0 \$</b>	<b>(14,7) \$</b>	<b>142,3 \$</b>	<b>39,3 \$</b>

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 neuf mois terminés le 30 septembre 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 <sup>1</sup>	58,0	(10,3)	47,7
Contrats réalisés, amortis ou réglés au cours de la période	(5,7)	(0,1)	(5,8)
Variation de valeur attribuable aux variations du cours du marché et autres changements survenus sur le marché	91,8	(4,6)	87,2
Nouveaux contrats conclus au cours de la période considérée	12,9	0,3	13,2
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque au 30 septembre 2007 – à la juste valeur	157,0 \$	(14,7) \$	142,3 \$

<sup>1</sup> Par suite de l'adoption de 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 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.

## 5. LIQUIDITÉS SOUMISES À RESTRICTIONS

Les liquidités soumises à restrictions se composent principalement 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	(42,4)
Montant retourné à TransAlta	(43,9)
Solde au 30 juin 2007	261,5 \$

## 6. DETTE À LONG TERME ET INTÉRÊTS DÉBITEURS NETS

Encours	30 septembre 2007			31 décembre 2006		
	Juste valeur <sup>1</sup>	Coût	Intérêts <sup>2</sup>	Juste valeur	Coût	Intérêts <sup>2</sup>
Débetures échéant de 2007 à 2033	1 155,6 \$	1 146,1 \$	6,1 %	1 161,3 \$	1 146,4 \$	6,1 %
Billets de premier rang, 600,0 millions de dollars américains	595,5	600,8	6,3 %	683,6	693,2	6,3 %
Dette sans recours	262,1	262,1	7,7 %	334,3	334,3	7,7 %
Effets à payer – centrale de Windsor, échéant de 2007 à 2014	43,6	43,6	7,4 %	46,9	46,9	7,4 %
Obligation liée à un emprunt commercial	30,7	30,7	5,7 %	-	-	-
Titres privilégiés échéant en 2050	-	-	-	175,0	175,0	7,8 %
	2 087,5	2 083,3		2 401,1	2 395,8	
Moins la tranche à court terme	(355,4)	(355,4)		(424,7)	(424,7)	
	1 732,1 \$	1 727,9 \$		1 976,4 \$	1 971,1 \$	

<sup>1</sup> Les débetures et les billets à la juste valeur sont actuellement utilisés comme couverture d'investissements nets.

<sup>2</sup> Taux moyen pondéré par l'encours du capital compte non tenu de l'incidence 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 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Intérêts sur la dette à long terme	35,6 \$	41,1 \$	111,0 \$	109,9 \$
Intérêts sur la dette à court terme	6,4	4,1	18,9	10,3
Intérêts sur les titres privilégiés	-	3,4	-	10,2
Intérêts créditeurs	(11,8)	(1,0)	(26,1)	(4,3)
Intérêts capitalisés	(1,6)	-	(2,2)	-
<b>Intérêts débiteurs nets</b>	<b>28,6 \$</b>	<b>47,6 \$</b>	<b>101,6 \$</b>	<b>126,1 \$</b>

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 Keepphills 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 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 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 troisième trimestre de 2007, du matériel ayant une valeur comptable nette de 12,7 millions de dollars a été vendu pour un produit de 16,1 millions de dollars; le reste de ces actifs devrait être vendu en 2007. Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, du matériel ayant une valeur comptable nette de 24,3 millions de dollars a été vendu pour un produit de 39,4 millions de dollars.

En 2006, nous avons vendu des turbines excédentaires en stock pour un produit net de 11,1 millions de dollars, pour les trois mois terminés le 30 septembre 2006 et pour un produit net de 20,3 millions de dollars pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2006, soit leur valeur comptable nette.

## 8. INVESTISSEMENTS

Les investissements représentent principalement nos investissements dans nos activités d'exploitation mexicaines. 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.

Les changements dans les investissements sont présentés ci-dessous :

Solde d'ouverture au 31 décembre 2006	154,5 \$
Remboursement de la dette par les entreprises au Mexique	19,6
Quote-part des résultats des sociétés satellites	(14,2)
<b>Solde de clôture au 30 septembre 2007</b>	<b>159,9 \$</b>

## 9. CRÉDITS REPORTÉS ET AUTRES PASSIFS À LONG TERME

	30 septembre 2007	31 décembre 2006
Obligation liée à la mise hors service d'immobilisations	<b>304,2 \$</b>	328,5 \$
Produits comptabilisés d'avance et autres passifs	<b>20,7</b>	19,7
Convention d'achat d'électricité dans une société en commandite	<b>25,4</b>	27,1
Passif au titre des prestations constituées	<b>49,7</b>	58,0
Frais de fermeture de la mine Centralia	-	25,6
	<b>400,0 \$</b>	458,9 \$
Moins la tranche à moins d'un an	<b>(57,4)</b>	(48,5)
	<b>342,6 \$</b>	410,4 \$

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, la société a payé des frais de 24,2 millions de dollars liés à la 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 au cours de la période	2,4
Passifs réglés au cours de la période	(24,2)
Charge de désactualisation	19,3
Révisions des flux de trésorerie estimatifs	(1,0)
Variation des taux de change	(20,8)
<b>Solde au 30 septembre 2007</b>	<b>304,2 \$</b>

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.

## 10. 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 septembre 2007	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Produits (note 1)	696,2 \$	15,4 \$	- \$	711,6 \$
Combustible et achats d'électricité (note 1)	(336,1)	-	-	(336,1)
Marge brute	360,1	15,4	-	375,5
Exploitation, entretien et administration	108,2	9,7	24,6	142,5
Amortissement	96,0	0,4	3,1	99,5
Impôts et taxes autres que les impôts sur les bénéfices	4,6	-	0,1	4,7
Répartition des coûts intersectoriels	6,8	(6,8)	-	-
Charges d'exploitation	215,6	3,3	27,8	246,7
Bénéfice (perte) d'exploitation	144,5 \$	12,1 \$	(27,8) \$	128,8 \$
Gain à la vente d'équipement				3,4
Gain de change				1,1
Intérêts débiteurs nets				(28,6)
Quote-part des résultats des sociétés satellites				(3,2)
Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle				101,5 \$

Trois mois terminés le 30 septembre 2006	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Produits (note 1)	635,6 \$	20,4 \$	- \$	656,0 \$
Combustible et achats d'électricité	(302,1)	-	-	(302,1)
Marge brute	333,5	20,4	-	353,9
Exploitation, entretien et administration	119,4	8,8	19,0	147,2
Amortissement	100,0	0,3	3,3	103,6
Impôts et taxes autres que les impôts sur les bénéfices	4,9	-	-	4,9
Répartition des coûts intersectoriels	7,1	(7,1)	-	-
Charges d'exploitation	231,4	2,0	22,3	255,7
Bénéfice (perte) d'exploitation	102,1 \$	18,4 \$	(22,3) \$	98,2 \$
Gain de change				3,0
Intérêts débiteurs nets				(47,6)
Quote-part des résultats des sociétés satellites				(1,4)
Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle				52,2 \$

Neuf mois terminés le 30 septembre 2007	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Produits (note 1)	1 949,4 \$	42,4 \$	- \$	1 991,8 \$
Combustible et achats d'électricité (note 1)	(882,7)	-	-	(882,7)
Marge brute	1 066,7	42,4	-	1 109,1
Exploitation, entretien et administration	340,9	26,6	69,6	437,1
Amortissement	288,3	1,1	9,5	298,9
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	15,3	-	0,2	15,5
Répartition des coûts intersectoriels	20,5	(20,5)	-	-
Charges d'exploitation	665,0	7,2	79,3	751,5
Bénéfice (perte) d'exploitation	401,7 \$	35,2 \$	(79,3) \$	357,6 \$
Gain à la vente d'équipement				15,1
Gain de change				5,6
Intérêts débiteurs nets				(101,6)
Quote-part des résultats des sociétés satellites				(14,2)
Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle				262,5 \$

Neuf mois terminés le 30 septembre 2006	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Produits (note 1)	1 870,2 \$	55,4 \$	- \$	1 925,6 \$
Combustible et achats d'électricité	(838,6)	-	-	(838,6)
<b>Marge brute</b>	<b>1 031,6</b>	<b>55,4</b>	<b>-</b>	<b>1 087,0</b>
Exploitation, entretien et administration	352,6	25,2	57,9	435,7
Amortissement	296,9	1,0	9,5	307,4
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	16,0	-	-	16,0
Répartition des coûts intersectoriels	21,0	(21,0)	-	-
Charges d'exploitation	686,5	5,2	67,4	759,1
<b>Bénéfice (perte) d'exploitation</b>	<b>345,1 \$</b>	<b>50,2 \$</b>	<b>(67,4) \$</b>	<b>327,9 \$</b>
Gain de change				1,2
Intérêts débiteurs nets				(126,1)
Quote-part des résultats des sociétés satellites				(0,4)
Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle				202,6 \$

## II. Principales données tirées des bilans

	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
<b>30 septembre 2007</b>				
<b>Écart d'acquisition</b>	<b>97,2 \$</b>	<b>29,5 \$</b>	<b>- \$</b>	<b>126,7 \$</b>
<b>Total des actifs sectoriels</b>	<b>5 724,6 \$</b>	<b>190,9 \$</b>	<b>1 298,5 \$</b>	<b>7 214,0 \$</b>
<b>31 décembre 2006</b>				
Écart d'acquisition	108,0 \$	29,5 \$	- \$	137,5 \$
Total des actifs sectoriels	6 159,3 \$	185,0 \$	1 115,8 \$	7 460,1 \$

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, l'écart d'acquisition a reculé de 10,8 millions de dollars en regard du 31 décembre 2006 en raison du raffermissement du dollar canadien sur l'écart d'acquisition libellé en dollar américain relatif à CE Generation LLC («CE Gen»).

## III. Principales données tirées des états des flux de trésorerie

Trois mois terminés le 30 septembre 2007	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Dépenses en immobilisations	183,2 \$	1,0 \$	4,7 \$	188,9 \$
<b>Trois mois terminés le 30 septembre 2006</b>				
Dépenses en immobilisations	63,4 \$	- \$	2,8 \$	66,2 \$
Neuf mois terminés le 30 septembre 2007	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Dépenses en immobilisations	368,2 \$	2,5 \$	12,0 \$	382,7 \$
<b>Neuf mois terminés le 30 septembre 2006</b>				
Dépenses en immobilisations	150,5 \$	1,6 \$	12,0 \$	164,1 \$



#### Dotation aux amortissements selon l'état des flux de trésorerie

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

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Dotation aux amortissements pour les secteurs isolables	99,5 \$	103,6 \$	298,9 \$	307,4 \$
Amortissement du matériel minier, compris dans le poste Combustibles et achats d'électricité	6,6	14,2	20,3	43,0
Charge de désactualisation, y compris la dotation aux amortissements	(7,4)	(5,5)	(19,3)	(16,5)
Divers	3,5	(0,8)	2,3	(5,0)
Dotation aux amortissements selon les états des flux de trésorerie	102,2 \$	111,5 \$	302,2 \$	328,9 \$

#### 11. 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 complé- mentaire	Autres	Total
<b>Trois mois terminés le 30 septembre 2007</b>				
Coût des services rendus au cours de la période	1,0 \$	0,5 \$	0,4 \$	1,9 \$
Intérêts débiteurs	4,4	0,7	0,3	5,4
Rendement prévu des actifs des régimes	(6,8)	-	-	(6,8)
Perte actuarielle	0,8	1,0	0,2	2,0
Coût des services passés	-	(0,1)	-	(0,1)
Amortissement de l'actif net de transition	(2,2)	-	-	(2,2)
Compression	-	-	0,1	0,1
Règlement	0,2	-	-	0,2
(Produit) charge au titre des prestations déterminées	(2,6)	2,1	1,0	0,5
Charge au titre de la composante à cotisations déterminées des régimes de retraite agréés	3,2	-	-	3,2
Charge nette	0,6 \$	2,1 \$	1,0 \$	3,7 \$

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

	Régimes agrés	Régime complé- mentaire	Autres	Total
<b>Neuf mois terminés le 30 septembre 2007</b>				
Coût des services rendus au cours de la période	2,9 \$	1,1 \$	1,1 \$	5,1 \$
Intérêts débiteurs	14,5	1,8	0,9	17,2
Rendement prévu des actifs des régimes	(19,1)	-	-	(19,1)
Perte actuarielle	0,9	1,2	0,3	2,4
Coût des services passés	0,1	(0,2)	0,1	-
Amortissement de l'obligation nette (actif net) de transition	(6,8)	0,2	-	(6,6)
Compression	-	-	0,3	0,3
Règlement	0,4	-	-	0,4
(Produit) charge au titre des prestations déterminées	(7,1)	4,1	2,7	(0,3)
Charge au titre de la composante à cotisations déterminées des régimes de retraite agréés	12,6	-	-	12,6
<b>Charge nette</b>	<b>5,5 \$</b>	<b>4,1 \$</b>	<b>2,7 \$</b>	<b>12,3 \$</b>

	Régimes agrés	Régime complé- mentaire	Autres	Total
<b>Neuf mois terminés le 30 septembre 2006</b>				
Coût des services rendus au cours de la période	3,5 \$	0,9 \$	1,1 \$	5,5 \$
Intérêts débiteurs	14,8	1,6	0,8	17,2
Rendement prévu des actifs des régimes	(19,0)	-	-	(19,0)
Perte actuarielle	2,1	0,7	0,3	3,1
Coût des services passés	0,1	(0,2)	0,2	0,1
Amortissement de l'obligation nette (actif net) de transition	(6,9)	0,2	-	(6,7)
(Produit) charge au titre des prestations déterminées	(5,4)	3,2	2,4	0,2
Charge au titre de la composante à cotisations déterminées des régimes de retraite agréés	13,8	-	-	13,8
<b>Charge nette</b>	<b>8,4 \$</b>	<b>3,2 \$</b>	<b>2,4 \$</b>	<b>14,0 \$</b>

## 12. 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 2007 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.

## 13. 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 septembre 2007, la société avait 202,2 millions d'actions ordinaires (202,4 millions d'actions ordinaires au 31 décembre 2006) émises et en circulation. Au cours des trois et des neuf mois terminés le 30 septembre 2007, nous avons émis respectivement 0,2 million (0,9 million en 2006) et 0,7 million (2,8 millions en 2006) d'actions pour un produit de respectivement 4,3 millions de dollars (2,5 millions de dollars en 2006) et 14,4 millions de dollars (8,5 millions de dollars en 2006).

Au cours du troisième trimestre de 2007, 0,9 million d'actions ont été annulées en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités.

### B. Options sur actions

Au 30 septembre 2007, la société avait 1,4 million d'options sur actions des employés en cours (2,2 millions au 31 décembre 2006). Pour les trois mois terminés le 30 septembre 2007, 0,2 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 22,82 \$ ont été exercées, donnant lieu à l'émission de 0,2 million d'actions et à l'annulation de 0,1 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 18,86 \$.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, 0,6 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 19,70 \$ ont été exercées, entraînant l'émission de 0,6 million d'actions et l'annulation de 0,2 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 15,66 \$.

#### **14. 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.

#### **15. 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 constitué une provision de 46 millions de dollars américains pour comptabiliser 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<sup>er</sup> décembre 2006, TransAlta a demandé une nouvelle audience concernant le refus de la FERC. Le 24 août 2007, la US Court of Appeals for the Ninth Circuit a accueilli l'appel. Les parties ont jusqu'au 16 novembre 2007 pour décider s'ils demandent une révision ou un arrêt de renvoi à la FERC.

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<sup>er</sup> mai au 1<sup>er</sup> 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 US Court of Appeals for the Ninth Circuit. À l'heure actuelle, TransAlta ne croit pas que les parties de la Californie réussiront 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.

#### **16. 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. Les garanties données en vertu de tous les contrats facilitant les opérations de livraison physique ou les opérations au comptant prévues aux termes d'instruments dérivés au 30 septembre 2007 s'établissaient à un maximum de 2,0 milliards 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 qui représentent un passif net pour TransAlta, aux termes des garanties limitées et illimitées, s'établissait à 312,9 millions de dollars au 30 septembre 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 1,1 milliard de dollars au 30 septembre 2007, contre 788,3 millions de dollars au 31 décembre 2006. De plus, la société compte un certain nombre de garanties illimitées. Si des obligations existent réellement aux termes des garanties de rendement au 30 septembre 2007, elles sont incluses dans les 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 255,0 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.

## **17. 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 1,6 milliard de dollars, les derniers paiements pour des biens et services étant exigibles en 2011. La quote-part de TransAlta est d'environ 800 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») au 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 d'ici la fin de 2008, moment où les paiements finaux seront également exigibles.

## **18. OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES**

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.

## **19. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN**

### **TransAlta Énergie**

Le 15 octobre 2007, S.E.C. TransAlta Énergie a annoncé qu'elle avait conclu une entente avec CKI en vertu de laquelle CKI a offert d'acheter la totalité des parts en circulation de TransAlta Énergie à un prix en espèces de 8,38 \$ par part. Le prix d'achat en vertu de l'offre représente une prime de 15,7 % par rapport au cours des parts à la clôture des marchés à la Bourse de Toronto le 12 octobre 2007. L'opération est évaluée à environ 629 millions de dollars, et n'aura pas d'incidence importante sur TransAlta.

**Contrat d'achat d'électricité avec Ottawa**

Le 12 octobre 2007, nous avons signé une entente modifiant le contrat d'achat d'électricité initial avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario pour la centrale de cogénération d'Ottawa. L'entente a été conclue afin d'assurer une exploitation continue de la centrale après l'échéance des contrats à long terme d'approvisionnement en gaz naturel. L'entente sera en vigueur du 1<sup>er</sup> novembre 2007 au 31 décembre 2012.

**Réforme fiscale au Mexique**

Le 1<sup>er</sup> octobre 2007, le gouvernement mexicain a promulgué une loi qui remplacera la loi actuelle sur les impôts sur les actifs par l'impôt uniforme, et ce, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2008. L'impôt uniforme est un impôt minimum selon lequel le montant le plus important de l'impôt sur le bénéfice ou de l'impôt uniforme est payé. Aux fins du calcul de l'impôt uniforme, seulement 50 % de la fraction non amortie du coût en capital de certaines immobilisations acquises avant le 1<sup>er</sup> septembre 2007 sont déductibles sur 10 ans. De plus, aucune déduction ou crédit n'est accordé au titre des intérêts débiteurs, et les pertes d'exploitation nettes aux fins des impôts sur les bénéfices au 31 décembre 2007 ne peuvent être reportées aux fins de réduire l'impôt uniforme. TransAlta évalue actuellement l'incidence de cette modification.

## INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

(Annualisé)		30 septembre 2007	31 décembre 2006
Cours de clôture		31,30 \$	26,64 \$
Fourchette de prix (12 derniers mois)	Haut	31,90 \$	26,91 \$
	Bas	27,32 \$	20,22 \$
Dette / capital investi (incluant la dette sans recours)		47,6 %	44,5 %
Dette / capital investi (excluant la dette sans recours)		44,8 %	41,0 %
Rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires		1,4 %	1,8 %
Rendement du capital investi		3,2 %	2,4 %
Valeur comptable par action		10,79 \$	11,99 \$
Dividendes en espèces par action		1,00 \$	1,00 \$
Ratio cours / bénéfice (multiple)		223,6 x	121,1 x
Couverture par les bénéfices		0,9 x	0,5 x
Ratio dividendes / bénéfice		608,0 %	447,7 %
Couverture des dividendes (multiple)		3,6 x	2,4 x
Rendement des actions		3,2 %	3,8 %
Flux de trésorerie / dette		28,8 %	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 les participations sans contrôle et les 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

**Couverture par les bénéfices** = (bénéfice net + impôt sur les bénéfices + intérêts débiteurs nets) / (intérêts débiteurs nets + intérêts capitalisés)

**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](http://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](http://www.cibcmellon.com)

**POUR DE PLUS AMPLES RENSEIGNEMENTS**

**Médias**

Joel Thompson  
Directeur, Communications

**Téléphone**

403-267-7208

**Courriel**

[media\\_relations@transalta.com](mailto: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](mailto:investor_relations@transalta.com)