

## RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs. Ces énoncés sont fondés sur certaines estimations et hypothèses et comportent des risques et des incertitudes. Les résultats réels peuvent différer considérablement de ces énoncés. Voir la 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 2009 et 2008 et pour les périodes de neuf mois terminées à ces dates ainsi qu'avec les états financiers consolidés vérifiés et le rapport de gestion contenus dans notre rapport annuel de 2008. 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 26 octobre 2009. 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, fiscaux et juridiques, des services de trésorerie, des services de réglementation, des services de santé et de sécurité, des services environnementaux et de développement durable, des services de communications, des services de relations avec les gouvernements et les investisseurs, des services de technologie de l'information, des services de gestion du risque, des services de ressources humaines, des services de vérification interne 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 libellés en devises est abordée en même temps que les éléments pertinents de l'état des résultats et du bilan. Bien que les éléments du bilan subissent l'incidence des fluctuations des taux de change, l'incidence nette de la conversion de chacun des éléments liés aux établissements étrangers autonomes est reflétée à la section des capitaux propres des bilans consolidés.

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

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
Disponibilité (%)	<b>83,9</b>	86,0	<b>84,4</b>	85,7
Production (GWh)	<b>11 610</b>	12 357	<b>33 439</b>	36 235
Produits	<b>666</b>	791	<b>2 007</b>	2 302
Marge brute <sup>1</sup>	<b>380</b>	398	<b>1 107</b>	1 207
Bénéfice d'exploitation <sup>1</sup>	<b>120</b>	124	<b>219</b>	406
Bénéfice net	<b>66</b>	61	<b>102</b>	141
Résultat net de base et dilué par action ordinaire	<b>0,34</b>	0,31	<b>0,52</b>	0,71
Résultat par action aux fins de comparaison <sup>1</sup>	<b>0,34</b>	0,32	<b>0,49</b>	1,06
Flux de trésorerie d'exploitation	<b>194</b>	202	<b>334</b>	610
Flux de trésorerie disponibles (insuffisance) <sup>1</sup>	<b>12</b>	20	<b>(196)</b>	(33)
Dividendes en espèces déclarés par action	<b>0,29</b>	0,27	<b>0,87</b>	0,81

	Au 30 septembre 2009	Au 31 décembre 2008
Total de l'actif	<b>7 870</b>	7 824
Total des passifs financiers à long terme	<b>3 889</b>	3 636

## DISPONIBILITÉ ET PRODUCTION

La disponibilité pour la période de trois mois terminée le 30 septembre 2009 a diminué à 83,9 % en regard de 86,0 % pour la période correspondante de 2008 en raison d'une augmentation des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia, et d'une hausse des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta, de Windsor et de Mississauga.

La disponibilité pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009 a diminué à 84,4 % en regard de 85,7 % pour la période correspondante de 2008 en raison d'une augmentation des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta et d'une hausse des interruptions planifiées à Windsor et à Mississauga, en partie contrebalancées par la baisse des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia et l'absence de travaux d'entretien planifiés en 2009 à Genesee 3.

La production pour la période de trois mois terminée le 30 septembre 2009 a reculé de 747 gigawattheures («GWh») par rapport à la période correspondante de 2008 en raison de la baisse de la demande des clients des contrats d'achat d'électricité («CAÉ»), de l'expiration du contrat à long terme à Saranac, d'une augmentation des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia, et d'un fléchissement des volumes d'hydroélectricité, le tout partiellement compensé par la hausse de la production à la centrale alimentée au gaz de Centralia.

La production pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009 a reculé de 2 796 GWh par rapport à la période correspondante de 2008 en raison de la hausse des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta,

<sup>1</sup>) La marge brute, le bénéfice d'exploitation, le bénéfice aux fins de comparaison et les flux de trésorerie disponibles ne sont pas définis selon les PCGR du Canada. Se reporter à la rubrique «Mesures non conformes aux PCGR» à la page 31 du présent rapport de gestion pour obtenir plus d'informations sur ces éléments, y compris un rapprochement avec le bénéfice net et les flux de trésorerie d'exploitation.

de l'augmentation de l'acheminement économique à la centrale thermique de Centralia, de la baisse de la demande des clients des CAÉ, d'une régression des volumes d'hydroélectricité et de l'expiration du contrat à long terme à Saranac, en partie contrebalancés par la diminution des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia et l'absence de travaux d'entretien planifiés en 2009 à Genesee 3.

## BÉNÉFICE NET

Un rapprochement du bénéfice net figure ci-après :

	Trois mois terminés le 30 septembre	Neuf mois terminés le 30 septembre
Bénéfice net de 2008	61	141
Augmentation (diminution) des marges brutes du secteur Production	4	(69)
Variations liées à l'évaluation à la valeur du marché du secteur Production	(8)	13
Diminution des marges brutes du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation	(14)	(44)
Diminution (augmentation) des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	17	(51)
Augmentation de la dotation aux amortissements	(3)	(34)
Augmentation des intérêts débiteurs nets	(3)	(1)
Diminution de la quote-part de la perte de sociétés satellites	-	97
Diminution des participations sans contrôle	12	11
(Augmentation) diminution de la charge d'impôts	(5)	29
Divers	5	10
<b>Bénéfice net de 2009</b>	<b>66</b>	<b>102</b>

Pour la période de trois mois terminée le 30 septembre 2009, les marges brutes du secteur Production, déduction faite des variations liées à l'évaluation à la valeur du marché, ont été comparables à celles de la période correspondante de 2008 en raison de l'établissement de prix contractuels favorables, de la baisse des pénalités du fait de la diminution des prix établis sur le marché au comptant et des taux de change favorables, principalement contrebalancés par un recul des volumes d'hydroélectricité, l'expiration du contrat à long terme à Saranac et un fléchissement de la production à la centrale thermique de Centralia.

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009, les marges brutes du secteur Production, déduction faite des variations liées à l'évaluation à la valeur du marché, ont diminué en raison d'une augmentation des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta, d'une diminution des volumes d'hydroélectricité et de l'expiration du contrat à long terme à Saranac, en partie neutralisées par des taux de change favorables, l'établissement de prix contractuels favorables et l'absence de travaux d'entretien planifiés en 2009 à Genesee 3.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2009, les marges brutes du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation ont diminué par rapport à la période correspondante en 2008 en raison de l'incidence de la réduction de la demande industrielle, de l'incertitude liée au prix du gaz et des changements de la structure du marché dans la région de l'ouest.

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour la période de trois mois terminée le 30 septembre 2009 ont diminué principalement en raison des réductions de coûts ciblées dans toute la société et d'une baisse des charges de rémunération.

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009, les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté comparativement à ceux de la période correspondante de 2008, surtout en raison du nombre plus élevé d'interruptions planifiées et des taux de change défavorables, en partie contrebalancés par des réductions de coûts ciblées dans toute la société et une baisse des charges de rémunération.

La dotation aux amortissements pour la période de trois mois terminée le 30 septembre 2009 est comparable à celle de la période correspondante de l'exercice précédent en raison d'une hausse du nombre d'actifs et des taux de change défavorables, en partie contrebalancés par la baisse de la production à l'installation de Saranac, qui est amortie selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement.

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009, la dotation aux amortissements a augmenté en regard de la même période de 2008, en raison des taux de change défavorables, de l'augmentation du nombre d'actifs et de la mise hors service de certains actifs au cours des activités d'entretien planifiées, neutralisés en partie par la réduction de la production à Saranac et par la mise hors service anticipée de certaines composantes par suite des modifications apportées au matériel à la centrale thermique de Centralia en 2008.

Au cours du premier trimestre de 2008, une quote-part de la perte des sociétés satellites de 97 millions de dollars a été comptabilisée afin de refléter la réduction de valeur de notre placement au Mexique qui a été vendu au quatrième trimestre du même exercice.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2009, les participations sans contrôle ont diminué principalement en raison de la baisse du bénéfice découlant de l'expiration du contrat à long terme à Saranac.

Pour la période de trois mois terminée le 30 septembre 2009, la charge d'impôts a augmenté comparativement à la même période en 2008 en raison de la hausse du bénéfice avant impôts et taxes.

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009, la charge d'impôts a régressé par rapport à la période correspondante de 2008 en raison de la baisse du bénéfice avant impôts et taxes, contrebalancée en partie par le recouvrement d'impôts sur la réduction de valeur de notre placement au Mexique en 2008.

## **FLUX DE TRÉSORERIE**

Les flux de trésorerie d'exploitation pour la période de trois mois terminée le 30 septembre 2009 ont reculé de 8 millions de dollars en raison de variations défavorables du fonds de roulement, annulées en partie par une augmentation du bénéfice au comptant.

Les flux de trésorerie d'exploitation pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009 ont baissé de 276 millions de dollars, en raison d'un fléchissement du bénéfice au comptant, de la réception d'un paiement additionnel en vertu de CAÉ en 2008 et de l'accroissement des soldes des stocks en 2009.

Les flux de trésorerie disponibles pour la période de trois mois terminée le 30 septembre 2009 ont reculé de 8 millions de dollars surtout en raison de la baisse du bénéfice au comptant.

L'insuffisance des flux de trésorerie disponibles pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009 s'est accrue de 163 millions de dollars en regard de la période correspondante en 2008, en raison de la baisse du bénéfice au comptant et de la réception d'un paiement additionnel en vertu de CAÉ en 2008.

## **ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS**

### **Trois mois terminés le 30 septembre 2009**

#### **Contrat relatif à Sarnia**

Le 30 septembre 2009, nous avons conclu une nouvelle entente avec l'Office de l'électricité de l'Ontario («OÉO») pour notre centrale de cogénération de Sarnia. Le contrat est fondé sur la capacité, et la nouvelle entente a débuté le 1<sup>er</sup> juillet 2009 et se terminera à la fin de 2025. Bien que les modalités particulières de la nouvelle entente soient confidentielles, l'OÉO a indiqué qu'elle est conforme aux autres ententes similaires qu'elle a conclues.

#### **Offre d'achat de Canadian Hydro Developers, Inc.**

Le 20 juillet 2009, nous avons annoncé une offre visant l'acquisition de Canadian Hydro Developers, Inc. («Canadian Hydro») à un prix en espèces initial de 4,55 \$ l'action. Le 5 octobre 2009, nous avons augmenté le prix en espèces de notre offre à 5,25 \$ l'action. Au 23 octobre 2009, nous avons conclu l'acquisition et le paiement d'environ 87 % des actions ordinaires en circulation de Canadian Hydro. Se reporter à la rubrique portant sur les événements postérieurs à la date du bilan du présent rapport de gestion pour plus de détails.

### **Neuf mois terminés le 30 septembre 2009**

#### **Captage et stockage du carbone**

Le 30 juin 2009, le gouvernement de l'Alberta a annoncé que notre projet Pioneer n'avait pas été choisi à titre d'un des premiers projets de captage et stockage du carbone («CSC») à recevoir un financement en vertu de son programme de CSC de 2 milliards de dollars. Se reporter à la rubrique portant sur les événements postérieurs à la date du bilan du présent rapport de gestion pour plus de détails.

#### **Placement de billets de premier rang**

Le 26 mai 2009, nous avons annoncé un placement de billets de premier rang de 200 millions de dollars venant à échéance en 2014 et portant intérêt au taux de 6,45 %. Le produit net tiré du placement servira au remboursement de la dette, au financement de notre programme d'investissement à long terme et à des fins générales pour le siège social.

#### **Plans d'entretien importants**

Le 20 mai 2009, nous avons annoncé l'exécution anticipée au cours des deuxième et troisième trimestres de 2009 de travaux d'entretien importants à l'unité 3 de notre centrale de Sundance prévus au deuxième trimestre de 2010. Ces travaux permettent de tirer parti de la baisse actuelle des prix de l'électricité, d'optimiser l'entretien préventif à court terme, de réaliser éventuellement des économies sur une période de deux ans et d'améliorer la disponibilité de l'unité. Par suite d'une modification au calendrier, les GWh perdus en 2009 ont augmenté de 396 GWh, et le bénéfice net a diminué de 24 millions de dollars (résultat par action de 0,12 \$).

## **Offre publique de rachat dans le cours normal des affaires**

Le 6 mai 2009, nous avons annoncé notre intention de renouveler l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires jusqu'au 6 mai 2010. L'approbation reçue nous permet de racheter, aux fins d'annulation, jusqu'à 9,9 millions de nos actions ordinaires, ce qui représente 5 % des 198 millions d'actions ordinaires émises et en circulation au 30 avril 2009. Tout rachat sera effectué librement à la Bourse de Toronto au cours du marché de ces actions au moment du rachat. Aucun rachat n'avait été effectué en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires au 30 septembre 2009.

## **Chef de l'exploitation**

Le 28 avril 2009, nous avons annoncé la nomination de M<sup>me</sup> Dawn Farrell au poste de chef de l'exploitation. Dans son nouveau rôle, M<sup>me</sup> Farrell dirigera nos activités d'exploitation, d'ingénierie, de technologie et d'approvisionnement ainsi que nos activités commerciales. Avant cette nomination, M<sup>me</sup> Farrell était vice-présidente à la direction, Expansion de l'entreprise et commercialisation.

En outre, M. Richard Langhammer, vice-président à la direction, Production, remplira également les fonctions de chef de la productivité pour le reste de 2009. Il sera chargé de déterminer les stratégies pour réaliser des économies durables de coûts à la grandeur de la société. Plus tôt cette année, M. Langhammer a annoncé qu'il prenait sa retraite; il partira officiellement à la fin de 2009 après 23 ans de service.

## **Projet d'énergie éolienne d'Ardenville**

Le 28 avril 2009, nous avons annoncé nos plans en vue de la conception, de la construction et de l'exploitation d'Ardenville, un projet d'énergie éolienne de 69 mégawatts («MW») dans le sud de l'Alberta. Le coût en capital estimatif du projet est de 135 millions de dollars. Le coût en capital du projet comprend l'acquisition d'une turbine de 3 MW déjà en activité à Macleod Flats. L'exploitation commerciale du reste du projet d'énergie éolienne d'Ardenville devrait débiter au premier trimestre de 2011.

## **Réduction de la capacité nominale de l'unité 4 de la centrale de Sundance**

Le 10 février 2009, nous avons indiqué l'incidence financière qu'a eue au premier trimestre une réduction prolongée de la capacité nominale de l'unité 4 de notre centrale de Sundance («unité 4»). La centrale a connu une interruption non planifiée en décembre 2008 en raison de la défaillance du ventilateur de tirage induit. À cette date, la capacité de 406 MW de l'unité 4 a été réduite à environ 205 MW. La réparation des composantes du ventilateur de tirage induit par le fabricant original de l'équipement a été plus longue que prévu; par conséquent, l'unité 4 n'a pu reprendre pleinement ses activités avant le 23 février 2009. Par suite de la réduction prolongée de la capacité nominale, la production et le bénéfice net du premier trimestre ont diminué respectivement de 328 GWh et 10 millions de dollars, représentant à la fois la perte de produits marchands et les pénalités.

Compte tenu de cet événement, et comme l'exige la législation appropriée relative aux CAÉ, nous avons remis un avis de cas de force majeure à faible probabilité et à impact élevé à l'acheteur du CAÉ et au Balancing Pool. Le 27 avril 2009, le Balancing Pool a rejeté notre assertion que cette interruption devait être considérée comme un cas de force majeure à faible probabilité et à impact élevé. Selon la législation sur les CAÉ, nous étions tenus de payer les pénalités liées à la réduction de la capacité nominale. En outre, conformément aux normes comptables, nous devons comptabiliser aussi une charge supplémentaire au deuxième trimestre de 7 millions de dollars après impôts et taxes au titre de cet événement. Nous avons réglé cette question au troisième trimestre, et les modalités du règlement sont confidentielles.

### **Accroissement de la capacité nominale aux unités 1 et 2 de Keephills**

Le 29 janvier 2009, nous avons annoncé un accroissement de 46 MW (23 MW par unité) de la capacité nominale à l'unité 1 et à l'unité 2 de notre centrale de Keephills. Le total du coût en capital du projet est estimé à 68 millions de dollars, le démarrage des activités commerciales de l'unité 2 étant prévu pour la fin de 2011, et pour l'unité 1, pour la fin de 2012.

### **Accroissement des dividendes**

Le 28 janvier 2009, notre conseil d'administration a déclaré un dividende trimestriel de 0,29 \$ par action sur les actions ordinaires, une hausse de 0,02 \$ par action qui représentera, sur une base annuelle, un rendement de 1,16 \$ par action contre 1,08 \$ par action en 2008.

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

### **Keephills 3**

Le 26 octobre 2009, le conseil d'administration a approuvé l'augmentation des coûts de construction de Keephills 3 pour les faire passer à 988 millions de dollars en raison d'une modification apportée à nos prévisions initiales sur la main-d'œuvre requise pour parachever le projet, ainsi que la modification, du premier trimestre de 2011 au deuxième trimestre de 2011, de la date à laquelle l'exploitation commerciale débutera. La hausse des coûts de construction est attribuable au fait que les prévisions initiales de TransAlta sur la main-d'œuvre requise pour parachever le projet ont changé. En dépit du retard de la mise en exploitation et de l'accroissement des coûts, il est toujours prévu que Keephills 3 permettra à TransAlta de respecter ses objectifs en matière d'investissement.

### **Captage et stockage du carbone («CSC»)**

Le 14 octobre 2009, les gouvernements fédéral et provincial ont annoncé que le projet de CSC de TransAlta, le projet Pioneer, avait reçu le financement promis de plus de 750 millions de dollars. Le financement est offert dans le cadre du Fonds pour l'énergie propre de 1 milliard de dollars du gouvernement du Canada et du programme de CSC de 2 milliards de dollars du gouvernement de l'Alberta. Le financement permettra de démarrer l'étude d'ingénierie de base servant à déterminer la viabilité du projet. L'étude d'ingénierie de base devrait coûter 20 millions de dollars, dont 10 millions de dollars seront fournis par le gouvernement fédéral, 5 millions de dollars, par le gouvernement provincial, et 5 millions de dollars, par TransAlta et des partenaires du secteur, Alstom Canada et Capital Power Corporation. L'étude d'ingénierie de base devrait être achevée en 2010 et, si TransAlta donne suite à son projet de construction, la centrale-prototype devrait commencer ses activités en 2015.

### **Offre d'achat de Canadian Hydro**

Le 5 octobre 2009, TransAlta a conclu une convention préalable à l'acquisition définitive avec Canadian Hydro visant l'achat de toutes les actions émises et en circulation à un prix de 5,25 \$ au comptant l'action. L'opération, d'une valeur totale d'environ 1,7 milliard de dollars, a reçu l'appui unanime des membres du conseil d'administration des deux sociétés. L'offre modifiée est assujettie à certaines conditions, dont l'acceptation de l'offre modifiée par les porteurs d'au moins 66 ⅔ % des actions ordinaires de Canadian Hydro calculées de manière diluée.

Le 23 octobre 2009, nous avons conclu l'acquisition et le paiement d'environ 87 % des actions ordinaires en circulation de Canadian Hydro. Nous avons prolongé notre offre modifiée relative aux actions ordinaires de Canadian Hydro jusqu'au 3 novembre 2009, 15 h (heure de Calgary) afin de permettre aux actionnaires de Canadian Hydro d'avoir suffisamment de temps pour déposer leurs actions.

Canadian Hydro exploite des installations éoliennes, hydroélectriques et alimentées à la biomasse en Alberta, en Ontario, au Québec et en Colombie-Britannique, totalisant 694 MW. La plupart des actifs de Canadian Hydro font l'objet de contrats avec des contreparties reconnues pour avoir une bonne situation financière. Globalement, nous disposerons d'une capacité de production brute<sup>11</sup> de 9 144 MW en exploitation (participation nette de 8 657 MW). Le portefeuille d'énergies renouvelables inclura une capacité de 1 900 MW en activité, ou 22 % du portefeuille combiné. En outre, TransAlta et Canadian Hydro auraient une capacité nette de 543 MW en cours de construction et des projets de développement de plus de 500 MW à un stade avancé.

L'opération sera financée initialement au moyen des nouvelles facilités de crédit consenties qui sont entièrement souscrites par une banque à charte canadienne, lesquelles, conjuguées aux facilités de crédit existantes et aux fonds générés en interne, fourniront un financement amplement suffisant pour prendre en livraison et payer toutes les actions en circulation de Canadian Hydro. L'opération ne devrait avoir aucune incidence sur notre politique en matière de dividendes.

## **CONTEXTE D'AFFAIRES**

*Nous exerçons nos activités dans plusieurs contextes d'affaires afin de produire de l'électricité, de trouver des acheteurs pour l'énergie que nous produisons et d'assurer le transport de cette énergie. Les principaux marchés au sein desquels nous exerçons nos activités sont l'ouest du Canada, la région du nord-ouest du Pacifique et l'est du Canada. Pour une description plus détaillée des régions où nous évoluons ainsi que de l'incidence des prix de l'électricité et du gaz naturel sur nos résultats financiers, se reporter à notre rapport annuel de 2008. Les principales caractéristiques de ces marchés sont décrites ci-après.*

### **Prix de l'électricité**

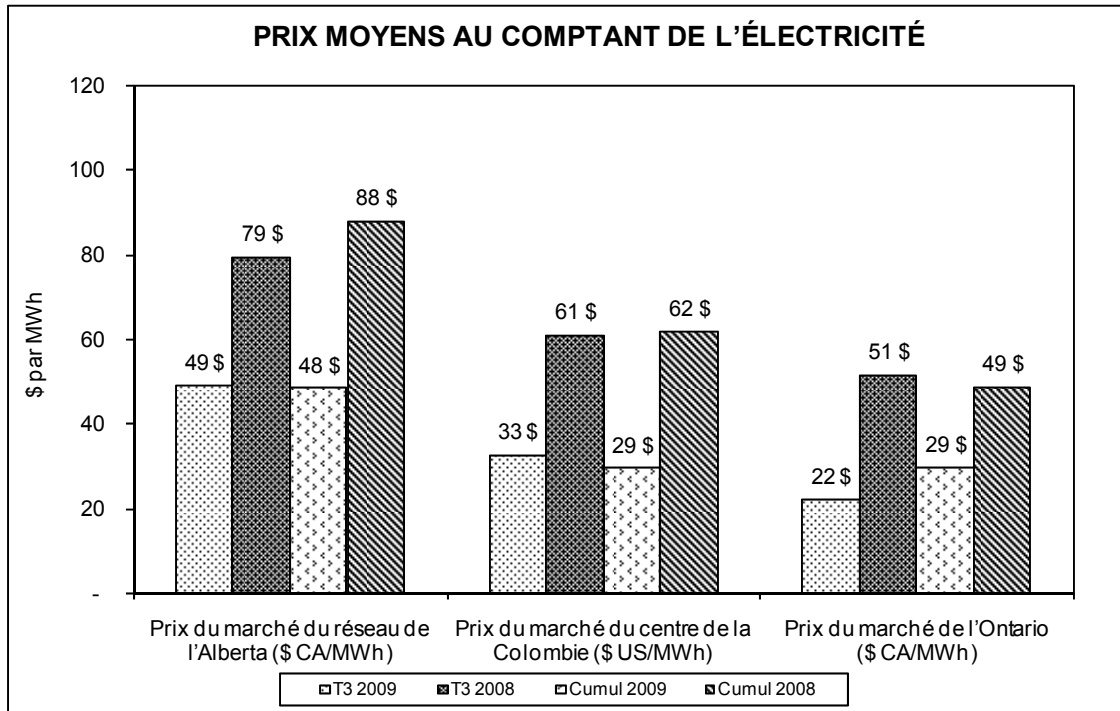
Veillez vous reporter à la page 21 du rapport annuel de 2008 pour une analyse détaillée du marché au comptant de l'électricité et de l'incidence des prix de l'électricité sur nos activités et notre stratégie de couverture du risque lié aux variations de ces prix.

Les prix au comptant moyens de l'électricité et les marges électricité-combustible moyennes pour le troisième trimestre de 2009 et de 2008 dans nos trois principaux marchés sont présentés dans les graphiques suivants.

---

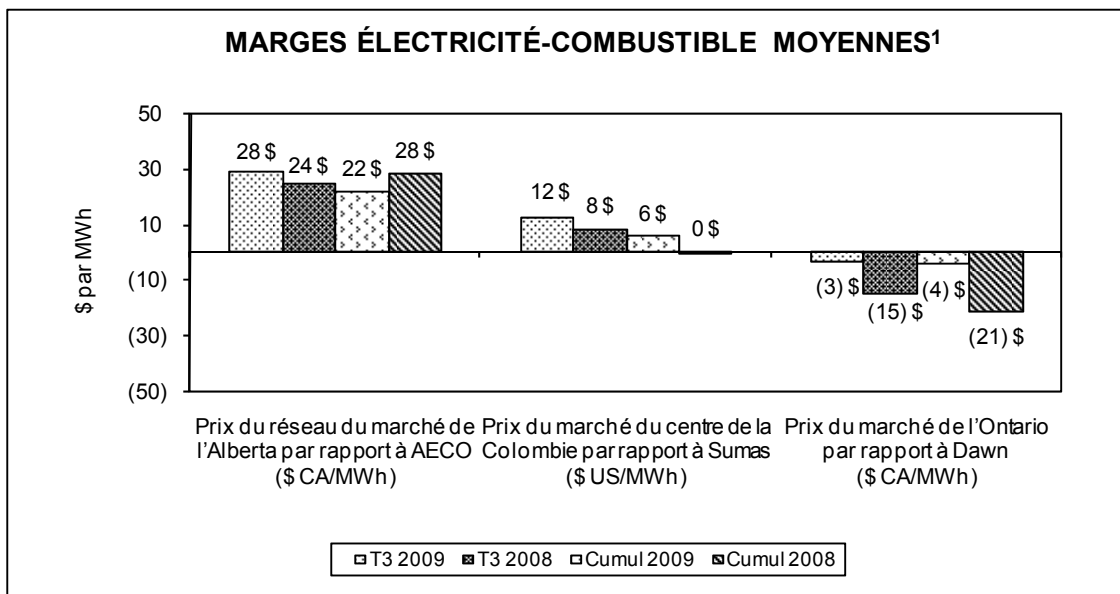
1) Nous mesurons la capacité comme la capacité maximale nette (voir le glossaire pour la définition de cette expression et d'autres termes clés), conformément aux normes du secteur. Sauf indication contraire, les données sur la capacité représentent la capacité détenue et en exploitation.





Au cours du troisième trimestre de 2009, les prix au comptant moyens ont diminué en Alberta, dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario par rapport à la même période de 2008, en raison de la baisse des prix du gaz naturel et d'une demande d'électricité plus faible.

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009, les prix moyens de l'électricité dans les trois marchés ont diminué par rapport à la période correspondante en 2008. Cette baisse des prix est surtout imputable à un fléchissement des prix du gaz naturel et à la diminution de la demande d'électricité. La manière dont nos actifs contractuels et nos activités de couverture nous aideront à réduire l'incidence des variations de prix sur nos résultats actuels est décrite ci-après. L'analyse de nos plans à long terme visant à réduire l'incidence des variations de prix sur nos résultats est décrite plus en détail à la page 23 du présent rapport de gestion.



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

Pour la période de trois mois terminée le 30 septembre 2009, les marges électricité-combustible moyennes ont augmenté en Alberta, dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario par rapport à la même période de 2008, en raison du fléchissement moins prononcé des prix de l'électricité par rapport aux prix du gaz naturel.

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009, les marges électricité-combustible moyennes ont régressé en Alberta par rapport à la période correspondante de 2008 en raison d'un recul des prix plus important que celui des prix du gaz naturel. Les marges électricité-combustible dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario se sont accrues par rapport à 2008, parce que les prix de l'électricité ont moins diminué que ceux du gaz naturel.

Au cours du troisième trimestre, notre portefeuille consolidé en matière d'électricité était couvert à plus de 95 % à un prix moyen allant de 60 \$ à 65 \$ le mégawattheure («MWh») en Alberta, et à un prix moyen allant de 50 \$ à 55 \$ US le MWh dans la région du nord-ouest du Pacifique. L'utilisation de ces couvertures a réduit l'incidence de la baisse des prix sur nos résultats financiers consolidés.

## ANALYSE DES RÉSULTATS SECTORIELS

**PRODUCTION :** Ce secteur comprend les centrales hydroélectriques, les centrales éoliennes, les centrales géothermiques, les centrales alimentées au charbon et au gaz naturel 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 2008). Au 30 septembre 2009, le secteur Production affichait une capacité de production brute en exploitation<sup>1</sup> de 8 386 MW (participation nette de 7 963 MW) et une capacité de production nette de 525 MW en construction. Pour une liste complète de nos actifs de production et de nos régions d'exploitation, consulter la page 18 du rapport annuel de 2008.

Les résultats du secteur Production sont comme suit :

Trois mois terminés les 30 septembre	2009		2008	
	Total	Par MWh installé <sup>1</sup>	Total	Par MWh installé <sup>1</sup>
Produits	659	35,59	770	41,60
Combustible et achats d'électricité	(286)	(15,45)	(393)	(21,23)
Marge brute	373	20,14	377	20,37
Exploitation, entretien et administration	116	6,27	129	6,97
Amortissement	106	5,72	102	5,51
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	5	0,27	5	0,27
Répartition des coûts intersectoriels	8	0,43	7	0,38
Charges d'exploitation	235	12,69	243	13,13
Bénéfice d'exploitation	138	7,45	134	7,24
Capacité installée (GWh)	18 516		18 511	
Production (GWh)	11 610		12 357	
Disponibilité (%)	83,9		86,0	

Neuf mois terminés les 30 septembre	2009		2008	
	Total	Par MWh installé <sup>1</sup>	Total	Par MWh installé <sup>1</sup>
Produits	1 970	35,86	2 221	40,21
Combustible et achats d'électricité	(900)	(16,38)	(1 095)	(19,82)
Marge brute	1 070	19,48	1 126	20,38
Exploitation, entretien et administration	434	7,90	368	6,66
Amortissement	330	6,01	298	5,39
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	17	0,31	15	0,27
Répartition des coûts intersectoriels	24	0,44	22	0,40
Charges d'exploitation	805	14,66	703	12,73
Bénéfice d'exploitation	265	4,82	423	7,66
Capacité installée (GWh)	54 938		55 240	
Production (GWh)	33 439		36 235	
Disponibilité (%)	84,4		85,7	

<sup>1</sup>) Nous mesurons la capacité comme la capacité maximale nette (voir le glossaire pour la définition de cette expression et d'autres termes clés), conformément aux normes de l'industrie. Sauf indication contraire, les données sur la capacité représentent la capacité détenue et en exploitation.

## Production et marges brutes

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 d'après les régions géographiques sont comme suit.

Trois mois terminés le 30 septembre 2009	Production (GWh)	Installé (GWh)	Combustible et achats			Produits par MWh installé <sup>1</sup>	Combustible	Marge brute par MWh installé <sup>1</sup>
			Produits d'électricité	Marge brute	d'électricité par MWh installé <sup>1</sup>			
Ouest du Canada	7 311	11 538	295	106	189	25,57	9,19	16,38
Est du Canada	818	1 868	83	44	39	44,43	23,55	20,88
International	3 481	5 110	281	136	145	54,99	26,61	28,38
	11 610	18 516	659	286	373	35,59	15,45	20,14

Trois mois terminés le 30 septembre 2008	Production (GWh)	Installé (GWh)	Combustible et achats			Produits par MWh installé <sup>1</sup>	Combustible	Marge brute par MWh installé <sup>1</sup>
			Produits d'électricité	Marge brute	d'électricité par MWh installé <sup>1</sup>			
Ouest du Canada	7 839	11 531	316	132	184	27,40	11,45	15,96
Est du Canada	801	1 808	117	84	33	64,71	46,46	18,25
International	3 717	5 172	337	177	160	65,16	34,22	30,94
	12 357	18 511	770	393	377	41,60	21,23	20,37

Neuf mois terminés le 30 septembre 2009	Production (GWh)	Installé (GWh)	Combustible et achats			Produits par MWh installé <sup>1</sup>	Combustible	Marge brute par MWh installé <sup>1</sup>
			Produits d'électricité	Marge brute	d'électricité par MWh installé <sup>1</sup>			
Ouest du Canada	22 227	34 230	841	316	525	24,57	9,23	15,34
Est du Canada	2 701	5 543	294	171	123	53,04	30,85	22,19
International	8 511	15 165	835	413	422	55,06	27,23	27,83
	33 439	54 938	1 970	900	1 070	35,86	16,38	19,48

Neuf mois terminés le 30 septembre 2008	Production (GWh)	Installé (GWh)	Combustible et achats			Produits par MWh installé <sup>1</sup>	Combustible	Marge brute par MWh installé <sup>1</sup>
			Produits d'électricité	Marge brute	d'électricité par MWh installé <sup>1</sup>			
Ouest du Canada	24 522	34 347	1 012	391	621	29,46	11,38	18,08
Est du Canada	2 416	5 386	381	274	107	70,74	50,87	19,87
International	9 297	15 507	828	430	398	53,40	27,73	25,67
	36 235	55 240	2 221	1 095	1 126	40,21	19,82	20,38

### Ouest du Canada

Nos actifs situés dans l'ouest du Canada comprennent des centrales alimentées au charbon et au gaz naturel, des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens. Se reporter à la page 38 du rapport annuel de 2008 pour de plus amples renseignements sur nos activités dans l'ouest.

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

La variation de la production pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2009 est rapprochée comme suit :

	Trois mois terminés le 30 septembre (GWh)	Neuf mois terminés le 30 septembre (GWh)
Production de 2008	7 839	24 522
Baisse des volumes d'hydroélectricité	(156)	(348)
Augmentation des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta	(78)	(1 278)
Diminution (augmentation) des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta	35	(259)
Aucune interruption planifiée à Genesee 3 en 2009	-	145
Baisse de la demande de la clientèle des CAÉ	(292)	(536)
Divers	(37)	(19)
<b>Production de 2009</b>	<b>7 311</b>	<b>22 227</b>

La variation de la marge brute pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2009 est rapprochée comme suit :

	Trois mois terminés le 30 septembre	Neuf mois terminés le 30 septembre
Marge brute de 2008	184	621
Augmentation des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta	(5)	(99)
Baisse des volumes et des prix de l'hydroélectricité	(14)	(32)
Diminution (augmentation) des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta	2	(11)
Aucune interruption planifiée à Genesee 3 en 2009	-	12
Ajustement des indices des périodes précédentes	14	14
Variations liées à l'évaluation à la valeur du marché	(2)	3
Hausse des coûts du charbon	-	(8)
Diminution des pénalités en raison de la baisse des prix au comptant	11	11
Divers	(1)	14
<b>Marge brute de 2009</b>	<b>189</b>	<b>525</b>

Des indices fondés sur les variations des coûts régionaux sont utilisés pour déterminer plusieurs composantes des produits tirés en vertu des CAÉ de l'Alberta. En 2009, les indices utilisés pour ces calculs de 2002 à 2008 ont été révisés, résultant en une augmentation des produits tirés en vertu des CAÉ.

### Est du Canada

Nos actifs situés dans l'est du Canada comprennent quatre centrales alimentées au gaz naturel et un parc éolien. Se reporter à la page 39 du rapport annuel de 2008 pour de plus amples renseignements sur nos activités dans l'est.

La production pour les trois mois terminés le 30 septembre 2009 a augmenté de 17 GWh, surtout à cause de la mise en service de Kent Hills et d'une hausse de la consommation spécifique de chaleur sur le marché à Sarnia, en partie contrebalancées par l'augmentation des interruptions planifiées aux installations de Mississauga et de Windsor.

La production pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2009 a augmenté de 285 GWh, surtout à cause de la mise en service de Kent Hills et d'une hausse de la consommation spécifique de chaleur sur le marché à Sarnia.

Pour la période de trois mois terminée le 30 septembre 2009, la marge brute s'est accrue de 6 millions de dollars en raison de la mise en service de Kent Hills et de la nouvelle entente conclue avec l'OÉO pour notre centrale de cogénération de Sarnia, en partie contrebalancées par l'augmentation des interruptions planifiées aux installations de Mississauga et de Windsor.

La marge brute pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009 a augmenté de 16 millions de dollars du fait de la mise en service de Kent Hills et de la nouvelle entente conclue avec l'OÉO pour notre centrale de cogénération de Sarnia.

### International

Nos actifs du secteur International comprennent les actifs des centrales alimentées au gaz naturel et au charbon, les actifs des centrales hydroélectriques et géothermiques à divers emplacements aux États-Unis ainsi que les actifs de gaz naturel en Australie. Se reporter à la page 39 du rapport annuel de 2008 pour de plus amples renseignements sur nos activités du secteur International.

La variation de la production pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2009 est rapprochée comme suit :

	Trois mois terminés le 30 septembre (GWh)	Neuf mois terminés le 30 septembre (GWh)
Production de 2008	3 717	9 297
Diminution des interruptions planifiées à la centrale thermique de Centralia	-	613
(Augmentation) diminution des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia	(165)	107
Acheminement économique à la centrale thermique de Centralia	(24)	(1 331)
Expiration du contrat à Saranac	(199)	(199)
Augmentation de la production aux centrales alimentées au gaz naturel de Centralia	130	2
Divers	22	22
<b>Production de 2009</b>	<b>3 481</b>	<b>8 511</b>

La variation de la marge brute pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2009 est rapprochée comme suit :

	Trois mois terminés le 30 septembre	Neuf mois terminés le 30 septembre
Marge brute de 2008	160	398
Diminution de la production à la centrale thermique de Centralia	(6)	(5)
Établissement de prix favorables	8	30
Taux de change favorables	7	49
Augmentation des coûts du charbon	(4)	(17)
Variations liées à l'évaluation à la valeur du marché	(3)	11
Règlements commerciaux favorables en 2008	-	(14)
Expiration du contrat à Saranac	(17)	(17)
Divers	-	(13)
<b>Marge brute de 2009</b>	<b>145</b>	<b>422</b>

Les variations liées à l'évaluation à la valeur du marché ont surtout trait aux contrats qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture en 2008, en raison de la diminution prévue de la production à la centrale thermique de Centralia au cours des travaux de modification de la chaudière prévus pour 2009.

Le CAÉ entre notre centrale de Saranac et la New York State Electric and Gas a expiré en juin 2009. La centrale est maintenant exploitée en vertu d'un contrat combinant la capacité et l'acheminement aux marchands. Comme la centrale est amortie selon la méthode proportionnelle au rendement, la dotation aux amortissements a fait l'objet d'une diminution correspondante de 5 millions de dollars en raison de ce niveau de production plus faible. De plus, comme une partie de la centrale est détenue par un tiers, le bénéfice attribuable aux participations sans contrôle a également diminué. Par conséquent, l'incidence de cet événement sur le bénéfice net avant impôts et taxes s'élève à environ 4 millions de dollars.

#### Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration

Pour les trois mois terminés le 30 septembre 2009, les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration ont diminué principalement en raison des réductions de coûts ciblées.

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009 ont augmenté comparativement à ceux de la période correspondante de 2008 surtout à cause du nombre plus élevé d'interruptions planifiées et des taux de change défavorables, contrebalancés en partie par les réductions de coûts ciblées.

#### Dotations aux amortissements

La variation de la dotation aux amortissements pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2009 est rapprochée comme suit :

	Trois mois terminés le 30 septembre	Neuf mois terminés le 30 septembre
Dotations aux amortissements de 2008	102	298
Augmentation des actifs	5	9
Taux de change défavorables	2	15
Expiration du CAÉ à Saranac	(5)	(5)
Mise hors service d'immobilisations	3	9
Amortissement accéléré à la centrale thermique de Centralia en 2008	(1)	(11)
Divers	-	15
<b>Dotations aux amortissements de 2009</b>	<b>106</b>	<b>330</b>

**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 sur produits de base et d'instruments dérivés liés à l'énergie. L'atteinte des marges brutes tout en demeurant dans les limites de la valeur à risque est une mesure clé des activités de négociation du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation.*

*Le secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation est responsable de la gestion des activités commerciales liées à nos actifs de production existants. Ce secteur gère aussi la capacité de production disponible de même que les besoins de combustible et de transport du secteur Production en ayant recours à des contrats comportant diverses durées pour la vente à terme d'électricité et l'achat de gaz naturel, de charbon et de capacité de transport. De plus, ce secteur est chargé de mettre en valeur ou d'acquérir de nouveaux actifs de cogénération, de production éolienne, de production géothermique et de production hydroélectrique, ainsi que de recommander des possibilités d'optimisation du portefeuille. Les résultats de la totalité de ces activités sont inclus dans le secteur Production.*

Pour une analyse plus approfondie de nos opérations sur les produits énergétiques, se reporter à la page 40 du rapport annuel de 2008.

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

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
Marge brute	7	21	37	81
Exploitation, entretien et administration	9	17	25	37
Amortissement	1	1	2	2
Répartition des coûts intersectoriels	(8)	(7)	(24)	(22)
Charges d'exploitation	2	11	3	17
Bénéfice d'exploitation	5	10	34	64

Pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2009, les marges brutes du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation ont diminué par rapport à la période correspondante en 2008 en raison de l'incidence de la réduction de la demande industrielle, de l'incertitude liée au prix du gaz et des changements de la structure du marché dans la région de l'ouest.

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2009 ont diminué par rapport à la même période de 2008 par suite d'une réduction des dépenses discrétionnaires et de la baisse des charges de rémunération du personnel.

La répartition des coûts intersectoriels pour ces périodes est comparable à celle des périodes correspondantes de l'exercice précédent.

#### INTÉRÊTS DÉBITEURS NETS

Les composantes des intérêts débiteurs sont présentées ci-dessous :

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
Intérêts sur la dette à long terme	46	45	132	129
Intérêts créditeurs	(3)	(6)	(6)	(15)
Intérêt capitalisé	(10)	(6)	(27)	(13)
Divers	3	-	3	-
Intérêts débiteurs nets	36	33	102	101

La variation des intérêts débiteurs nets pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2009 par rapport aux périodes correspondantes en 2008 est illustrée ci-dessous :

	Trois mois terminés les 30 septembre	Neuf mois terminés les 30 septembre
Intérêts débiteurs nets de 2008	33	101
Augmentation de la dette à long terme	4	8
Baisse des taux d'intérêt	(4)	(12)
Baisse des intérêts créditeurs	3	9
Hausse de l'intérêt capitalisé	(4)	(14)
Taux de change défavorable et divers	4	10
<b>Intérêts débiteurs nets de 2009</b>	<b>36</b>	<b>102</b>



## PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

Le bénéfice attribuable aux participations sans contrôle pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2009 a reculé respectivement de 12 millions de dollars et 11 millions de dollars, en raison de la diminution du bénéfice de CE Generation, LLC («CE Gen») qui s'explique par l'expiration du contrat de Saranac et la baisse du bénéfice de TransAlta Cogeneration, L.P. («TA Cogen»).

## IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

	Trois mois terminés les		Neuf mois terminés les	
	2009	30 septembre 2008	2009	30 septembre 2008
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	82	72	102	170
Quote-part de la perte de sociétés satellites	-	-	-	97
Autres produits	-	-	(7)	(5)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices, quote-part de la perte de sociétés satellites et autres produits	82	72	95	262
Charge d'impôts	16	11	-	29
Charge d'impôts sur les autres produits	-	-	(1)	(1)
Incidence fiscale de la réduction de la participation dans des sociétés satellites	-	-	-	28
Charge d'impôts, exclusion faite de la quote-part de la perte de sociétés satellites et des autres produits	16	11	(1)	56
Taux d'imposition effectif sur le bénéfice avant impôts sur les bénéfices, la quote-part de la perte de sociétés satellites et les autres produits (%)	20	15	(1)	21

Pour la période de trois mois terminée le 30 septembre 2009, la charge d'impôts a augmenté comparativement à la même période en 2008 en raison de la hausse du bénéfice avant impôts et taxes. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009, la charge d'impôts a régressé par rapport à la période correspondante de 2008 en raison de la baisse du bénéfice avant impôts et taxes, compensée en partie par le recouvrement d'impôts sur la réduction de valeur de notre placement au Mexique en 2008.

Le taux d'imposition effectif a augmenté pour la période de trois mois terminée le 30 septembre 2009 et a diminué pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009 comparativement aux périodes correspondantes de 2008, surtout en raison d'une variation du bénéfice avant impôts et taxes en 2009 et de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le bénéfice.

## SITUATION FINANCIÈRE

Le tableau suivant indique les principales variations entre les bilans consolidés au 31 décembre 2008 et au 30 septembre 2009 :

	<b>Augmentation/ (diminution)</b>	<b>Principaux facteurs expliquant le changement</b>
Trésorerie et équivalents de trésorerie	36	Calendrier des paiements liés à l'exploitation, principalement à CE Gen
Débiteurs	(140)	Calendrier des encaissements des montants dus par les clients et diminution des produits
Garanties versées	(11)	Garanties versées aux contreparties liées à nos obligations par suite d'une variation des prix à terme
Stocks	40	Baisse de la production et acheminement économique
Actifs de gestion du risque (à court et à long terme)	(45)	Variations des prix
Immobilisations corporelles, montant net	217	Acquisition d'immobilisations, en partie contrebalancée par la dotation aux amortissements
Actifs incorporels	(52)	Dotation aux amortissements et raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain
Autres actifs	28	Initiatives de croissance et de productivité
Créditeurs et charges à payer	(209)	Calendrier des paiements et diminution des dépenses d'exploitation et des coûts de construction
Garanties reçues	83	Garanties recueillies auprès des contreparties liées à leurs obligations par suite d'une variation des prix à terme
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	292	Émission de titres de créance à long terme et retraits accrus sur les facilités de crédit, en partie contrebalancés par les opérations de change et les valeurs à l'échéance
Passifs de gestion du risque (à court et à long terme)	(150)	Variations des prix
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	(18)	Raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain et coûts réglés
Crédits reportés et autres passifs à long terme	10	Calendrier des prestations constituées et produits reportés
Passifs d'impôts futurs nets (y compris les tranches échéant à moins d'un an)	50	Incidence fiscale sur l'augmentation des actifs nets de gestion du risque
Participations sans contrôle	15	Vente de la participation dans Kent Hills, en partie contrebalancée par les distributions en sus du bénéfice attribuable aux participations sans contrôle

## INSTRUMENTS FINANCIERS

Se reporter à la note 7 à la page 92 du rapport annuel de 2008 et aux états financiers consolidés intermédiaires au 30 septembre 2009 et pour les neuf mois terminés à cette date pour des renseignements sur les instruments financiers. Au cours du trimestre, la diminution de la position d'actifs de gestion du risque net a découlé des baisses des prix futurs des contrats de notre secteur Production. La rubrique «Gestion du risque» du rapport de gestion présenté dans notre rapport annuel de 2008 décrit nos risques et précise comment nous les gérons. Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard n'ont pas beaucoup changé depuis le 31 décembre 2008.

Dans des cas restreints, le secteur des opérations sur les produits énergétiques peut conclure des opérations sur des produits de base comportant des caractéristiques non standard pour lesquelles il n'y a pas de données du marché observables disponibles.

Ces produits sont définis comme des instruments financiers de niveau III en vertu des PCGR. Les instruments financiers de niveau III ne sont pas négociés sur un marché actif, et la juste valeur est donc établie à l'aide de modèles d'évaluation ou d'hypothèses ou de données établies à l'interne. Nos justes valeurs de niveau III sont fixées en utilisant des techniques d'évaluation avec des données reposant sur des données historiques comme la disponibilité de l'unité, la congestion du transport ou les profils de la demande. Les justes valeurs sont validées chaque trimestre à l'aide d'autres hypothèses raisonnablement possibles à titre de données de techniques d'évaluation, et tout écart important est communiqué dans les notes afférentes aux états financiers. Au 30 septembre 2009, la valeur comptable nette des instruments financiers de niveau III était de 4 millions de dollars (néant au 31 décembre 2008).

## ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Le tableau suivant présente les variations importantes dans les états des flux de trésorerie consolidés pour les périodes de trois mois terminées les 30 septembre 2009 et 2008.

Trois mois terminés les 30 septembre	2009	2008	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	54	50	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	194	202	Variations défavorables du fonds de roulement de 11 millions de dollars, en partie annulées par la hausse du bénéfice au comptant de 3 millions de dollars.
Activités d'investissement	(270)	(292)	Diminution des dépenses en immobilisations de 37 millions de dollars, en partie neutralisée par une baisse des garanties détenues de 15 millions de dollars.
Activités de financement	110	109	Diminution de la dette venant à échéance de 108 millions de dollars et décréue des distributions aux détenteurs de participations sans contrôle de 18 millions de dollars, partiellement contrebalancées par la baisse des retraits sur les facilités de crédit de 126 millions de dollars.
Conversion des liquidités en devises	(2)	(3)	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	86	66	

Le tableau suivant présente les variations importantes dans les états des flux de trésorerie consolidés pour les périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2009 et 2008 :

Neuf mois terminés les 30 septembre	2009	2008	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	50	51	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	334	610	Diminution du bénéfice au comptant de 116 millions de dollars et variations défavorables du fonds de roulement de 160 millions de dollars.
Activités d'investissement	(562)	(626)	Garanties reçues des contreparties de 105 millions de dollars, contrebalancées en partie par une baisse des gains réalisés sur les instruments financiers de 53 millions de dollars.
Activités de financement	266	31	Accroissement des retraits sur les facilités de crédit de 193 millions de dollars, diminution de la dette à long terme venant à échéance de 220 millions de dollars et baisse des rachats d'actions de 130 millions de dollars, en partie annulés par une décréue des titres de créance émis de 302 millions de dollars.
Conversion des liquidités en devises	(2)	-	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	86	66	

## SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Les détails sur nos besoins de trésorerie et nos sources de financement figurent à la page 50 de notre rapport annuel de 2008.

Notre capacité à dégager suffisamment de flux de trésorerie d'exploitation, à maintenir la capacité financière et la souplesse dont nous avons besoin et à assurer la croissance prévue restera semblable à ce qu'elle est depuis le 31 décembre 2008.

### Dette

La dette avec et sans recours a totalisé 3,1 milliards de dollars au 30 septembre 2009 comparativement à 2,8 milliards de dollars au 31 décembre 2008. Les sommes prélevées sur les facilités de crédit ont augmenté en 2009 par suite d'une baisse du bénéfice au comptant et d'une hausse des dépenses en immobilisations, en partie compensées par un accroissement des garanties reçues en 2009, qui ont servi à régler le solde des facilités de crédit. Le total de la dette à long terme a augmenté depuis le 31 décembre 2008 surtout en raison des titres de créance émis au cours du deuxième trimestre de 2009.

### Facilités de crédit

Nous avons un total de facilités de crédit consenties de 2,1 milliards de dollars, dont un montant de 1,1 milliard de dollars non prélevé qui était disponible au 30 septembre 2009, sous réserve des modalités d'emprunt habituelles. Au 30 septembre 2009, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 1,0 milliard de dollars, ce qui comprend des retraits réels de 744 millions de dollars et des lettres de crédit de 296 millions de dollars.

Outre les flux de trésorerie générés par notre entreprise, notre principale source de liquidités à court terme est nos facilités de crédit consenties de 2,1 milliards de dollars. Ces facilités comprennent une facilité bancaire consortiale consentie de 1,5 milliard de dollars, qui vient à échéance en 2012, le solde comprenant des facilités de crédit bilatérales qui viennent à échéance entre 2010 et 2013. Nous prévoyons renouveler ces facilités, selon des modalités commerciales raisonnables, avant leur échéance.

### **Capital social**

Le 26 octobre 2009, nous avons environ 198 millions d'actions ordinaires en circulation.

Au 30 septembre 2009, nous comptons 1,5 million d'options sur actions à l'intention des employés en cours, dont le prix d'exercice moyen pondéré était de 26,45 \$. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2009, aucune option n'a été exercée.

### **Offre publique de rachat dans le cours normal des affaires**

Le 6 mai 2009, nous avons annoncé notre intention de renouveler l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires jusqu'au 6 mai 2010. L'approbation que nous avons reçue de la Bourse de Toronto nous permet de racheter, aux fins d'annulation, jusqu'à 9,9 millions de nos actions ordinaires, ce qui représente 5 % de nos 198 millions d'actions ordinaires émises et en circulation au 30 avril 2009. Tout rachat sera effectué librement à la Bourse de Toronto au cours du marché de ces actions au moment du rachat.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2009, aucune action n'a été rachetée en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires.

### **Exposition au risque de crédit**

Le risque de crédit est le risque auquel notre entreprise est exposée par suite de la variation du degré de solvabilité des entités avec lesquelles nous faisons des affaires. Se reporter à la page 60 de notre rapport annuel de 2008 pour de plus amples renseignements sur notre profil de gestion du risque de crédit et nos pratiques à cet égard.

Bien que nous n'ayons constaté aucune perte au titre des contreparties au troisième trimestre de 2009, nous continuons de surveiller étroitement les changements et tendances sur le marché et leur incidence possible sur nos activités de négociation et de couverture, et prendrons les mesures appropriées selon les besoins, bien que nous ne puissions fournir aucune assurance quant à notre taux de réussite.

Nous sommes exposés à un risque de crédit minimal aux termes de nos CAÉ de l'Alberta car, en vertu de ces contrats, la quasi-totalité des débiteurs est garantie par des lettres de crédit. Notre profil de gestion du risque de crédit et nos politiques à cet égard n'ont pas beaucoup changé depuis le 31 décembre 2008.

## **Contrats de garantie**

Nous sommes tenus d'émettre des lettres de crédit et des garanties au comptant afin de garantir les obligations éventuelles à l'égard de certaines parties, y compris celles liées aux obligations environnementales, aux activités de négociation, aux activités de couverture et aux obligations d'achat. Au 30 septembre 2009, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 296 millions de dollars (430 millions de dollars au 31 décembre 2008) et des garanties au comptant de 26 millions de dollars (37 millions de dollars au 31 décembre 2008). La baisse des lettres de crédit et des garanties au comptant découle surtout d'une diminution des prix à terme de l'électricité dans la région du nord-ouest du Pacifique et d'une réduction des activités de négociation au sein des Bourses. Ces lettres de crédit et garanties au comptant garantissent certains montants compris dans notre bilan aux postes Passifs de gestion du risque et Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

## **CHANGEMENTS CLIMATIQUES ET ENVIRONNEMENT**

Il n'y a pas eu de changements importants au troisième trimestre de 2009 dans les règlements existants sur l'environnement influant sur la production d'électricité au Canada. Le gouvernement fédéral continue de mettre au point son cadre réglementaire relatif aux gaz à effet de serre («GES») en vue d'établir des règlements d'ici 2010 et de les mettre en œuvre en 2012. Toutefois, l'annonce des détails a été retardée, en partie en attente de l'élaboration d'un cadre américain parallèle.

L'élaboration de nouvelles exigences canadiennes à l'égard des polluants atmosphériques pour le dioxyde de soufre, l'oxyde d'azote et le mercure se poursuit à l'aide d'un processus de consultation des parties prenantes comprenant le secteur, les gouvernements provincial et fédéral et les organismes environnementaux. À l'heure actuelle, aucune date n'a été déterminée quant à la rédaction définitive et à la mise en œuvre des recommandations.

Le 14 octobre 2009, les gouvernements fédéral et provincial ont annoncé que le projet de CSC de TransAlta, le projet Pioneer, avait reçu le financement promis de plus de 750 millions de dollars. Le financement est offert dans le cadre du Fonds pour l'énergie propre de 1 milliard de dollars du gouvernement du Canada et du CCS Fund de 2 milliards de dollars du gouvernement de l'Alberta. Le financement permettra de démarrer l'étude d'ingénierie de base qui devrait être achevée en 2010.

Les récentes modifications apportées à la réglementation environnementale sont susceptibles d'avoir un effet défavorable important sur notre société. Comme mentionné à la rubrique «Facteurs de risque» de la notice annuelle, bon nombre de nos activités et de nos biens sont assujettis à des exigences environnementales, et les modifications apportées à ces exigences ou les responsabilités en découlant peuvent avoir une incidence néfaste marquée. Depuis la date de notre notice annuelle, le gouvernement de l'État de Washington a fixé pour nos installations de Centralia une cible de réduction des émissions de GES de 50 % avant 2025. Pour respecter cette cible, d'importants changements devront être apportés à nos technologies de production, à nos combustibles ou à nos activités d'exploitation avant 2025. Le 30 septembre 2009, l'Environmental Protection Agency des États-Unis a proposé un nouveau règlement prévoyant l'obligation d'obtenir d'autres permis et de se soumettre à d'éventuels contrôles ou à d'autres réductions de GES pour les importantes installations industrielles produisant du dioxyde de carbone et autres GES, notamment nos installations de Centralia. Ces programmes de réglementation en étant au stade préliminaire, nous ne pouvons actuellement déterminer les répercussions de ces programmes dans l'éventualité où ils seraient mis en œuvre.

En septembre 2009, à l'issue d'un processus de médiation, nous avons convenu de conclure un accord volontaire avec le Department of Ecology de l'État de Washington qui prévoit la réduction des limites d'émissions d'oxydes et d'azote et l'instauration de contrôles du mercure en 2012, avant les exigences exécutoires fédérales et étatiques des États-Unis visant nos installations de Centralia. Nous ne croyons pas que les coûts inhérents à ces programmes seront importants. Le projet d'accord a été publiquement diffusé à des fins de commentaires.

## **PERSPECTIVES**

Pour 2009, nous prévoyons que le résultat par action aux fins de comparaison sera inférieur à celui de l'exercice précédent en raison du déplacement de travaux d'entretien importants à l'unité 3 de notre centrale de Sundance en 2009, de l'augmentation des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration découlant de notre programme d'entretien accéléré, d'une baisse de disponibilité et de mauvaises conditions de production d'hydroélectricité. Les autres facteurs importants qui influent sur nos résultats figurent ci-après et excluent l'incidence de l'acquisition de Canadian Hydro, à moins d'indication contraire.

### **Contexte d'affaires**

#### **Environnement économique**

En raison de l'environnement économique actuel, le prix des produits de base continue d'être faible, ce qui pourrait entraîner un recul des coûts des intrants. Étant donné que le coût de ces intrants est assujéti à des contrats à court terme, une diminution de nos frais d'exploitation à plus long terme pourrait se produire.

La note de solvabilité de nombreuses contreparties financières et sectorielles a été déclassée, et nous prévoyons que le reste de 2009 continuera d'être difficile pour certaines de nos contreparties. Bien que nous n'ayons constaté aucune perte liée à une contrepartie au cours des trois premiers trimestres de 2009, nous continuons de gérer le risque de contrepartie et d'agir conformément aux politiques de gestion du risque que nous avons mises en œuvre. Nous ne prévoyons pas apporter de modification importante à nos pratiques existantes en matière de crédit et continuerons de faire affaire principalement avec des contreparties ayant une notation de première qualité.

La solidité de notre situation financière, la disponibilité de nos marges de crédit consenties et notre profil relativement faible au chapitre de l'échéance de la dette nous permettent de choisir le moment où nous mobiliserons des capitaux sur le marché. Nous voyons également de l'intérêt continu sur les marchés financiers pour d'autres projets qui respectent nos exigences en matière de rendement.

Même si nous prévoyons que nos résultats d'exploitation en 2009 souffriront de l'environnement économique actuel, cette incidence est quelque peu atténuée par la production et les prix visés par les contrats comme les CAÉ et d'autres contrats à long terme.

#### **Prix au comptant de l'électricité**

Pour le reste de 2009, les prix au comptant de l'électricité devraient demeurer inférieurs à ceux de 2008 en raison de la baisse des prix pour le gaz naturel et de la faiblesse soutenue de la demande d'électricité.

#### **Législation environnementale**

L'état d'élaboration de la législation environnementale demeure fluide au Canada comme aux États-Unis. Le Canada a exprimé son intention d'aligner son cadre réglementaire sur celui des États-Unis en ce qui a trait aux délais et à la rigueur. Aux États-Unis, il n'est pas clair si la législation sur le changement climatique aura préséance sur la réglementation devant être mise en application

par l'EPA. Chacune de ces issues peut engendrer des résultats extrêmement différents pour le secteur de l'énergie aux États-Unis et, indirectement, pour l'approche réglementaire du Canada.

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

### **Exploitation**

#### **Acquisition de Canadian Hydro**

Comme le mentionne la rubrique portant sur les événements postérieurs à la date du bilan du présent rapport de gestion, nous avons conclu l'acquisition et le paiement d'environ 87 % des actions ordinaires en circulation de Canadian Hydro. La planification des activités d'intégration a débuté, et nous prévoyons être en mesure de procéder à l'intégration complète des activités de Canadian Hydro en un laps de temps raisonnable.

#### **Production, disponibilité et capacité**

La capacité de production devrait progresser en raison de l'accroissement de la capacité nominale à l'unité 5 de la centrale de Sundance à la fin de 2009 et de l'achèvement de Blue Trail. La production et la disponibilité devraient augmenter au cours du quatrième trimestre, à cause du nombre moins élevé d'interruptions planifiées et non planifiées. La disponibilité globale du parc pour 2009 devrait se situer entre 86 % et 87 %. La baisse de la disponibilité par rapport aux perspectives du deuxième trimestre est surtout attribuable au nombre d'interruptions non planifiées au cours du troisième trimestre.

#### **Couverture du prix des produits de base**

En vertu des CAÉ de l'Alberta et de nos autres contrats à long terme, environ 70 % de notre capacité est liée à des contrats pour les dix prochaines années. Pour offrir une plus grande stabilité en matière de bénéfice futur, nous concluons des contrats prévoyant la livraison et des contrats sur instruments financiers pour des périodes pouvant aller jusqu'à quatre ans. Dans le cadre de cette stratégie, nous visons à ce que 90 % de notre capacité soit liée à des contrats pour l'exercice qui vient. Ce pourcentage sera ramené à 70 % au cours du quatrième exercice. À la fin du troisième trimestre, plus de 95 % de notre capacité résiduelle de 2009 et environ 85 % de notre capacité de 2010 faisaient l'objet de contrats assortis d'un prix contractuel moyen en 2009 de 60 \$ à 65 \$ le MWh en Alberta et de 50 \$ US à 55 \$ US le MWh dans la région du nord-ouest du Pacifique.

Nous continuons de suivre de près les risques auxquels les variations de prix des produits de base exposent nos activités futures et, lorsque nous le jugeons approprié, avons recours à divers instruments prévoyant la livraison et instruments financiers pour protéger la valeur de nos actifs et de nos activités à l'égard de ce risque de prix.

#### **Coûts du combustible**

Les coûts du charbon en Alberta sont assujettis à des augmentations liées aux activités minières comme l'enlèvement accru de morts-terrains, l'inflation et des hausses de prix des produits de base. L'application de la méthode du coût standard permet de réduire au minimum les fluctuations saisonnières des coûts du charbon de nos mines de l'Alberta. Même si le risque d'augmentation des coûts compte tenu des prix des produits de base est beaucoup plus faible, les coûts du charbon pour le reste de 2009, selon la méthode du coût standard, demeurent stables par rapport à l'exercice précédent à cause des coûts en immobilisations accrus en 2008, contrebalancés par des initiatives en matière de réduction des coûts et de productivité en 2009.



Le combustible de la centrale thermique de Centralia est acquis auprès de fournisseurs externes dans le bassin fluvial de la Powder River et livré par chemin de fer. Le coût de livraison du combustible pour le reste de 2009 devrait augmenter de 10 % à 15 % par rapport à l'exercice précédent en raison des hausses des contrats de transport ferroviaire.

Nos centrales alimentées au gaz naturel sont peu exposées aux fluctuations du marché pour ce qui est des prix des produits de base énergétiques. Les contrats d'achat de gaz naturel à long terme atténuent dans la mesure du possible l'exposition des centrales aux fluctuations des coûts du gaz naturel en vertu de contrats de vente à long terme. Les variations des marges électricité-combustible pourraient avoir une incidence sur les centrales marchandes alimentées au gaz naturel, et l'électricité est vendue au comptant. Les coûts des intrants qui sont achetés au comptant ont bénéficié de la baisse des prix au cours du troisième trimestre. Nous prévoyons que les prix du gaz naturel demeureront bas pour le reste de 2009.

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

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration par MWh de capacité installée varient d'un trimestre à l'autre et selon le calendrier et la nature des activités d'entretien. Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration par MWh installé pour le reste de 2009 devraient diminuer en raison d'une baisse des activités d'entretien planifiées et des initiatives en matière de réduction des coûts et de productivité. Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour l'exercice entier devraient être plus élevés de 30 à 40 millions de dollars par rapport à ceux de l'exercice précédent, en raison d'un accroissement des travaux d'entretien importants.

#### **Opérations sur les produits énergétiques**

Le bénéfice provenant de notre secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation est touché 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 un profil de risque acceptable. Notre objectif pour 2009 consiste à ce que nos opérations sur les produits énergétiques dégagent une marge brute variant entre 50 millions de dollars et 70 millions de dollars.

#### **Exposition aux fluctuations des taux de change**

Notre stratégie consiste à réduire au minimum l'incidence des fluctuations du dollar canadien par rapport au dollar américain et au dollar australien en contrebalançant 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 les intérêts débiteurs, qui servent de couverture naturelle pour une tranche de nos produits libellés en devises. Tout risque de change résiduel au cours de l'exercice considéré est couvert par des contrats de change.

#### **Intérêts débiteurs nets**

Les intérêts débiteurs nets pour le reste de 2009 devraient être supérieurs comparativement à l'exercice précédent en raison surtout de la hausse des soldes de dettes et de la baisse des intérêts créditeurs. Cependant, la variation des taux d'intérêt et de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain va se répercuter sur le montant des intérêts débiteurs nets engagés.

#### **Situation de trésorerie et sources de financement**

L'accroissement éventuel de la volatilité sur les marchés de l'énergie et du gaz naturel, ou l'augmentation des activités de négociation sur le marché, pourrait engendrer un besoin de liquidités supplémentaires. Pour atténuer le risque d'illiquidité, nous maintenons des facilités de crédit consenties de 2,1 milliards de dollars et assurons un suivi à cet égard, tout en surveillant les risques de façon à déterminer les besoins prévus de liquidités.

### **Estimations comptables**

Bien que nous ne prévoyions pas modifier de façon importante nos estimations comptables en raison de l'environnement économique actuel, les importantes variations des prix des produits de base, des taux de change et des taux d'intérêt sur le marché à terme pourraient donner lieu à des fluctuations de la juste valeur de nos actifs et passifs de gestion du risque. Toute variation importante des prix et des taux à terme pourrait se traduire par des écarts importants entre les montants des gains ou pertes latents et ceux des actifs et passifs de gestion du risque constatés à la date du bilan, du fait de la détermination de la juste valeur à ce moment-là. Toutefois, ces variations de la juste valeur n'auront pas d'incidence sur les flux de trésorerie, puisque nous continuerons de recevoir les montants fixés dans les contrats visant les actifs du secteur Production.

### ***Dépenses en immobilisations***

#### **Projets et croissance**

Nos principaux projets sont composés des dépenses engagées pour le maintien et la croissance de nos activités. Sept projets importants de dépenses en immobilisations de croissance sont présentement en cours comme l'indique le tableau qui suit.

Projet	Total des projets		2009		Date d'achèvement prévue	Détails
	Dépenses estimées	Dépenses à ce jour	Dépenses estimées	Dépenses à ce jour		
Keephills 3	988	648	235 - 255	172	T2 2011	Centrale supercritique alimentée au charbon de 450 MW (participation nette de 225 MW) et dépenses en immobilisations liées aux mines connexes en partenariat avec Capital Power Corporation
Blue Trail	115	102	85 - 90	76	T4 2009	Parc éolien marchand de 66 MW dans le sud de l'Alberta
Accroissement de la capacité nominale de l'unité 5 de la centrale de Sundance	80	60	55 - 65	43	T4 2009	Accroissement de la capacité nominale de 53 MW à notre centrale de Sundance
Summerview 2	123	84	80 - 90	59	T1 2010	Expansion de 66 MW de notre parc éolien de Summerview dans le sud de l'Alberta
Accroissement de la capacité nominale de l'unité 1 de la centrale de Keephills	34	1	5 - 10	1	T4 2011	Accroissement de la capacité nominale de 23 MW à notre centrale de Keephills
Accroissement de la capacité nominale de l'unité 2 de la centrale de Keephills	34	1	5 - 10	1	T4 2012	Accroissement de la capacité nominale de 23 MW à notre centrale de Keephills
Ardenville	135	26	25 - 35	26	T1 2011	Parc éolien marchand de 69 MW dans le sud de l'Alberta
<b>Total de la croissance</b>	<b>1 509</b>	<b>922</b>	<b>490 - 555</b>	<b>378</b>		

Notre estimation des coûts totaux pour Keephills 3 a été augmentée de 100 millions de dollars en raison d'une modification à nos prévisions initiales sur la main-d'œuvre requise pour parachever le projet.

Notre estimation des coûts totaux de l'accroissement de la capacité nominale à l'unité 5 de la centrale de Sundance a été haussée de 5 millions de dollars en raison du reclassement de certains coûts, qui ne feront plus partie des travaux d'entretien planifié afin de refléter de façon plus exacte le type de travaux effectués.

## Dépenses en immobilisations de maintien

Pour 2009, nos dépenses en immobilisations de maintien estimatives, déduction faite des apports reçus, sont réparties comme suit :

Catégorie	Description	Dépenses estimées	Dépenses à ce jour
Dépenses en immobilisations courantes	Dépenses visant à maintenir notre capacité de production existante	130 - 150	99
Dépenses en immobilisations liées à la productivité	Projets visant à améliorer l'efficacité de la production d'électricité	40 - 45	37
Matériel minier et achats de terrains	Dépenses liées au matériel minier et aux terrains	35 - 45	28
Modifications apportées à Centralia	Projet de dépenses en immobilisations aux fins de l'utilisation au charbon venant de l'extérieur	20 - 25	19
Entretien planifié	Entretien important planifié périodique	115 - 125	99
<b>Total des dépenses en immobilisations de maintien</b>		<b>340 - 390</b>	<b>282</b>

Le coût prévu des dépenses en immobilisations courantes a augmenté et celui de l'entretien planifié a diminué, en raison du reclassement de certains coûts afin de refléter plus précisément le type de travaux achevés à ce jour et les prévisions pour le reste de l'exercice, ainsi que les économies globales réalisées au titre de nos programmes d'immobilisations.

Le programme d'entretien planifié de 2009 est décrit ci-après :

	Charbon	Gaz naturel et hydroélectricité	Dépenses prévues	Dépenses à ce jour
Capitalisées	80 - 85	35 - 40	115 - 125	99
Passées en charges	115 - 125	0 - 5	115 - 130	111
	195 - 210	35 - 45	230 - 255	210

	Perte de charbon	Perte de gaz naturel et d'hydroélectricité	Perte totale	Perte à ce jour
GWh perdus	3 250 - 3 300	200 - 250	3 450 - 3 550	3 375

Les prévisions à l'égard des GWh qui seront perdus ont progressé, pour mieux tenir compte des résultats réels à ce jour et des prévisions pour le reste de l'exercice.

## Financement

Le financement de ces dépenses en immobilisations devrait provenir des flux de trésorerie d'exploitation et de la capacité d'emprunt actuelle. Le financement nécessaire aux fins des projets de croissance et de maintien ne devrait pas être touché par l'environnement économique actuel, puisque nos flux de trésorerie et le montant de crédit consenti au 30 septembre 2009 étaient en grande partie assujettis à des contrats.

## OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Le 16 décembre 2006, les sociétés remplacées par TransAlta Generation Partnership («TAGP»), entreprise appartenant à la société et à l'une de ses filiales, ont conclu une entente avec les partenaires du projet de coentreprise de la centrale de Keephills 3 visant l'approvisionnement en charbon de la centrale alimentée au charbon. Le projet est détenu en coentreprise par Keephills 3 Limited Partnership («K3LP»), filiale en propriété exclusive de la société, et Capital Power Corporation. TAGP fournira du charbon jusqu'à ce que la centrale de Keephills 3 ferme définitivement ou que TAGP et ses partenaires dans la coentreprise mettent fin à l'entente, selon la date la plus rapprochée. Au 30 septembre 2009, TAGP avait reçu 48 millions de dollars de K3LP pour les livraisons futures de charbon. L'exploitation commerciale de la centrale de Keephills devrait commencer au cours du deuxième trimestre de 2011. Les paiements reçus avant cette date pour les livraisons futures de charbon ont été constatés dans les produits comptabilisés d'avance et seront amortis dans les produits sur la durée de l'entente d'approvisionnement en charbon au moment du début des activités.

CE Gen a conclu des contrats avec des parties liées pour offrir des services d'administration et d'entretien. La valeur totale de ces contrats s'établira à 3 millions de dollars américains par année pour les exercices se terminant les 31 décembre 2009 et 2010.

Pour la période de novembre 2002 à novembre 2012, une de nos filiales, TA Cogen, a conclu divers swaps sur transport avec TAGP. TAGP exploite et gère les trois centrales électriques à cycle combiné de TA Cogen en Ontario et une centrale à Fort Saskatchewan, en Alberta. TAGP offre également des services de gestion à la centrale thermique de Sheerness, laquelle est exploitée par Canadian Utilities Limited. L'objectif commercial des swaps sur transport est d'assurer à TA Cogen un approvisionnement en gaz à prix fixe, afin qu'elle ne soit pas 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, des opérations de swap est égal au total des expéditions de combustible pour chacune des centrales. Les montants d'échange ont été calculés d'après la valeur marchande du contrat. Nous avons conclu un contrat en sens inverse et, par conséquent, avons limité le risque au risque de contrepartie.

## MODIFICATIONS COMPTABLES ACTUELLES

### Instruments financiers – comptabilisation et évaluation

Le 17 juin 2009, le Conseil des normes comptables («CNC») du Canada a publié *Traitement des dérivés incorporés lors du reclassement d'un actif financier*, modifiant le chapitre 3855, «Instruments financiers – comptabilisation et évaluation». La modification indique que les contrats comportant des dérivés incorporés ne peuvent être reclassés dans une catégorie autre que la catégorie «détenus à des fins de transaction» lorsque la juste valeur du dérivé incorporé ne peut être évaluée. L'application de cette norme n'a pas eu une incidence importante sur nos états financiers consolidés.

### Risque de crédit

Le 1<sup>er</sup> janvier 2009, nous avons adopté l'abrégé 173 du Comité sur les problèmes nouveaux («CPN»), *Risque de crédit et juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers*. Selon le CPN-173, le risque de crédit de l'entité et le risque de crédit de la contrepartie doivent être pris en compte pour déterminer la juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers, notamment les instruments dérivés. L'application de cette norme n'a pas eu une incidence importante sur nos états financiers consolidés.

### **Report des coûts et actifs incorporels générés en interne**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2009, nous avons adopté le chapitre 3064 du *Manuel de l'ICCA*, «Écarts d'acquisition et actifs incorporels», qui remplace le chapitre 3062, «Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels», et le chapitre 3450, «Frais de recherche et de développement». Le chapitre 3064 précise que, pour un actif incorporel généré en interne, l'entité doit démontrer la faisabilité technique de celui-ci, son intention de l'utiliser ou de le vendre, la façon dont l'actif incorporel générera des avantages économiques futurs, et la disponibilité suffisante de ressources pour achever le développement de l'actif incorporel afin de pouvoir capitaliser les frais connexes. L'application de cette norme n'a pas eu une incidence importante sur nos états financiers consolidés.

### **Frais d'exploration minière**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2009, nous avons adopté l'abrégé CPN-174, *Frais d'exploration minière*. Le CPN-174 fournit des lignes directrices sur la capitalisation des frais d'exploration minière, en particulier lorsque les réserves minières n'ont pas été prouvées. Le CPN définit également lorsqu'un test de dépréciation doit être effectué à l'égard des frais précédemment capitalisés. L'application de cette norme n'a pas eu une incidence importante sur nos états financiers consolidés.

## **MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES**

### **Instruments financiers – informations à fournir**

Le 29 juillet 2009, le CNC a publié *Dépréciation d'actifs financiers*, modifiant le chapitre 3855, «Instruments financiers – comptabilisation et évaluation». Les modifications changent les catégories dans lesquelles les instruments d'emprunt peuvent être classés ainsi que les exigences en matière de dépréciation de certains actifs financiers. Des modifications corrélatives ont été apportées au chapitre 3025, «Prêts douteux», pour tenir compte de ces changements. Cette norme sera en vigueur pour TransAlta pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2009, et son adoption ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés.

En juin 2009, le CNC a modifié le chapitre 3862, «Instruments financiers – informations à fournir», aux fins de convergence avec l'exposé-sondage *Improving Disclosures about Financial Instruments* (Amélioration des informations à fournir sur les instruments financiers) visant à modifier la Norme internationale d'information financière IFRS 7. Les modifications accroissent les informations à fournir à l'égard de la mesure de la juste valeur constatée et clarifient les principes existants pour les informations à fournir sur le risque d'illiquidité associé aux instruments financiers. Cette norme sera en vigueur pour TransAlta pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2009. On ne prévoit pas que l'incidence de l'adoption de cette norme sera importante, parce que de nombreuses exigences au titre des informations additionnelles à fournir sont déjà remplies en ce qui concerne les instruments financiers existants de la société.

### **Conversion aux Normes internationales d'information financière («IFRS»)**

Le 8 mai 2009, le CNC a confirmé de nouveau que les états financiers intermédiaires et annuels des périodes ouvertes à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2011 devront être présentés selon les IFRS, avec les informations financières comparatives appropriées pour 2010. Le projet de passage aux IFRS consiste en quatre étapes : diagnostic, conception et planification, élaboration de solutions et mise en œuvre. L'étape de conception et de planification consiste en l'établissement des équipes interfonctionnelles spécialisées qui analysent les principaux secteurs de convergence, ainsi que des ressources en technologies de l'information et en contrôle interne, qui déterminent les changements exigés dans les processus, les systèmes et les contrôles à l'égard de l'information financière pour

assurer un traitement parallèle en 2010 et une conversion intégrale en 2011. L'étape de conception et de planification est pratiquement terminée, et les équipes interfonctionnelles se concentrent sur des activités d'élaboration de solutions. Des programmes de formation du personnel ont été mis en œuvre, et un plan de communication a été établi et est en cours d'exécution.

Un comité directeur surveille les progrès et les décisions critiques liés au passage aux IFRS et continue de se réunir régulièrement. Ce comité comprend des représentants des équipes des finances, des technologies de l'information, de la trésorerie, des relations avec les investisseurs, des ressources humaines et de l'exploitation. Des mises à jour trimestrielles sont fournies au comité de vérification et des risques.

D'après les travaux à ce jour, notre point de vue est que, bien que les IFRS utilisent un cadre conceptuel semblable aux PCGR du Canada et qu'il y ait de nombreuses ressemblances entre les PCGR du Canada et les IFRS, il existe plusieurs différences importantes dans les conventions comptables qui doivent être résolues. Les principales différences auront trait vraisemblablement aux immobilisations corporelles, à la perte de valeur des immobilisations, à la comptabilisation des coentreprises et à la comptabilisation des contrats à long terme. De plus, la présentation d'informations additionnelles est requise, ce qui ne devrait pas avoir d'incidence importante sur nos états financiers consolidés. Nous continuons d'évaluer avec soin les options transitoires offertes en vertu des IFRS à la date d'adoption ainsi que les conventions comptables à long terme les plus appropriées et les incidences des différences relevées.

The International Accounting Standards Board («IASB») entreprend présentement plusieurs projets IFRS qui entraîneront vraisemblablement des modifications importantes aux normes IFRS existantes, notamment sur le plan de la présentation des états financiers, des contrats de location, de la constatation des produits, des avantages postérieurs à l'emploi, des impôts et taxes, ainsi que des instruments financiers. Pour le moment, nous ne prévoyons pas que de nouvelles normes ou modifications importantes relatives à ces projets s'appliqueront lors de la convergence en 2011. Cependant, l'avancement et les recommandations de ces projets de l'IASB sont surveillés de près afin de s'assurer que les conséquences néfastes possibles du projet de convergence soient réduites au minimum. Par conséquent, les incidences de l'adoption des IFRS sur notre situation financière future et nos résultats futurs ne peuvent être établies de manière raisonnable pour le moment.

## **MESURES NON CONFORMES AUX PCGR**

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité selon diverses mesures. Les mesures 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 ou des mesures plus significatives du bénéfice net ou des flux de trésorerie d'exploitation tels qu'ils sont calculés selon les PCGR ou comme indicateurs de notre rendement financier ou de notre situation de trésorerie. Ces mesures ne sont pas nécessairement comparables aux mesures intitulées de façon similaire par d'autres sociétés.

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.

## Rapprochement du bénéfice net

Le rapprochement de la marge brute et du bénéfice d'exploitation et du bénéfice net est présenté comme suit :

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
<b>Produits</b>	<b>666</b>	791	<b>2 007</b>	2 302
Combustible et achats d'électricité	(286)	(393)	(900)	(1 095)
<b>Marge brute</b>	<b>380</b>	398	<b>1 107</b>	1 207
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	144	161	525	474
Amortissement	111	108	346	312
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	5	5	17	15
<b>Charges d'exploitation</b>	<b>260</b>	274	<b>888</b>	801
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>120</b>	124	<b>219</b>	406
Gain (perte) de change	1	(4)	4	(5)
Intérêts débiteurs nets	(36)	(33)	(102)	(101)
Quote-part de la perte de sociétés satellites	-	-	-	(97)
Autres produits	-	-	8	5
<b>Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices</b>	<b>85</b>	87	<b>129</b>	208
Participations sans contrôle	3	15	27	38
<b>Bénéfice avant impôts sur les bénéfices</b>	<b>82</b>	72	<b>102</b>	170
Charge d'impôts	16	11	-	29
<b>Bénéfice net</b>	<b>66</b>	61	<b>102</b>	141

## Bénéfice aux fins de comparaison

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. Le bénéfice aux fins de comparaison est fondé sur le résultat par action et est cumulatif d'un trimestre à l'autre.

Dans le calcul du bénéfice aux fins de comparaison pour 2009, nous avons exclu le règlement d'un papier commercial en souffrance qui avait trait au placement au Mexique que nous détenions précédemment et qui a été comptabilisé au poste Autres produits.

La variation de la durée de certaines composantes de la centrale thermique de Centralia a été exclue du calcul du bénéfice aux fins de comparaison en 2009 et 2008, puisqu'elle est liée à la cessation des activités d'extraction minière à la mine de charbon de Centralia et à la consommation de charbon fourni uniquement par des tiers.

Pour calculer le bénéfice aux fins de comparaison de 2008, nous avons aussi exclu la réduction de valeur de notre placement au Mexique. Nous avons également exclu les gains constatés sur la vente des actifs de la mine de charbon de 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	
	2009	2008	2009	2008
<b>Bénéfice net</b>	<b>66</b>	61	<b>102</b>	141
Vente d'actifs à Centralia, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	(4)
Modification de la durée de vie de composantes de Centralia, déduction faite des impôts et taxes	-	1	<b>1</b>	8
Règlement d'un papier commercial, déduction faite des impôts et taxes	-	-	<b>(6)</b>	-
Réduction de valeur du placement au Mexique, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	65
<b>Bénéfice aux fins de comparaison</b>	<b>66</b>	62	<b>97</b>	210
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	<b>198</b>	198	<b>198</b>	199
<b>Résultat par action aux fins de comparaison</b>	<b>0,34</b>	0,32	<b>0,49</b>	1,06

#### Flux de trésorerie disponibles (insuffisance)

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, le versement des dividendes sur actions ordinaires ou le rachat d'actions ordinaires.

Les dépenses en immobilisations de maintien pour la période de trois mois terminée le 30 septembre 2009 représentent le total des acquisitions d'immobilisations corporelles d'après les états des flux de trésorerie consolidés, moins 154 millions de dollars (153 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) investis dans des projets de croissance. Pour la période correspondante en 2008, nous avons investi 213 millions de dollars (209 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) dans des projets de croissance. Pour les périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2009 et 2008, nous avons investi respectivement 387 millions de dollars (378 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) et 416 millions de dollars (401 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) dans des projets de croissance.

Le 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	
	2009	2008	2009	2008
<b>Flux de trésorerie d'exploitation</b>	<b>194</b>	202	<b>334</b>	610
Ajouter (déduire) :				
Dépenses en immobilisations de maintien	<b>(116)</b>	(97)	<b>(294)</b>	(294)
Dividendes sur actions ordinaires	<b>(58)</b>	(58)	<b>(169)</b>	(163)
Distributions aux détenteurs de participations sans contrôle des filiales	<b>(7)</b>	(25)	<b>(40)</b>	(69)
Remboursements de la dette sans recours	<b>(1)</b>	(1)	<b>(19)</b>	(3)
Calendrier des paiements prévus au titre des CAÉ	-	-	-	(116)
Autres produits	-	-	<b>(8)</b>	-
Flux de trésorerie liés à la participation dans des sociétés satellites	-	(1)	-	2
<b>Flux de trésorerie disponibles (insuffisance)</b>	<b>12</b>	20	<b>(196)</b>	(33)

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

## PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

	T4 2008	T1 2009	T2 2009	T3 2009
Produits	808	756	585	<b>666</b>
Bénéfice net (perte nette)	94	42	(6)	<b>66</b>
Résultat de base et dilué par action ordinaire	0,47	0,21	(0,03)	<b>0,34</b>
Résultat par action aux fins de comparaison	0,40	0,18	(0,03)	<b>0,34</b>

	T4 2007	T1 2008	T2 2008	T3 2008
Produits	783	803	708	791
Bénéfice net	130	33	47	61
Résultat de base et dilué par action ordinaire	0,64	0,17	0,24	0,31
Résultat par action aux fins de comparaison	0,51	0,50	0,25	0,32

## CONTRÔLES ET PROCÉDURES

Comme il est exigé par la Règle 13a-15 de la loi intitulée *Securities Exchange Act of 1934* (l'«Exchange Act»), la direction a évalué, avec la participation de notre chef de la direction et de notre chef des finances, l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information à la fin de la période visée par le présent rapport. Les contrôles et procédures de communication de l'information désignent les contrôles et autres procédures visant à assurer que l'information devant être communiquée dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu de l'Exchange Act est constatée, traitée, résumée et présentée dans les délais prescrits et selon les règles et formules de la Securities and Exchange Commission. Les contrôles et procédures de communication de l'information comprennent, sans s'y limiter, les contrôles et procédures conçus pour assurer que l'information que nous devons communiquer dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu de l'Exchange Act est consignée et communiquée à la direction, y compris notre chef de la direction et notre chef 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 de fonctionnement, ne peuvent que fournir l'assurance raisonnable d'atteindre les objectifs souhaités en matière de contrôle. En outre, la direction était tenue de faire preuve de jugement dans l'évaluation et la mise en œuvre des contrôles et procédures possibles. Pour la période visée par ce rapport, le contrôle interne à l'égard de l'information financière n'a fait l'objet d'aucune modification ayant eu une incidence importante ou pouvant raisonnablement avoir une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, notre chef de la direction et notre chef des finances ont attesté que, au 30 septembre 2009, fin de la période visée par le présent rapport, nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces à un niveau d'assurance raisonnable.

## ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent document, les documents intégrés par renvoi, 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 nos croyances et des hypothèses fondées sur l'information disponible au moment où les hypothèses sont formulées. Ces énoncés prospectifs ne présentent pas des faits, mais seulement des prédictions et peuvent généralement être reconnus par l'emploi d'énoncés comprenant des termes tels que «pouvoir», «pourrait», «croire», «s'attendre à», «projeter», «avoir l'intention de», «planifier», «prévoir», «éventuel», «permettre», «continuer de» ou d'autres termes comparables. Ces énoncés ne sont pas des garanties de notre rendement futur et sont assujettis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui peuvent faire en sorte que les résultats réels de TransAlta diffèrent de manière importante des résultats envisagés.

Parmi les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur nos énoncés prospectifs, on compte les risques concernant : i) les fluctuations des cours et de la disponibilité des approvisionnements en combustible nécessaires pour produire de l'électricité et les fluctuations du prix de l'électricité; ii) les cadres politiques et réglementaires dans les territoires où nous exerçons des activités; iii) les exigences en matière d'environnement et les changements apportés à ces exigences ou les responsabilités en découlant; iv) l'évolution de la conjoncture économique, y compris la fluctuation des taux d'intérêt; v) les risques opérationnels liés à nos centrales, y compris les interruptions non planifiées dans nos centrales; vi) les interruptions du transport et de la distribution de l'électricité; vii) les interruptions d'approvisionnement en combustible ou en eau nécessaires pour exploiter nos centrales; viii) les risques commerciaux; ix) les fluctuations de la valeur des monnaies étrangères et les risques politiques étrangers; x) le besoin et la disponibilité de financement supplémentaire; xi) les risques d'illiquidité; xii) la subordination structurelle des titres; xiii) le risque de crédit de contrepartie; xiv) le risque d'assurance; xv) notre provision pour impôts sur les bénéfices; xvi) les instances judiciaires nous impliquant; xvii) la dépendance envers le personnel clé; xviii) les questions de relations de travail; et xix) l'absence d'un marché public pour certains des titres offerts. Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail sous la rubrique «Facteurs de risque» à la page 18 de notre notice annuelle de 2008 et à la page 58 de notre rapport annuel de 2008.

Les lecteurs sont priés d'examiner ces facteurs attentivement dans leur évaluation des énoncés prospectifs et sont avisés de ne pas se fier outre mesure à ceux-ci. Les énoncés prospectifs compris dans le présent document ne sont formulés qu'à la date du présent document. Sauf dans la mesure où les lois applicables l'exigent, nous déclinons toute obligation de les mettre à jour publiquement à la lumière de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou autrement. Compte tenu de ces risques, incertitudes et hypothèses, les événements prospectifs peuvent se produire ou ne pas se produire. Nous ne pouvons garantir que les résultats et événements projetés se matérialiseront.

**TRANSALTA CORPORATION**

**ÉTATS 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	
	2009	2008	2009	2008
<b>Produits</b>	<b>666</b>	791	<b>2 007</b>	2 302
Combustible et achats d'électricité	(286)	(393)	(900)	(1 095)
	<b>380</b>	398	<b>1 107</b>	1 207
Exploitation, entretien et administration	144	161	525	474
Amortissement (note 21)	111	108	346	312
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	5	5	17	15
	<b>260</b>	274	<b>888</b>	801
	<b>120</b>	124	<b>219</b>	406
Gain (perte) de change	1	(4)	4	(5)
Intérêts débiteurs nets (note 9)	(36)	(33)	(102)	(101)
Quote-part de la perte de sociétés satellites	-	-	-	(97)
Autres produits (note 11)	-	-	8	5
<b>Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices</b>	<b>85</b>	87	<b>129</b>	208
Participations sans contrôle (note 12)	3	15	27	38
<b>Bénéfice avant impôts sur les bénéfices</b>	<b>82</b>	72	<b>102</b>	170
Charge d'impôts (note 7)	16	11	-	29
<b>Bénéfice net</b>	<b>66</b>	61	<b>102</b>	141
<b>Bénéfices non répartis</b>				
<b>Solde d'ouverture</b>	<b>610</b>	640	<b>688</b>	763
Dividendes sur actions ordinaires	(58)	(53)	(172)	(161)
Actions ordinaires annulées en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires (note 13)	-	-	-	(95)
<b>Solde de clôture</b>	<b>618</b>	648	<b>618</b>	648
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période</b>	<b>198</b>	198	<b>198</b>	199
<b>Résultat net par action, de base et dilué</b>	<b>0,34</b>	0,31	<b>0,52</b>	0,71

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

**TRANSALTA CORPORATION**

**BILANS CONSOLIDÉS**

(en millions de dollars canadiens)

Non vérifié	30 septembre 2009	31 décembre 2008
		<i>(Note 2)</i>
Trésorerie et équivalents de trésorerie (note 3)	86	50
Débiteurs (notes 3 et 19)	365	505
Garanties versées (notes 2 et 3)	26	37
Charges payées d'avance	13	6
Actifs de gestion du risque (notes 3, 4 et 5)	170	200
Actifs d'impôts futurs	9	3
Impôts sur les bénéfices à recevoir	70	61
Stocks (note 6)	91	51
	<b>830</b>	<b>913</b>
<b>Liquidités soumises à restrictions (note 3)</b>	<b>1</b>	<b>-</b>
<b>Créances à long terme (note 10)</b>	<b>8</b>	<b>14</b>
<b>Immobilisations corporelles</b>		
Coût	10 357	9 932
Amortissement cumulé	(4 106)	(3 898)
	<b>6 251</b>	<b>6 034</b>
<b>Écart d'acquisition (note 21)</b>	<b>133</b>	<b>142</b>
<b>Actifs incorporels</b>	<b>161</b>	<b>213</b>
<b>Actifs d'impôts futurs</b>	<b>213</b>	<b>248</b>
<b>Actifs de gestion du risque (notes 3, 4 et 5)</b>	<b>206</b>	<b>221</b>
<b>Autres actifs (note 8)</b>	<b>67</b>	<b>39</b>
<b>Total de l'actif</b>	<b>7 870</b>	<b>7 824</b>
Créditeurs et charges à payer (note 3)	458	667
Garanties reçues (notes 2 et 3)	107	24
Passifs de gestion du risque (notes 3, 4 et 5)	52	148
Impôts sur les bénéfices à payer	11	15
Passifs d'impôts futurs	13	14
Dividendes à verser	55	52
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, avec recours (notes 3 et 9)	212	211
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, sans recours (notes 3 et 9)	28	33
Tranche échéant à moins d'un an des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 10)	48	45
	<b>984</b>	<b>1 209</b>
<b>Dette à long terme, avec recours (notes 3 et 9)</b>	<b>2 666</b>	<b>2 332</b>
<b>Dette à long terme, sans recours (notes 3 et 9)</b>	<b>194</b>	<b>232</b>
<b>Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 10)</b>	<b>231</b>	<b>252</b>
<b>Crédits reportés et autres passifs à long terme</b>	<b>132</b>	<b>122</b>
<b>Passifs d'impôts futurs</b>	<b>618</b>	<b>596</b>
<b>Passifs de gestion du risque (notes 3, 4 et 5)</b>	<b>48</b>	<b>102</b>
<b>Participations sans contrôle (note 12)</b>	<b>484</b>	<b>469</b>
<b>Capitaux propres</b>		
Actions ordinaires (notes 13 et 14)	1 767	1 761
Bénéfices non répartis (note 14)	618	688
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 14)	128	61
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>2 513</b>	<b>2 510</b>
<b>Total du passif et des capitaux propres</b>	<b>7 870</b>	<b>7 824</b>
<b>Éventualités (notes 17 et 19)</b>		
<b>Engagements (notes 4 et 18)</b>		
<b>Événements postérieurs à la date du bilan (note 23)</b>		

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

**TRANSALTA CORPORATION**  
**ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉS**

(en millions de dollars canadiens)

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
Non vérifié				
<b>Bénéfice net</b>	<b>66</b>	61	<b>102</b>	141
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>				
(Pertes) gains à la conversion d'actifs nets d'établissements étrangers autonomes	(96)	27	(158)	89
Gains (pertes) sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes d'établissements étrangers autonomes, déduction faite des impôts et taxes <sup>1</sup>	72	(22)	103	(92)
Gains sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes <sup>2</sup>	11	441	225	53
Reclassement des instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie au bilan, déduction faite des impôts et taxes <sup>3</sup>	-	2	(8)	7
Reclassement des instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans le bénéfice net, déduction faite des impôts et taxes <sup>4</sup>	(38)	35	(95)	58
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	<b>(51)</b>	483	<b>67</b>	115
<b>Résultat étendu</b>	<b>15</b>	544	<b>169</b>	256

1) Déduction faite de la charge d'impôts de 12 millions de dollars et de 21 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2009 (recouvrement d'impôts de 5 millions de dollars et de 13 millions de dollars en 2008), respectivement.

2) Déduction faite du recouvrement d'impôts de 2 millions de dollars et de 96 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2009 (charge d'impôts de 246 millions de dollars et de 43 millions de dollars en 2008), respectivement.

3) Déduction faite du recouvrement d'impôts de néant et de 3 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2009 (néant et charge de 2 millions de dollars en 2008), respectivement.

4) Déduction faite du recouvrement d'impôts de 21 millions de dollars et de 52 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2009 (charge d'impôts de 14 millions de dollars et de 26 millions de dollars en 2008), respectivement.

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

**TRANSALTA CORPORATION**  
**ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS**

(en millions de dollars canadiens)

Non vérifié	Trois mois terminés les		Neuf mois terminés les	
	30 septembre		30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
<b>Activités d'exploitation</b>				
Bénéfice net	66	61	102	141
Amortissement (note 21)	116	105	359	316
Gain sur la vente de matériel	-	-	-	(5)
Participations sans contrôle	3	15	27	38
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 10)	5	5	17	16
Coûts de mise hors service d'immobilisations réglés (note 10)	(11)	(14)	(27)	(26)
Impôts futurs	4	(1)	-	(12)
(Gains latents) pertes latentes découlant des activités de gestion du risque	(1)	(4)	(1)	11
(Gains latents) pertes latentes de change	(4)	4	(15)	5
Quote-part de la perte de sociétés satellites	-	-	-	97
Autres éléments hors caisse	-	4	1	(2)
	178	175	463	579
Variation des soldes hors caisse du fonds de roulement lié à l'exploitation	16	27	(129)	31
<b>Flux de trésorerie d'exploitation</b>	<b>194</b>	<b>202</b>	<b>334</b>	<b>610</b>
<b>Activités d'investissement</b>				
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(269)	(306)	(681)	(695)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	4	5	5	26
Produit de la vente de la participation minoritaire dans Kent Hills (note 11)	-	-	29	-
Liquidités soumises à restrictions	1	2	(1)	247
Impôts sur les bénéfices à recevoir	-	(8)	-	(8)
(Pertes réalisées) gains réalisés sur les instruments financiers	(2)	14	(16)	37
Prêt à des sociétés satellites	-	-	-	(245)
(Diminution) augmentation nette des garanties reçues des contreparties	(15)	-	105	-
Diminution nette des garanties versées aux contreparties	2	-	9	-
Règlement des rajustements sur la vente du placement au Mexique	-	-	(7)	-
Divers	9	1	(5)	12
<b>Flux de trésorerie d'investissement</b>	<b>(270)</b>	<b>(292)</b>	<b>(562)</b>	<b>(626)</b>
<b>Activités de financement</b>				
Augmentation nette des facilités de crédit	182	308	300	107
Remboursement de la dette à long terme	(2)	(110)	(20)	(240)
Émission de la dette à long terme	-	-	200	502
Dividendes versés sur actions ordinaires	(58)	(58)	(169)	(163)
Fonds versés aux fins de rachat d'actions ordinaires en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires (note 14)	-	(4)	-	(130)
(Pertes réalisées) gains réalisés sur les instruments financiers	-	(1)	-	12
Distributions versées aux détenteurs de participations sans contrôle dans des filiales	(7)	(25)	(40)	(69)
Divers	(5)	(1)	(5)	12
<b>Flux de trésorerie de financement</b>	<b>110</b>	<b>109</b>	<b>266</b>	<b>31</b>
<b>Flux de trésorerie d'exploitation, d'investissement et de financement</b>	<b>34</b>	<b>19</b>	<b>38</b>	<b>15</b>
<b>Incidence de la conversion sur les liquidités en devises</b>	<b>(2)</b>	<b>(3)</b>	<b>(2)</b>	<b>-</b>
<b>Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>32</b>	<b>16</b>	<b>36</b>	<b>15</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période</b>	<b>54</b>	<b>50</b>	<b>50</b>	<b>51</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période</b>	<b>86</b>	<b>66</b>	<b>86</b>	<b>66</b>
Impôts au comptant payés (recouvrés)	3	(8)	35	52
Intérêts au comptant payés	12	8	78	75

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.

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 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.

### **2. MODIFICATIONS COMPTABLES**

Certains chiffres correspondants ont été reclassés afin de les rendre conformes à la présentation adoptée pour la période considérée. Ces reclassements n'ont pas eu d'incidence sur le bénéfice net ou les bénéfices non répartis constatés antérieurement.

#### **Classement des garanties**

Au cours de 2009, les garanties versées aux contreparties ont été reclassées des débiteurs aux garanties versées dans les bilans consolidés afin d'être présentées séparément. En 2008, un montant de 37 millions de dollars a également été reclassé de façon à présenter des données comparables.

Au cours de 2009, les garanties reçues des contreparties ont été reclassées des créditeurs aux garanties reçues dans les bilans consolidés afin d'être présentées séparément. En 2008, un montant de 24 millions de dollars a également été reclassé de façon à présenter des données comparables.



## **Classement de la dette**

Les facilités de crédit de la société sont accordées pour plus d'un an et, par conséquent, le solde en cours des facilités de crédit de la société a été reclassé de la dette à court terme à la dette à long terme avec recours dans les bilans consolidés. En 2008, un montant de 443 millions de dollars a été reclassé de façon à présenter des données comparables.

## **Modifications comptables actuelles**

### **Instruments financiers – comptabilisation et évaluation**

Le 17 juin 2009, le Conseil des normes comptables («CNC») du Canada a publié *Traitement des dérivés incorporés lors du reclassement d'un actif financier*, modifiant le chapitre 3855, «Instruments financiers – comptabilisation et évaluation». La modification indique que les contrats comportant des dérivés incorporés ne peuvent être reclassés dans une catégorie autre que la catégorie «détenus à des fins de transaction» lorsque la juste valeur du dérivé incorporé ne peut être évaluée. L'application de cette norme n'a pas eu une incidence importante sur les états financiers consolidés.

### **Risque de crédit**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2009, la société a adopté l'abrégé CPN-173 du Comité sur les problèmes nouveaux («CPN»), *Risque de crédit et juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers*. Selon le CPN-173, le risque de crédit de l'entité et le risque de crédit de la contrepartie doivent être pris en compte pour déterminer la juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers, notamment les instruments dérivés. Les informations à fournir par suite de l'adoption de cette norme figurent à la note 4.

### **Report des coûts et actifs incorporels générés en interne**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2009, la société a adopté le chapitre 3064 du *Manuel de l'ICCA*, «Écarts d'acquisition et actifs incorporels», qui remplace le chapitre 3062, «Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels», et le chapitre 3450, «Frais de recherche et de développement». Le chapitre 3064 précise que, pour un actif incorporel généré en interne, l'entité doit démontrer la faisabilité technique de celui-ci, son intention de l'utiliser ou de le vendre, la façon dont l'actif incorporel générera des avantages économiques futurs, et la disponibilité suffisante de ressources pour achever le développement de l'actif incorporel afin de pouvoir capitaliser les frais connexes. L'application de cette norme n'a pas eu une incidence importante sur les états financiers consolidés.

### **Frais d'exploration minière**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2009, la société a adopté l'abrégé CPN-174, *Frais d'exploration minière*. Le CPN-174 offre des lignes directrices sur la capitalisation des frais d'exploration minière, en particulier lorsque les réserves minières n'ont pas été prouvées. Le CPN définit également lorsqu'un test de dépréciation doit être effectué à l'égard des frais précédemment capitalisés. L'application de cette norme n'a pas eu une incidence importante sur les états financiers consolidés.

## **Modifications comptables futures**

### **Instruments financiers – informations à fournir**

Le 29 juillet 2009, le CNC a publié *Dépréciation d'actifs financiers*, modifiant le chapitre 3855, «Instruments financiers – comptabilisation et évaluation». Les modifications changent les catégories dans lesquelles les instruments d'emprunt peuvent être classés ainsi que les exigences en matière de dépréciation de certains actifs financiers. Des modifications corrélatives ont été apportées au chapitre 3025, «Prêts douteux», pour tenir compte de ces changements. Cette norme sera en vigueur pour TransAlta pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2009, et son adoption ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés.

En juin 2009, le CNC a modifié le chapitre 3862, «Instruments financiers – informations à fournir», aux fins de convergence avec l'exposé-sondage *Improving Disclosures about Financial Instruments* (Amélioration des informations à fournir sur les instruments financiers) visant à modifier la Norme internationale d'information financière IFRS 7. Les modifications accroissent les informations à fournir à l'égard de la mesure de la juste valeur constatée et clarifient les principes existants pour les informations à fournir sur le risque d'illiquidité associé aux instruments financiers. Cette norme sera en vigueur pour TransAlta pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2009. On ne prévoit pas que l'incidence de l'adoption de cette norme sera importante, parce que de nombreuses exigences au titre des informations additionnelles à fournir sont déjà remplies en ce qui concerne les instruments financiers existants de la société.

### **Conversion aux IFRS («Normes internationales d'information financière»)**

Le 8 mai 2009, le CNC a confirmé de nouveau que les états financiers intermédiaires et annuels des périodes ouvertes à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2011 devront être présentés selon les IFRS, avec les informations financières comparatives appropriées pour 2010. Bien que les IFRS utilisent un cadre conceptuel semblable à celui des PCGR du Canada, il y a des différences importantes en ce qui a trait aux conventions comptables qui seront abordées dans le cadre du projet de conversion. Le projet, qui est en cours, en est à la phase d'élaboration et de mise en œuvre d'une solution. Des équipes interfonctionnelles spécialisées ont été formées pour analyser l'incidence de l'adoption des IFRS et se concentrer sur l'élaboration et la mise en œuvre de solutions de convergence précises.

Un comité directeur, composé de représentants de la direction à l'échelle de la société, a été mis sur pied pour surveiller les progrès et les décisions critiques liés au passage aux IFRS. Ce comité se réunit régulièrement. Des mises à jour trimestrielles sont fournies au comité de vérification et des risques. La société continue d'évaluer l'incidence que l'adoption de ces normes aura sur les états financiers consolidés.

## **3. INSTRUMENTS FINANCIERS**

### **A. Analyse des actifs financiers et des passifs financiers selon la base d'évaluation**

Les actifs financiers et les passifs financiers sont évalués régulièrement au coût, à la juste valeur ou au coût après amortissement. Les informations présentées à la rubrique «Instruments financiers et couvertures» de la note 1 N) afférente aux états financiers consolidés annuels de 2008 de la société décrivent comment les catégories d'instruments financiers sont évaluées et comment les produits et charges, y compris les gains et pertes à la juste valeur, sont constatés. Le tableau suivant classe les valeurs comptables des actifs financiers et des passifs financiers par catégorie :

### Valeur comptable des instruments financiers au 30 septembre 2009

	Dérivés utilisés à des fins de couverture	Dérivés classés comme détenus à des fins de transaction	Prêts et créances	Autres passifs financiers	Total
<b>Actifs financiers</b>					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	-	86	-	86
Débiteurs	-	-	365	-	365
Garanties versées	-	-	26	-	26
Actifs de gestion du risque					
À court terme	143	27	-	-	170
À long terme	201	5	-	-	206
Liquidités soumises à restrictions	-	-	1	-	1
<b>Passifs financiers</b>					
Créditeurs et charges à payer	-	-	-	458	458
Garanties reçues	-	-	-	107	107
Passifs de gestion du risque					
À court terme	28	24	-	-	52
À long terme	44	4	-	-	48
Dette à long terme, avec recours <sup>1</sup>	-	-	-	2 878	2 878
Dette à long terme, sans recours <sup>1</sup>	-	-	-	222	222

### Valeur comptable des instruments financiers au 31 décembre 2008

	Dérivés utilisés à des fins de couverture	Dérivés classés comme détenus à des fins de transaction	Prêts et créances	Autres passifs financiers	Total
<b>Actifs financiers</b>					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	-	50	-	50
Débiteurs	-	-	505	-	505
Garanties versées	-	-	37	-	37
Actifs de gestion du risque					
À court terme	121	79	-	-	200
À long terme	220	1	-	-	221
<b>Passifs financiers</b>					
Créditeurs et charges à payer	-	-	-	667	667
Garanties reçues	-	-	-	24	24
Passifs de gestion du risque					
À court terme	74	74	-	-	148
À long terme	96	6	-	-	102
Dette à long terme, avec recours <sup>1</sup>	-	-	-	2 543	2 543
Dette à long terme, sans recours <sup>1</sup>	-	-	-	265	265

1) Inclut la tranche échéant à moins d'un an.

### B. Juste valeur des instruments financiers

La juste valeur d'un instrument financier correspond au montant de la contrepartie dont conviendraient des parties compétentes et agissant en toute liberté dans des conditions de pleine concurrence. La juste valeur peut être établie au moyen du prix négocié pour cet instrument dans un marché actif auquel la société a accès. En l'absence d'un marché actif, la société calcule les justes valeurs d'après des modèles d'évaluation ou par rapport à d'autres produits semblables dans les marchés actifs.

Les justes valeurs calculées selon les modèles d'évaluation exigent de recourir à des hypothèses. Afin de déterminer ces hypothèses, la société examine d'abord les données du marché observables de l'extérieur. Dans de rares cas, la société a recours à des paramètres sur les données qui ne sont pas fondés sur des données observables du marché.

### **I. Calculs des niveaux et classements**

Les classements de niveaux I, II et III de la hiérarchie de la juste valeur utilisée par la société sont définis comme suit :

#### **Niveau I**

Les justes valeurs sont calculées en utilisant les cours du marché (non rajustés) dans les marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques auxquels la société a accès. Pour calculer les justes valeurs des opérations sur les produits énergétiques de niveau I, la société utilise les cours du marché pour des produits de base négociés identiques obtenus des Bourses actives comme la New York Mercantile Exchange («NYMEX»).

#### **Niveau II**

Les justes valeurs sont déterminées en utilisant des données autres que les cours du marché non rajustés qui sont observables pour les actifs ou les passifs, directement ou indirectement.

Les justes valeurs des opérations sur les produits énergétiques se situant dans la catégorie de niveau II sont déterminées par l'utilisation des cours du marché rajustés dans les marchés actifs pour des facteurs propres aux actifs ou aux passifs, comme les écarts de base et les écarts liés à l'emplacement. La société inclut dans le niveau II des instruments dérivés hors Bourse dont les valeurs sont fondées sur les courbes observables des contrats à terme standardisés sur produits de base, ainsi que des instruments dérivés dont les données sont validées par des cours des courtiers ou par d'autres fournisseurs de données de marché accessibles au public. Les justes valeurs de niveau II incluent également les justes valeurs déterminées en utilisant des techniques d'évaluation, comme les modèles d'évaluation des options et les formules de régression ou d'extrapolation, où les données sont déjà observables, y compris les prix des produits de base pour des actifs ou passifs semblables dans les marchés actifs, et les volatilités implicites des options.

Pour calculer les justes valeurs de niveau II des autres actifs et passifs de gestion du risque, la société utilise des données observables autres que les cours du marché non rajustés qui sont observables pour l'actif ou le passif, comme les courbes de rendement du taux d'intérêt et les taux de change. Pour certains instruments financiers où il existe une insuffisance du volume des opérations ou une absence d'opérations récentes, la société se fie aux données sur les taux d'intérêt et les taux de change similaires et à d'autres informations comme les écarts de taux de crédit.

#### **Niveau III**

Les justes valeurs sont calculées en utilisant des données sur l'actif ou le passif qui ne sont pas déjà observables.

Dans des cas restreints, le secteur des opérations sur les produits énergétiques peut conclure des opérations sur des produits de base comportant des caractéristiques non standard pour lesquelles il n'y a pas de données du marché observables disponibles. Dans ces cas-là, les justes valeurs de niveau III sont établies en utilisant des techniques d'évaluation avec des données reposant sur les données historiques comme la disponibilité de l'unité, la congestion du transport, les profils de demande et/ou les volatilités ainsi que les corrélations entre les produits provenant des prix historiques.

L'évaluation de la juste valeur d'un instrument financier est incluse dans un seul des trois niveaux, le calcul de celle-ci étant fondé sur les données du niveau le plus bas qui sont importantes pour établir la juste valeur.

Les justes valeurs des actifs financiers et des passifs financiers de la société sont décrites ci-après :

<b>Au 30 septembre 2009</b>	<b>Juste valeur<sup>1</sup></b>				<b>Valeur comptable totale</b>
	<b>Niveau I</b>	<b>Niveau II</b>	<b>Niveau III</b>	<b>Total</b>	
<b>Actifs et passifs financiers évalués à la juste valeur</b>					
Actifs nets de gestion du risque <sup>2</sup>	-	272	4	276	276
<b>Actifs et passifs financiers évalués autrement qu'à la juste valeur</b>					
Dette à long terme	-	3 136	-	3 136	3 100

<b>Au 31 décembre 2008</b>	<b>Juste valeur<sup>1</sup></b>				<b>Valeur comptable totale</b>
	<b>Niveau I</b>	<b>Niveau II</b>	<b>Niveau III</b>	<b>Total</b>	
<b>Actifs et passifs financiers évalués à la juste valeur</b>					
Actifs nets de gestion du risque <sup>2</sup>	1	170	-	171	171
<b>Actifs et passifs financiers évalués autrement qu'à la juste valeur</b>					
Dette à long terme	-	2 542	-	2 542	2 808

1) Exclut les actifs et passifs financiers dont la valeur comptable se rapproche de la juste valeur en raison de la nature liquide de l'actif ou du passif (trésorerie et équivalents de trésorerie, liquidités soumises à restrictions, débiteurs, créditeurs, garanties reçues et charges à payer).

2) Inclut le montant net des opérations sur les produits énergétiques et des autres actifs et passifs de gestion du risque (note 4).

## II. Justes valeurs calculées en utilisant des modèles d'évaluation (niveaux II et III)

Les justes valeurs calculées en utilisant des modèles d'évaluation exigent le recours à des hypothèses. Lorsque les hypothèses et les données sont fondées sur des données du marché observables, les justes valeurs sont classées dans le niveau II. Les données importantes pour les modèles d'évaluation et les formules de régression ou d'extrapolation comprennent les courbes de rendement des taux d'intérêt, les taux de change, les écarts de taux de crédit, les volatilités implicites et le prix des produits de base pour des actifs ou des passifs semblables dans des marchés actifs, le cas échéant.

Lorsque les justes valeurs ont été obtenues en utilisant des modèles d'évaluation d'après des données ou des hypothèses non observables ou établies en interne (justes valeurs de la gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques de niveau III), les données clés incluent des données historiques comme le rendement des centrales, les volatilités et les corrélations entre les produits provenant des prix historiques, la congestion du trajet de transmission ou les profils de la demande pour des contrats non standardisés distincts et des produits structurés.

L'utilisation d'autres hypothèses raisonnablement possibles comme données pour les techniques d'évaluation à partir desquelles les justes valeurs des opérations sur les produits énergétiques de niveau III sont déterminées au 30 septembre 2009 a une incidence estimative de +/- 1 million de dollars (néant au 31 décembre 2008). Cette estimation est conforme à un écart type de +/- un par rapport à la moyenne.

La variation totale de la juste valeur, estimée au moyen d'une technique d'évaluation fondée sur des données non observables, pour des actifs financiers et des passifs financiers évalués et comptabilisés à la juste valeur, qui a été constatée dans le bénéfice avant impôts et taxes pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009, correspond à un gain de 1 million de dollars (16 millions de dollars au 30 septembre 2008). Un rapprochement des fluctuations des justes valeurs de gestion du risque par niveau ainsi que des informations additionnelles sur le gain (ou la perte) de niveau III figurent à la note 4.

### C. Gains et pertes initiaux

La plupart des instruments dérivés de la société sont cotés sur des marchés actifs ou hors Bourse par les courtiers. Cependant, certains instruments dérivés ne sont pas négociés sur une Bourse active et exigent l'utilisation de techniques ou de modèles d'évaluation internes.

Dans certains cas, une différence peut surgir entre la juste valeur d'un instrument financier à la constatation initiale (le prix d'opération) et le montant calculé selon le modèle d'évaluation. Ce gain latent initial ou cette perte latente initiale est constaté dans le bénéfice net seulement si la juste valeur de l'instrument est attestée soit par un cours dans un marché actif ou par des opérations courantes observables sur le marché qui sont pratiquement les mêmes, soit par une technique d'évaluation faisant appel aux données du marché observables. Lorsque ces critères ne sont pas respectés, la différence est reportée au bilan dans les actifs ou passifs de gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques et est constatée dans les résultats sur la durée du contrat correspondant. La différence entre le prix de négociation et le prix selon le modèle d'évaluation doit être constatée dans le bénéfice net, et le rapprochement des variations au cours de la période se présente comme suit :

<b>Aux</b>	<b>30 septembre 2009</b>	<b>30 septembre 2008</b>
Gain non amorti au début de la période	<b>2</b>	3
Amortissement constaté dans les états des résultats	<b>(2)</b>	(2)
<b>Gain non amorti à la fin de la période</b>	<b>-</b>	1

### D. Nature et étendue des risques découlant des instruments financiers

#### I. Risque de marché

##### a. Risque lié au prix des produits de base – Négociation pour compte propre

Les fluctuations des prix du marché associés aux activités de négociation pour compte propre influent sur le bénéfice net de la période au cours de laquelle elles se produisent. Au 30 septembre 2009, la valeur à risque («VaR») liée aux activités de négociation pour compte propre de la société était de 5 millions de dollars (6 millions de dollars au 31 décembre 2008).

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

Au 30 septembre 2009, la VaR liée aux instruments dérivés sur les produits de base de la société utilisés dans les activités de couverture de production s'établissait à 53 millions de dollars (86 millions de dollars au 31 décembre 2008).

La politique de la société relative aux opérations adossées à des actifs consiste à essayer d'atteindre le statut des contrats d'achat ou de vente dans le cours normal des affaires ou de répondre aux conditions d'application de la comptabilité de couverture. En ce qui concerne les positions et couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture ou les opérations d'optimisation à court terme comme les rachats conclus afin de compenser les positions de couverture existantes, ces opérations sont évaluées à la valeur du marché, les variations des prix du marché associés à ces opérations ayant une incidence sur le bénéfice net au cours de la période pendant laquelle elles surviennent. Au 30 septembre 2009, la VaR liée aux

instruments dérivés sur les produits de base de la société utilisés dans le secteur de la production, mais qui ne sont pas désignés comme couvertures, était de néant (néant au 31 décembre 2008).

### c. Risque de taux d'intérêt

L'incidence possible sur le bénéfice avant impôts et taxes et les autres éléments du résultat étendu, découlant des variations des taux d'intérêt du marché se répercutant sur la dette à taux variable de la société, sur les actifs portant intérêt et sur les instruments dérivés sur taux d'intérêt détenus à des fins de transaction et de couverture en cours à la date du bilan consolidé, est décrite ci-après. L'analyse de sensibilité a été préparée en utilisant l'évaluation par la direction selon laquelle une hausse ou une baisse de 50 points de base est une variation potentielle raisonnable des taux d'intérêt du marché au cours du prochain trimestre et est conforme à un écart type de +/- un par rapport à la moyenne.

	Neuf mois terminés les 30 septembre			
	2009		2008	
	Augmentation du bénéfice net <sup>1</sup>	Perte au titre des autres éléments du résultat étendu <sup>1</sup>	Augmentation du bénéfice net <sup>1</sup>	Perte au titre des autres éléments du résultat étendu <sup>1</sup>
Variation de 50 points de base	3	(8)	3	-

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

### d. Risque de change

Les sensibilités au risque de change décrites ci-après sont limitées aux risques liés aux instruments financiers libellés dans une devise autre que la monnaie de fonctionnement.

L'incidence possible sur le bénéfice avant impôts et taxes et les autres éléments du résultat étendu des fluctuations des taux de change associés aux instruments financiers en cours à la date du bilan consolidé est présentée ci-après. L'analyse de sensibilité a été préparée en utilisant l'évaluation par la direction selon laquelle une augmentation ou une diminution de 0,05 \$ de ces devises par rapport au dollar canadien est une variation potentielle raisonnable pour le prochain trimestre et est conforme à un écart type de +/- un par rapport à la moyenne.

Devise	Neuf mois terminés les 30 septembre			
	2009		2008	
	Diminution du bénéfice net <sup>1</sup>	Gain au titre des autres éléments du résultat étendu <sup>1,2</sup>	Diminution du bénéfice net <sup>1</sup>	Gain au titre des autres éléments du résultat étendu <sup>1,2</sup>
Euro	-	-	-	2
Dollar américain	(1)	2	(1)	2
Dollar australien	(2)	-	(2)	-
Total	(3)	2	(3)	4

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

2) L'incidence du taux de change lié aux instruments financiers utilisés à titre d'instruments de couverture dans les couvertures de l'investissement net a été exclue.

## II. Risque de crédit

Au 30 septembre 2009, TransAlta n'avait pas conclu de contrats avec des contreparties dont la position de règlement nette représentait plus de 10 % du total des créances clients en souffrance à la fin de la période.

L'exposition maximale au risque de crédit de la société au 30 septembre 2009 et au 31 décembre 2008, compte non tenu de la garantie détenue, est représentée par les valeurs comptables actuelles des débiteurs et des actifs de gestion du risque figurant dans les bilans consolidés. Les lettres de crédit et les liquidités sont les principaux types de garanties détenues à titre de sûreté par rapport à ces montants. L'exposition maximale au risque de crédit à l'égard d'un seul client sur le plan des opérations et des couvertures liées aux produits de base, à l'exception des créances du marché de la Californie et compte tenu de la juste valeur des opérations ouvertes, déduction faite des garanties détenues, était de 48 millions de dollars au 30 septembre 2009 (105 millions de dollars au 31 décembre 2008).

La société utilise les notes de solvabilité externes, ainsi que les notes de solvabilité internes dans les situations où des notes de solvabilité externes ne sont pas disponibles, pour établir les plafonds de crédit des contreparties. Le tableau suivant décrit la distribution, par note de solvabilité, des actifs financiers au 30 septembre 2009 :

	Notation de première qualité %	Notation de qualité inférieure %	Total %
Débiteurs	92	8	100
Actifs de gestion du risque	100	-	100

La société utilise une provision pour créances douteuses afin de comptabiliser les créances éventuellement irrécouvrables associées à ses comptes clients. Un rapprochement du compte pour la période est présenté ci-après :

Aux	30 septembre 2009	31 décembre 2008
Provision au début de la période	57	46
Variation des taux de change	(7)	11
<b>Provision à la fin de la période</b>	<b>50</b>	<b>57</b>

Au 30 septembre 2009, aucune créance importante n'était en souffrance.



### III. Risque d'illiquidité

L'analyse des échéances des actifs financiers et des passifs financiers de la société se présente comme suit :

	2009	2010	2011	2012	2013	2014 et par la suite	Total
Créditeurs et charges à payer	458	-	-	-	-	-	458
Garanties reçues	107	-	-	-	-	-	107
Dettes <sup>1</sup>	220	29	252	772	678	1 152	3 103
Actifs de gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques <sup>2</sup>	(49)	(77)	(80)	(70)	(10)	-	(286)
Autres (actifs) passifs de gestion du risque <sup>3</sup>	(1)	11	(8)	-	-	8	10
Intérêts sur la dette à long terme	45	147	135	116	102	547	1 092
Total	780	110	299	818	770	1 707	4 484

1) Exclut l'incidence de la comptabilité de couverture.

2) Les actifs de gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques comprennent des actifs et des passifs nets de gestion du risque, lorsque le résultat net est un actif (note 4).

3) Les autres actifs et passifs de gestion du risque comprennent les actifs et passifs nets de gestion du risque (note 4).

#### E. Actifs financiers donnés en garantie

Au 30 septembre 2009, des actifs financiers de 76 millions de dollars (63 millions de dollars au 31 décembre 2008), consistant en comptes bancaires et débiteurs, liés à la quote-part de la société dans CE Generation, LLC («CE Gen»), ont été donnés en garantie de certaines dettes de CE Gen. Si un manquement survient, les détenteurs de titres de créance auront la priorité sur ces actifs.

Au 30 septembre 2009, la société a donné 26 millions de dollars (37 millions de dollars au 31 décembre 2008) au comptant en garantie aux chambres de compensation réglementées à titre de sûreté pour les opérations liées aux produits de base. Ces fonds sont détenus dans des comptes distincts par les chambres de compensation.

#### F. Actifs financiers détenus en garantie

Au 30 septembre 2009, la société avait reçu 107 millions de dollars (24 millions de dollars au 31 décembre 2008) en garantie des obligations de contreparties. Selon les modalités du contrat, la société peut avoir l'obligation de verser les intérêts sur le solde impayé et de rembourser le capital lorsque la contrepartie s'acquitte de ses obligations contractuelles, ou lorsque le montant de l'obligation diminue par suite des variations de la valeur du marché. Les intérêts à payer aux contreparties sur les garanties reçues sont calculés selon les modalités de chaque contrat.

#### G. Gains et pertes sur les instruments financiers

Le secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation de la société utilise divers instruments dérivés dans le cadre de ses activités de négociation pour compte propre, y compris certaines activités de couverture des produits de base qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture ou pour lesquelles il a été décidé que la comptabilité de couverture ne s'applique pas ainsi que d'autres activités d'impartition, et les actifs et passifs connexes sont classés comme détenus à des fins de transaction. Les gains ou pertes nets réalisés et latents découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés sont présentés dans les produits au cours de la période où surviennent les variations. Pour la période de trois mois terminée le 30 septembre 2009, le secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation a constaté un gain net latent de 1 million de dollars (une perte nette latente de 3 millions de dollars au 30 septembre 2008). Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009, le secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation a constaté des pertes nettes latentes de néant (gains nets latents de 2 millions de dollars au 30 septembre 2008).

Le secteur Production de la société utilise divers instruments dérivés dans le cours de ses affaires, y compris certaines activités de couverture des produits de base qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture ou pour lesquelles il a été décidé que la comptabilité de couverture ne s'applique pas ainsi que d'autres activités d'impartition, et les actifs et passifs connexes sont classés comme détenus à des fins de transaction. Les gains ou pertes nets latents découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés sont présentés dans les produits au cours de la période où surviennent les variations. Pour la période de trois mois terminée le 30 septembre 2009, le secteur Production a constaté un gain net latent de néant (gain net latent de 8 millions de dollars au 30 septembre 2008). Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009, le secteur Production a constaté un gain net latent de 1 million de dollars (perte nette latente de 11 millions de dollars au 30 septembre 2008).

Les intérêts débiteurs nets présentés dans les états des résultats consolidés incluent les intérêts créditeurs et débiteurs, respectivement, sur les actifs financiers portant intérêt de la société, principalement la trésorerie et les liquidités soumises à restrictions, et les passifs financiers portant intérêt, surtout la dette à court et à long terme. Les intérêts débiteurs sont calculés en utilisant la méthode du taux d'intérêt effectif (*note 9*). Les instruments dérivés sur taux d'intérêt qui ne sont pas désignés comme couvertures sont classés comme détenus à des fins de transaction et sont évalués à la valeur du marché au cours de chaque période visée, le gain net ou la perte nette étant comptabilisé dans les intérêts débiteurs nets.

Les instruments dérivés de change qui ne sont pas désignés comme couvertures sont également classés comme détenus à des fins de transaction, le gain ou la perte de change au titre des opérations sur les produits énergétiques est comptabilisé à titre de produits, alors que le gain net ou la perte nette sur les autres instruments dérivés de change est comptabilisé dans le gain ou la perte de change dans les états des résultats consolidés.

Les autres instruments dérivés qui ne sont pas désignés comme couvertures sont également classés comme détenus à des fins de transaction, le gain net ou la perte nette étant comptabilisé dans les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration. Les autres instruments dérivés consistent en un swap sur rendement total qui fixe une tranche du montant du règlement de certains régimes de rémunération des employés et d'unités d'actions différées. Le swap sur rendement total est réglé au comptant chaque trimestre.

Le tableau suivant résume les gains et pertes réalisés et latents nets compris dans le bénéfice net qui sont associés aux instruments dérivés non désignés comme couvertures :

	<b>Trois mois terminés les 30 septembre</b>		<b>Neuf mois terminés les 30 septembre</b>	
	<b>2009</b>	2008	<b>2009</b>	2008
Pertes sur les instruments dérivés sur taux d'intérêt	-	(1)	(1)	(3)
Gains sur les instruments dérivés de change	3	10	2	7
Pertes sur les autres instruments dérivés	-	-	(1)	-

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

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

Aux	30 septembre 2009			31 décembre 2008		
	Opérations sur les produits énergétiques			Opérations sur les produits énergétiques		
Bilans – Totaux	Autres	Total	Autres	Total	Autres	Total
<b>Actifs de gestion du risque</b>						
À court terme	165	5	170	176	24	200
À long terme	186	20	206	187	34	221
<b>Passifs de gestion du risque</b>						
À court terme	40	12	52	142	6	148
À long terme	25	23	48	57	45	102
<b>Actifs (passifs) nets de gestion du risque</b>	<b>286</b>	<b>(10)</b>	<b>276</b>	<b>164</b>	<b>7</b>	<b>171</b>

#### Opérations sur les produits énergétiques

Les actifs et passifs de gestion du risque pour les opérations sur les produits énergétiques se présentent comme suit :

Aux	30 septembre 2009		31 décembre 2008	
	Couvertures	Autres que de couverture	Total	Total
<b>Actifs de gestion du risque</b>				
À court terme	141	24	165	176
À long terme	181	5	186	187
<b>Passifs de gestion du risque</b>				
À court terme	19	21	40	142
À long terme	21	4	25	57
<b>Actifs nets de gestion du risque</b>	<b>282</b>	<b>4</b>	<b>286</b>	<b>164</b>

Le tableau suivant résume les facteurs clés influant sur la juste valeur des actifs et des passifs nets de gestion du risque pour les opérations sur les produits énergétiques de la société par méthode d'évaluation au cours de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009 :

	Couvertures			Autres que de couverture			Total		
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III
Actifs nets de gestion du risque au 31 décembre 2008	-	163	-	1	-	-	1	163	-
Variations attribuables aux :									
Variations du prix des produits de base	-	149	-	-	-	-	-	149	-
Nouveaux contrats conclus	-	21	-	-	(2)	1	-	19	1
Contrats réglés	-	(30)	-	(1)	5	-	(1)	(25)	-
Variation des taux de change	-	(21)	-	-	-	-	-	(21)	-
Cessions au sein/hors du niveau III	-	(3)	3	-	-	-	-	(3)	3
<b>Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 30 septembre 2009</b>	<b>-</b>	<b>279</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>282</b>	<b>4</b>
<b>Information additionnelle sur le gain (la perte) – niveau III :</b>									
Variation de la juste valeur incluse dans les autres éléments du résultat étendu			3			-			3
Variation de la juste valeur incluse dans le bénéfice avant impôts sur les bénéfices			-			1			1
Variation de la juste valeur incluse dans le bénéfice avant impôts sur les bénéfices liés aux actifs (passifs) nets détenus au 30 septembre 2009			-			1			1

Dans la mesure du possible, les variations des actifs et des passifs nets de gestion du risque pour les positions des éléments autres que de couverture sont reflétées dans la marge brute des secteurs Expansion de l'entreprise et commercialisation ainsi que Production.

Le règlement prévu des contrats susmentionnés pour chacune des cinq prochaines années civiles et par la suite se présente comme suit :

		2009	2010	2011	2012	2013	2014 et par la suite	Total
<b>Couvertures</b>	Niveau I	-	-	-	-	-	-	-
	Niveau II	43	77	79	70	10	-	279
	Niveau III	1	1	1	-	-	-	3
<b>Autres que de couverture</b>	Niveau I	-	-	-	-	-	-	-
	Niveau II	4	(1)	-	-	-	-	3
	Niveau III	1	-	-	-	-	-	1
<b>Total par niveau</b>	Niveau I	-	-	-	-	-	-	-
	Niveau II	47	76	79	70	10	-	282
	Niveau III	2	1	1	-	-	-	4
<b>Total de l'actif net</b>		<b>49</b>	<b>77</b>	<b>80</b>	<b>70</b>	<b>10</b>	<b>-</b>	<b>286</b>

Les instruments financiers dérivés au titre des opérations sur les produits énergétiques en cours de la société au 30 septembre 2009 se présentent comme suit :

Unités (en milliers)	Électricité (MWh)	Gaz naturel (GJ)	Transport (MWh)	Charbon (tonnes)	Émissions (tonnes)	Pétrole (gallons)
<b>Instruments financiers dérivés désignés comme couvertures</b>						
<u>Montants notionnels</u>						
Achats	-	2 056	-	-	-	22 092
Ventes	25 571	-	-	-	-	-
<b>Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction (autres que de couverture)</b>						
<u>Montants notionnels</u>						
Achats	14 572	189 070	230	98	175	-
Ventes	14 269	198 891	-	98	175	-

#### Autres actifs et passifs de gestion du risque

Les actifs et passifs de gestion du risque pour les opérations sur les autres produits non énergétiques se présentent comme suit :

Aux	30 septembre 2009		31 décembre 2008	
	Couvertures	Autres que de couverture	Total	Total
<b>Bilans – Autres</b>				
<b>Actifs de gestion du risque</b>				
À court terme	2	3	5	24
À long terme	20	-	20	34
<b>Passifs de gestion du risque</b>				
À court terme	9	3	12	6
À long terme	23	-	23	45
<b>(Passifs) actifs nets de gestion du risque</b>		<b>(10)</b>	<b>(10)</b>	<b>7</b>

Le tableau suivant résume les facteurs clés influant sur la juste valeur des autres actifs et passifs nets de gestion du risque de la société au cours de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009 :

	Couvertures	Autres que de couverture	Total
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 décembre 2008	8	(1)	7
Variations attribuables aux :			
Variations du cours du marché	(13)	-	(13)
Nouveaux contrats conclus	(31)	-	(31)
Contrats réglés	26	1	27
<b>(Passifs) actifs nets de gestion du risque au 30 septembre 2009</b>	<b>(10)</b>	<b>-</b>	<b>(10)</b>

Les variations des actifs et des passifs non énergétiques de gestion du risque liés aux positions de couverture sont reflétées dans le bénéfice net lorsque ces opérations ont été réglées au cours de la période ou lorsqu'il existe un niveau d'inefficacité dans la relation de couverture. Alors, aussi longtemps que ces couvertures demeureront efficaces et répondront aux conditions d'application de 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 ou jusqu'à la réduction de l'investissement net dans les établissements étrangers.

Le règlement prévu des contrats susmentionnés pour chacune des cinq prochaines années civiles et par la suite se présente comme suit :

	2009	2010	2011	2012	2013	2014 et par la suite	Total
Couvertures	(1)	(9)	8	-	-	(8)	(10)
Autres que de couverture	2	(2)	-	-	-	-	-
<b>Total de l'actif (du passif) net</b>	<b>1</b>	<b>(11)</b>	<b>8</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(8)</b>	<b>(10)</b>

Les autres actifs et passifs de gestion du risque désignés comme couvertures ou comme autres que de couverture sont décrits ci-après :

## A. Couvertures

### I. Couvertures des comptes des établissements étrangers

La dette à long terme libellée en dollars américains d'une valeur nominale de 1 100 millions de dollars américains (1 100 millions de dollars américains au 31 décembre 2008) et une facilité de crédit libellée en dollars américains d'une valeur nominale de 300 millions de dollars américains (238 millions de dollars américains au 31 décembre 2008) ont été désignées comme couvertures partielles de l'investissement net dans les établissements étrangers autonomes de TransAlta.

La société a aussi couvert une partie de son investissement net dans ses établissements étrangers autonomes au moyen de swaps de devises et de contrats de vente (d'achat) de devises à terme comme suit :

### a. Swap de devises

L'actif (le passif) en cours découlant du swap de devises se présente comme suit :

30 septembre 2009			31 décembre 2008		
Notionnel	Passif à		Notionnel	Actif à	
	la juste valeur	Échéance		la juste valeur	Échéance
34 \$ AU	(2)	2010	34 \$ AU	2	2009

### b. Contrats de change à terme

Les contrats de vente (d'achat) de devises à terme en cours se présentent comme suit :

30 septembre 2009			31 décembre 2008		
Notionnel	(Passif) actif à		Notionnel	Passif à	
	la juste valeur	Échéance		la juste valeur	Échéance
110 \$ AU	(1)	2009	108 \$ AU	(1)	2009
(161) \$ US	2	2009	(107) \$ US	(1)	2009

### II. Couvertures des obligations futures libellées en devises

Les obligations futures libellées en devises de TransAlta sont surtout liées à l'achat d'immobilisations libellées en devises. La société a couvert une tranche de ces obligations au moyen de contrats d'achat à terme comme suit :

30 septembre 2009				31 décembre 2008			
Montant vendu	Montant acheté	(Passif) actif à la juste valeur	Échéance	Montant vendu	Montant acheté	Actif à la juste valeur	Échéance
87	74 \$ US	(7)	2010	51	48 \$ US	8	2009-2010
13 \$ US	15	-	2010	-	-	-	-
4 \$ AU	3 \$ US	-	2010	-	-	-	-
1 EUR	1 \$ US	-	2009	-	-	-	-
1 \$ US	1 EUR	-	2009	-	-	-	-
1	- EUR	-	2009	84	57 EUR	13	2009

### III. Gestion du risque de taux d'intérêt

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

30 septembre 2009			31 décembre 2008		
Notionnel	Actif à la		Notionnel	Actif à la	
	juste valeur	Échéance		juste valeur	Échéance
100	8	2011	100	12	2011
100 \$ US	12	2018	100 \$ US	21	2018

Compte tenu des swaps de taux d'intérêt décrits ci-dessus, un pourcentage de 30 % de la dette de la société est assujéti à des taux d'intérêt variables (24 % au 31 décembre 2008).

La société a aussi un swap de taux d'intérêt différé en cours qui convertit une dette à taux variable en dette à taux fixe. La date de commencement de ce swap est le 5 mars 2010, les taux fixes étant de 3,5 % à 4,6 %, comme il est présenté dans le tableau qui suit :

30 septembre 2009			31 décembre 2008		
Notionnel	Passif à la juste valeur		Notionnel	Passif à la juste valeur	
	Échéance			Échéance	
300 \$ US	(22)	2020	300 \$ US	(46)	2019

## B. Éléments autres que de couverture

### I. Swaps de devises

Des swaps de devises sont régulièrement conclus afin de limiter l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt. L'actif (le passif) en cours découlant d'un swap de devises se présente comme suit :

30 septembre 2009			31 décembre 2008		
Notionnel	Passif à la juste valeur		Notionnel	Actif à la juste valeur	
	Échéance			Échéance	
21 \$ AU	(3)	2010	41 \$ AU	1	2009

### II. Contrats de change à terme et swaps sur rendement total

La société conclut régulièrement des contrats de change à terme afin de couvrir les produits et charges futurs libellés en devises pour lesquels la comptabilité de couverture ne s'applique pas. Ces éléments sont classés comme détenus à des fins de transaction, et les variations de la juste valeur associée à ces opérations sont constatées dans le bénéfice net.

Les notionnels et les justes valeurs en cours de ces ventes (achats) à terme se présentent comme suit :

30 septembre 2009			31 décembre 2008		
Notionnel	(Passif) actif à la juste valeur		Notionnel	Passif à la juste valeur	
	Échéance			Échéance	
7 \$ AU	-	2009	-	-	-
30 \$ US	3	2010	90 \$ US	(2)	2009

La société a aussi des programmes de rémunération et d'unités d'actions différées dont les valeurs dépendent du prix des actions ordinaires de la société. La société a fixé une tranche du montant du règlement de ces programmes en concluant un swap sur rendement total pour lequel la comptabilité de couverture n'a pas été choisie. Le swap sur rendement total est réglé au comptant tous les trimestres d'après la différence existant entre le prix fixe et le prix du marché des actions ordinaires de la société à la fin de chaque trimestre (*note 3*).

### C. Clauses liées aux instruments dérivés

La garantie est comptabilisée dans le cours normal des affaires d'après la note de crédit des titres de premier rang non garantis de la société comme le déterminent certaines grandes agences d'évaluation du crédit. Certains instruments dérivés de la société contiennent des clauses d'assurance financières qui exigent que la garantie soit comptabilisée seulement si un événement néfaste important lié au crédit survient. Si, en raison de ce type d'événement, les titres de créance de premier rang non garantis de la société ne sont plus considérés comme des titres de première qualité, les contreparties à ces instruments dérivés pourraient exiger des garanties complètes.

Au 30 septembre 2009, la société a comptabilisé une garantie de 25 millions de dollars sous la forme de lettres de crédit sur des instruments dérivés dans une position de passif net. Si les clauses liées au risque de crédit comprises dans certains contrats de dérivés étaient mises en application, d'après la valeur des instruments dérivés au 30 septembre 2009, la société serait obligée de présenter une garantie additionnelle de 32 millions de dollars au titre de ses contreparties.

## 5. ACTIVITÉS DE COUVERTURE

### Couvertures de juste valeur

Aucune tranche inefficace des couvertures de juste valeur n'a été comptabilisée pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2009.

Le tableau suivant résume l'incidence et l'emplacement des couvertures de juste valeur dans les états des résultats consolidés pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2009 :

<b>Dérivés dans des relations de couverture de juste valeur</b>	<b>Emplacement du gain (de la perte) dans l'état des résultats</b>	<b>Trois mois terminés le 30 septembre 2009</b>	<b>Neuf mois terminés le 30 septembre 2009</b>
Contrats de taux d'intérêt	Intérêts débiteurs	(1)	13
Dette à long terme	Intérêts débiteurs	1	(13)
<b>Incidence sur le bénéfice net</b>		-	-

### Couvertures de flux de trésorerie

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

Pour la période de trois mois terminée le 30 septembre 2009, un gain latent avant impôts et taxes de 9 millions de dollars (gain latent avant impôts et taxes de 687 millions de dollars au 30 septembre 2008) a été comptabilisé dans les autres éléments du résultat étendu au titre de la tranche efficace des couvertures de flux de trésorerie, et un total avant impôts et taxes de 59 millions de dollars (49 millions de dollars au 30 septembre 2008) provenant des montants précédemment liés aux autres éléments du résultat étendu a été reclassé en résultat net.



Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009, un gain latent avant impôts et taxes de 321 millions de dollars (gain latent avant impôts et taxes de 96 millions de dollars au 30 septembre 2008) a été comptabilisé dans les autres éléments du résultat étendu au titre de la tranche efficace des couvertures de flux de trésorerie, et un total avant impôts et taxes de 147 millions de dollars (85 millions de dollars au 30 septembre 2008) provenant des montants précédemment liés aux autres éléments du résultat étendu a été reclassé en résultat net.

Pour la période de trois mois terminée le 30 septembre 2009, un gain réalisé de 1 million de dollars (perte de 4 millions de dollars au 30 septembre 2008) a été comptabilisé dans les résultats pour la tranche inefficace. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009, une perte réalisée de 2 millions de dollars (perte de 5 millions de dollars au 30 septembre 2008) a été comptabilisée dans les résultats pour la tranche inefficace.

Au cours des 12 prochains mois, la société estime que 82 millions de dollars (17 millions de dollars au 31 décembre 2008) de gains après impôts et taxes seront reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu et constatés dans les résultats.

Les tableaux suivants résumant l'incidence des couvertures de flux de trésorerie sur les états du résultat étendu consolidés, les états des résultats consolidés et les bilans consolidés pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2009 :

Trois mois terminés le 30 septembre 2009					
Tranche efficace			Tranche inefficace		
Dérivés dans des relations de couverture de flux de trésorerie	Gain (perte) avant impôts et taxes constaté(e) dans les autres éléments du résultat étendu	Emplacement du gain (de la perte) reclassé(e) des autres éléments du résultat étendu	Gain (perte) avant impôts et taxes reclassé(e) des autres éléments du résultat étendu	Emplacement du gain (de la perte) constaté(e) dans les résultats	Gain (perte) avant impôts et taxes constaté(e) dans les résultats
Contrats de taux d'intérêt	58	Intérêts débiteurs	1	Intérêts débiteurs	(1)
Contrats de change	(25)	Gain (perte) de change	-	Produits	2
		Immobilisations corporelles	-		
Contrats sur produits de base	(24)	Produits	(60)		
<b>Incidence sur les autres éléments du résultat étendu</b>	<b>9</b>	<b>Incidence sur les autres éléments du résultat étendu</b>	<b>(59)</b>	<b>Incidence sur le bénéfice net</b>	<b>1</b>

Neuf mois terminés le 30 septembre 2009					
Tranche efficace			Tranche inefficace		
Dérivés dans des relations de couverture de flux de trésorerie	Gain (perte) avant impôts et taxes constaté(e) dans les autres éléments du résultat étendu	Emplacement du gain (de la perte) reclassé(e) des autres éléments du résultat étendu	Gain (perte) avant impôts et taxes reclassé(e) des autres éléments du résultat étendu	Emplacement de la perte constatée dans les résultats	Perte avant impôts et taxes constatée dans les résultats
Contrats de taux d'intérêt	24	Intérêts débiteurs	1	Intérêts débiteurs	(2)
Contrats de change	(15)	Gain (perte) de change	-	Produits	-
		Immobilisations corporelles	(11)		
Contrats sur produits de base	312	Produits	(148)		
<b>Incidence sur les autres éléments du résultat étendu</b>	<b>321</b>	<b>Incidence sur les autres éléments du résultat étendu</b>	<b>(158)</b>	<b>Incidence sur le bénéfice net</b>	<b>(2)</b>

## Couvertures de l'investissement net

Pour la période de trois mois terminée le 30 septembre 2009, une perte nette après impôts et taxes de 24 millions de dollars (gain de 5 millions de dollars au 30 septembre 2008) liée à la conversion de l'investissement net de la société dans les établissements étrangers, déduction faite de la couverture, a été comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009, une perte nette après impôts et taxes de 55 millions de dollars (perte de 3 millions de dollars au 30 septembre 2008) liée à la conversion de l'investissement net de la société dans les établissements étrangers, déduction faite de la couverture, a été comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu.

À l'heure actuelle, aucune couverture de l'investissement net ne comporte de tranche inefficace. Le tableau suivant résume l'incidence avant impôts et taxes des couvertures de l'investissement net sur les états du résultat étendu consolidés pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2009 :

Dérivés dans des relations de couverture de l'investissement net	Gain (perte) avant impôts et taxes constaté(e) dans les autres éléments du résultat étendu pour les trois mois terminés le 30 septembre 2009	Gain (perte) avant impôts et taxes constaté(e) dans les autres éléments du résultat étendu pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2009
	Contrats de change	(16)
Swap de devises	(1)	(4)
Dette à long terme	101	185
<b>Incidence sur les autres éléments du résultat étendu</b>	<b>84</b>	<b>124</b>

## Résumé

Le tableau suivant résume 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 comme couvertures :

Aux	30 septembre 2009			31 décembre 2008		
	Couvertures de juste valeur	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de l'investissement net	Non désignés dans une relation de couverture	Total	Total
Actifs financiers – instruments dérivés	20	322	2	32	376	421
Passifs financiers – instruments dérivés	-	62	10	28	100	250

## 6. STOCKS

Les stocks comprennent le charbon, le gaz naturel et les crédits d'émission qui sont évalués au coût ou à la valeur de réalisation nette, selon le moindre des deux montants. Le classement est présenté dans le tableau qui suit :

Aux	30 septembre 2009	31 décembre 2008
Charbon	86	45
Gaz naturel	5	5
Crédits d'émission achetés	-	1
<b>Total</b>	<b>91</b>	<b>51</b>

L'augmentation des stocks de charbon au 30 septembre 2009 par rapport au 31 décembre 2008 est principalement attribuable à la diminution de la production aux centrales thermiques de Centralia et de l'Alberta.

La variation des stocks est présentée ci-après :

Solde au 31 décembre 2008	51
Ajout net	44
Variation des taux de change	(4)
<b>Solde au 30 septembre 2009</b>	<b>91</b>

Aucun stock n'a été donné en garantie à l'égard de passifs.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2009, il n'y a eu aucune dépréciation des stocks par rapport à leur valeur comptable, et aucune moins-value n'a été comptabilisée pendant les périodes précédentes et reprise par la suite dans les bénéfices.

## 7. CHARGE D'IMPÔTS

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

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
Charge d'impôts exigibles	12	12	-	41
Charge (recouvrement) d'impôts futurs	4	(1)	-	(12)
<b>Charge d'impôts</b>	<b>16</b>	<b>11</b>	<b>-</b>	<b>29</b>

## 8. AUTRES ACTIFS

Les composantes des autres actifs sont comme suit :

<b>Aux</b>	<b>30 septembre 2009</b>	<b>31 décembre 2008</b>
Droits de permis reportés	22	21
Actifs au titre des prestations de retraite constituées	16	9
Frais de développement des projets	4	4
Coûts liés aux initiatives de croissance et de productivité	10	-
Dépôt au titre du réseau de transport de Keepphills 3	8	-
Divers	7	5
<b>Autres actifs</b>	<b>67</b>	<b>39</b>

Les coûts liés aux initiatives de croissance et de productivité incluent les coûts du financement liés aux facilités de crédit établies pour financer l'acquisition de Canadian Hydro Developers. Le dépôt au titre du réseau de transport de Keepphills 3 représente la quote-part revenant à TransAlta d'un dépôt exigé par la province relativement à Keepphills 3. Le montant intégral du dépôt devrait être remboursé au cours des dix prochaines années, à condition que certains critères de rendement soient respectés.

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

Aux	30 septembre 2009			31 décembre 2008		
	Valeur comptable	Juste valeur	Intérêts <sup>1</sup>	Valeur comptable	Juste valeur	Intérêts <sup>1</sup>
Facilités de crédit <sup>2</sup>	744	744	0,9 %	443	443	2,8 %
Déventures	885	881	6,8 %	682	681	6,8 %
Billets de premier rang (1 100 millions de dollars américains en 2009, 1 100 millions de dollars américains en 2008)	1 187	1 194	6,3 %	1 352	1 344	6,3 %
Dettes sans recours (204 millions de dollars américains en 2009, 219 millions de dollars américains en 2008)	222	222	7,5 %	265	265	7,4 %
Autres	62	62	6,8 %	66	66	6,7 %
	<b>3 100</b>	<b>3 103</b>		2 808	2 799	
Moins la dette échéant à moins d'un an	(240)	(240)		(244)	(244)	
<b>Total de la dette à long terme</b>	<b>2 860</b>	<b>2 863</b>		2 564	2 555	

1) L'intérêt est calculé à un taux moyen pondéré en fonction de l'encours du capital avant l'incidence de la couverture.

2) Composées des acceptations bancaires et des autres emprunts commerciaux en vertu de facilités de crédit consenties à long terme.

Le 29 mai 2009, la société a émis des déventures d'une valeur de 200 millions de dollars. Ces déventures portent intérêt à 6,45 % et viennent à échéance en 2014.

La société a converti une dette de 100 millions de dollars, portant intérêt à un taux fixe de 6,9 %, en une dette à taux variable au moyen de swaps de taux d'intérêt. Ces swaps de taux d'intérêt viennent à échéance en juin 2011 (note 4).

La société a converti une dette de 100 millions de dollars américains, portant intérêt à un taux fixe de 6,65 %, en une dette à taux variable au moyen de swaps de taux d'intérêt. Ces swaps de taux d'intérêt viennent à échéance en mai 2018 (note 4).

Les composantes des intérêts débiteurs nets sont comme suit :

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
Intérêts sur la dette à long terme	46	45	132	129
Intérêts créditeurs	(3)	(6)	(6)	(15)
Intérêt capitalisé	(10)	(6)	(27)	(13)
Divers	3	-	3	-
<b>Intérêts débiteurs, montant net</b>	<b>36</b>	<b>33</b>	<b>102</b>	<b>101</b>

La société capitalise l'intérêt au cours de la construction des projets d'immobilisations de croissance.

## 10. OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS

Les variations des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont résumées ci-après :

Solde au 31 décembre 2008	297
Passifs contractés	2
Passifs réglés	(27)
Charge de désactualisation	17
Révision des flux de trésorerie estimatifs	3
Variation des taux de change	(13)
	279
Moins la tranche échéant à moins d'un an	(48)
<b>Solde au 30 septembre 2009</b>	<b>231</b>

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 recouvrements a été comptabilisée comme créance à long terme.

## 11. AUTRES PRODUITS

Au cours du deuxième trimestre de 2009, la société a vendu 17 % de son projet de Kent Hills à Natural Forces Technologies Inc. pour un produit de 29 millions de dollars et a comptabilisé un gain avant impôts et taxes de 1 million de dollars. Au cours du premier trimestre de 2009, la société a réglé une émission commerciale en cours et obtenu un gain avant impôts et taxes de 7 millions de dollars.

Au cours du premier trimestre de 2008, du matériel d'exploitation minière ayant une valeur comptable nette de 2 millions de dollars a été vendu par suite de la cessation des activités minières de la mine de charbon de Centralia, pour un produit de 7 millions de dollars.

## 12. PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

Les variations des participations sans contrôle sont fournies ci-après :

Solde au 31 décembre 2008	469
Distributions versées	(40)
Quote-part des détenteurs de participations sans contrôle dans le bénéfice net	27
Participation minoritaire dans Kent Hills ( <i>note 11</i> )	28
<b>Au 30 septembre 2009</b>	<b>484</b>

Le bénéfice attribuable aux participations sans contrôle pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2009 a diminué respectivement de 12 millions de dollars et 11 millions de dollars. En raison des bénéfices moindres de CE Gen, découlant de l'expiration du CAÉ entre la centrale de Saranac et la New York State Electric and Gas en juin 2009, et de TransAlta Cogeneration, L.P. («TA Cogen»). TransAlta continue d'exploiter la centrale sur le marché des produits marchands.

## 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 2009, la société avait 197,9 millions d'actions ordinaires (197,6 millions d'actions au 31 décembre 2008) émises et en circulation. Au cours de la période de trois mois terminée le 30 septembre 2009, aucune action n'a été émise (0,1 million d'actions au 30 septembre 2008). Au cours de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009, 0,3 million d'actions (0,6 million d'actions au 30 septembre 2008) ont été émises. En 2009, les actions émises l'ont été en vertu du régime d'actionariat fondé sur le rendement de la société et n'ont donc entraîné aucun produit au comptant. En 2008, les actions ont été émises aux termes du RAFR et des options sur actions de la société.

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2009, aucune action n'a été acquise ou annulée en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires.

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2008, respectivement aucune action et 3,9 millions d'actions ont été acquises ou annulées en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires.

## B. Options sur actions

Au 30 septembre 2009, la société avait attribué 1,5 million d'options sur actions en cours à des employés (1,7 million d'actions au 31 décembre 2008). Pour la période de trois mois terminée le 30 septembre 2009, aucune option n'a été exercée ou annulée et aucune option n'est venue à échéance. Pour la période de trois mois terminée le 30 septembre 2008, aucune option n'a été exercée ou annulée et aucune option n'est venue à échéance.

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009, aucune option n'a été exercée, 0,1 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 29,77 \$ l'action ont été annulées, et 0,1 million d'options sont venues à échéance. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008, 0,3 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 20,54 \$ l'action ont été exercées, donnant lieu à l'émission de 0,3 million d'actions et à l'annulation de 0,1 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 27,15 \$ l'action.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2009, la charge de rémunération à base d'actions liée aux options sur actions constatée dans les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration a été respectivement de 0,3 million de dollars (1 million de dollars au 30 septembre 2008) et 1,1 million de dollars (3 millions de dollars au 30 septembre 2008).

## 14. CAPITAUX PROPRES

Non vérifié	Actions ordinaires	Bénéfices non répartis	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Total des capitaux propres
<b>Solde au 31 décembre 2008</b>	1 761	688	61	2 510
Bénéfice net	-	102	-	102
Actions ordinaires émises	6	-	-	6
Dividendes déclarés	-	(172)	-	(172)
Pertes sur la conversion de l'actif net d'établissements étrangers autonomes, déduction faite des couvertures et des impôts et taxes	-	-	(55)	(55)
Gains sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	225	225
Instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie pendant les périodes antérieures transférés au bilan et au bénéfice net de la période considérée	-	-	(103)	(103)
<b>Solde au 30 septembre 2009</b>	<b>1 767</b>	<b>618</b>	<b>128</b>	<b>2 513</b>

Les composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont présentées ci-après :

Aux	30 septembre 2009	31 décembre 2008
Pertes latentes cumulées à la conversion des établissements étrangers autonomes, déduction faite des couvertures et des impôts et taxes	(62)	(7)
Gains latents cumulés sur les couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	190	68
<b>Cumul des autres éléments du résultat étendu</b>	<b>128</b>	<b>61</b>

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

Le 6 mai 2009, TransAlta a annoncé son intention de renouveler le programme d'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires jusqu'au 6 mai 2010. L'approbation reçue permet à la société de racheter jusqu'à 9,9 millions de ses actions ordinaires, ce qui représente 5 % des 198 millions d'actions ordinaires émises et en circulation au 30 avril 2009, à des fins d'annulation. Tout rachat sera effectué librement à la Bourse de Toronto au cours du marché de ces actions au moment de l'acquisition. Au 30 septembre 2009, aucun rachat n'avait été effectué en vertu du programme d'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires.

Les rachats d'actions en vertu de l'offre publique de rachat de la société dans le cours normal des affaires se présentent comme suit :

	Trois mois terminés les		Neuf mois terminés les	
	30 septembre		30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
Total des actions acquises	-	-	-	3 886 400
Prix d'acquisition moyen par action	-	-	-	33,45
<b>Coût total</b>	-	-	-	130
Valeur comptable moyenne pondérée des actions annulées	-	-	-	35
<b>Réduction des bénéfices non répartis</b>	-	-	-	95

## 15. CAPITAL

Les composantes du capital de TransAlta sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux	30 septembre 2009	31 décembre 2008	(Diminution)/ augmentation
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	240	244	(4)
Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie	(86)	(50)	(36)
	154	194	(40)
Dette à long terme			
Avec recours	2 666	2 332	334
Sans recours	194	232	(38)
Participations sans contrôle	484	469	15
Capitaux propres			
Actions ordinaires	1 767	1 761	6
Bénéfices non répartis	618	688	(70)
Autres éléments du résultat étendu	128	61	67
	5 857	5 543	314
<b>Total du capital</b>	<b>6 011</b>	<b>5 737</b>	<b>274</b>

La stratégie globale de gestion du capital de TransAlta est demeurée inchangée par rapport à celle du 31 décembre 2008.

TransAlta assure un suivi à l'égard de ratios clés d'évaluation du crédit semblables à ceux utilisés par les principales agences de notation. Bien que ces ratios ne soient pas publiquement disponibles auprès des agences de notation, la direction de TransAlta a établi ces ratios et désire gérer le capital de la société conformément aux cibles suivantes :

	<b>30 septembre 2009</b>	31 décembre 2008	Cible
Flux de trésorerie/intérêts (multiples) <sup>1</sup>	<b>5,8</b>	7,2	Minimum de 4
Flux de trésorerie/total de la dette (%) <sup>1</sup>	<b>23,6</b>	31,1	Minimum de 25
Dette/capital investi (%)	<b>50,1</b>	48,1	Maximum de 55

1) Pour les 12 derniers mois.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées les 30 septembre 2009 et 2008, les sorties de fonds nettes attribuables aux activités d'exploitation, après les dividendes et les achats d'immobilisations, sont résumées comme suit :

	<b>Trois mois terminés les 30 septembre</b>			<b>Neuf mois terminés les 30 septembre</b>		
	<b>2009</b>	2008	Augmentation/ (diminution)	<b>2009</b>	2008	Augmentation/ (diminution)
Flux de trésorerie d'exploitation	<b>194</b>	202	(8)	<b>334</b>	610	(276)
Dividendes versés	<b>(58)</b>	(58)	-	<b>(169)</b>	(163)	(6)
Dépenses en immobilisations	<b>(269)</b>	(306)	37	<b>(681)</b>	(695)	14
<b>Sorties de fonds nettes</b>	<b>(133)</b>	(162)	29	<b>(516)</b>	(248)	(268)

Pour la période de trois mois terminée le 30 septembre 2009, le total des flux de trésorerie nets a augmenté en raison surtout de la hausse du bénéfice au comptant. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009, la diminution du total des flux de trésorerie nets a été imputable à la baisse du bénéfice net et aux variations moins favorables du fonds de roulement. TransAlta vise à maintenir des soldes de trésorerie suffisants et à obtenir des facilités de crédit consenties afin de financer les sorties de fonds nettes périodiques liées à ses affaires.

Les modalités et conditions financières des facilités de crédit de la société n'ont pas changé par rapport au 31 décembre 2008.

Le 29 mai 2009, la société a émis des débetures d'un montant de 200 millions de dollars dont les modalités et conditions financières étaient semblables à celles des autres débetures de la société. Les modalités et conditions financières de toutes les autres débetures n'ont pas changé par rapport au 31 décembre 2008.

La politique officielle de TransAlta en matière de dividendes n'a pas changé depuis le 31 décembre 2008.

## 16. OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Le 16 décembre 2006, les sociétés remplacées par TransAlta Generation Partnership («TAGP»), entreprise appartenant à la société et à l'une de ses filiales, ont conclu une entente avec les partenaires du projet de coentreprise de la centrale de Keephills 3 visant l'approvisionnement en charbon de la centrale alimentée au charbon. Le projet est détenu en coentreprise par Keephills 3 Limited Partnership («K3LP»), filiale en propriété exclusive de la société, et Capital Power Corporation. TAGP fournira du charbon jusqu'à ce que la centrale de Keephills 3 ferme définitivement ou que TAGP et ses partenaires dans la coentreprise mettent fin à l'entente, selon la date la plus rapprochée. Au 30 septembre 2009, TAGP avait reçu 48 millions de dollars de K3LP pour les livraisons futures de charbon. L'exploitation commerciale de la centrale de Keephills devrait commencer au deuxième trimestre de 2011. Les paiements reçus avant cette date pour les livraisons futures de charbon ont été constatés dans les produits comptabilisés d'avance et seront amortis dans les produits sur la durée de l'entente d'approvisionnement en charbon au moment du début des activités.



CE Gen a conclu des contrats avec des parties liées pour offrir des services d'administration et d'entretien. Ces contrats ont une valeur totale annuelle de 3 millions de dollars américains pour les exercices se terminant les 31 décembre 2009 et 2010.

Pour la période de novembre 2002 à novembre 2012, une filiale de TransAlta, TA Cogen, a conclu divers swaps sur transport avec TAGP. TAGP exploite et gère les trois centrales électriques à cycle combiné de TA Cogen en Ontario et une centrale à Fort Saskatchewan, en Alberta. TAGP offre également des services de gestion à la centrale thermique de Sheerness, laquelle est exploitée par Canadian Utilities Limited. L'objectif commercial des swaps sur transport est d'assurer à TA Cogen un approvisionnement en gaz à prix fixe, afin qu'elle ne soit pas 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, du swap est égal au total des livraisons 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, limitant ainsi son risque au risque de contrepartie.

## **17. 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 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 les réclamations ou les réclamations éventuelles dont elle est au courant actuellement n'auront pas d'incidence négative importante sur ses résultats, dans l'ensemble.

## **18. ENGAGEMENTS**

L'estimation, par TransAlta, des coûts totaux pour Keephills 3 a été augmentée de 100 millions de dollars, étant donné que les prévisions initiales de TransAlta sur la main-d'œuvre requise pour parachever le projet ont changé. Les activités commerciales devraient débuter au cours du deuxième trimestre de 2011.

L'estimation par TransAlta des coûts totaux de l'accroissement de la capacité nominale à l'unité 5 de la centrale de Sundance a été haussée de 5 millions de dollars en raison du reclassement de certains coûts qui ne feront plus partie des travaux d'entretien planifié afin de refléter de façon plus exacte le type de travaux effectués.

Le 28 avril 2009, TransAlta a annoncé la conception, la construction et l'exploitation d'Ardenville, un projet d'énergie éolienne de 69 mégawatts («MW») dans le sud de l'Alberta. Le coût en capital estimatif du projet est de 135 millions de dollars. Cette acquisition comprenait un projet d'énergie éolienne en activité de 3 MW dans le sud de l'Alberta. Au 30 septembre 2009, les dépenses en capital totales engagées pour ce projet atteignaient 26 millions de dollars. Les activités commerciales du reste de l'installation devraient débuter au cours du premier trimestre de 2011.

Le 29 janvier 2009, TransAlta a annoncé deux accroissements de la capacité nominale à la centrale de Keephills en Alberta. La capacité des unités 1 et 2 de Keephills sera accrue de 23 MW dans chaque cas, pour atteindre un total de 450 MW, et ces unités devraient être opérationnelles d'ici la fin de 2011 et de 2012, respectivement. Le coût en capital estimatif des projets est de 68 millions de dollars. Au 30 septembre 2009, les dépenses en capital totales engagées pour ces projets atteignaient 2 millions de dollars.

## 19. DÉCISION RÉGLEMENTAIRE D'UNE PÉRIODE ANTÉRIEURE

En ce qui a trait aux remboursements dus par TransAlta pour les ventes qu'elle a faites dans les marchés organisés du California Power Exchange et du California Independent System Operator, les parties de la Californie ont présenté une requête pour obtenir une nouvelle audience concernant le refus de la Federal Energy Regulatory Commission («FERC») et ont porté le refus en appel auprès de la U.S. Court of Appeals for the Ninth Circuit. Dans une décision rendue le 24 août 2007, qui refusait une nouvelle audience sur la cause renvoyée, la Ninth Circuit a statué que la FERC avait correctement exclu les opérations de la saison estivale et les opérations du CERS de l'instruction de la plainte EL00-95. La FERC n'a pas encore réagi au renvoi.

## 20. GARANTIES – LETTRES DE CRÉDIT

Les lettres de crédit sont émises à des contreparties dans le cadre d'arrangements contractuels avec certaines filiales de la société. Si la société ou ses filiales ne respectent pas les dispositions de ces contrats, la contrepartie peut présenter une réclamation de paiement à l'institution financière, par l'entremise de laquelle la lettre de crédit a été émise. Tous les montants à payer par la société ou ses filiales figurent aux bilans consolidés. Les lettres de crédit ne comprennent pas de dispositions de recours, et la société ne détient aucun actif à titre de nantissement relativement aux garanties émises. Toutes les lettres de crédit arrivent à échéance à moins d'un an et seront renouvelées, au besoin, dans le cours normal des affaires. Les lettres de crédit en cours au 30 septembre 2009 totalisaient 296 millions de dollars (430 millions de dollars au 31 décembre 2008), et aucun montant (néant au 31 décembre 2008) n'a été réclamé par des tierces parties en vertu de ces arrangements. TransAlta a des facilités de crédit consenties totalisant 2,1 milliards de dollars (2,2 milliards de dollars au 31 décembre 2008), dont un montant non prélevé de 1,1 milliard de dollars (1,4 milliard de dollars au 31 décembre 2008) était disponible au 30 septembre 2009, sous réserve des modalités d'emprunt habituelles.

## 21. INFORMATIONS SECTORIELLES

**A. Chaque secteur d'activité est responsable de ses propres résultats d'exploitation, exprimés en termes de bénéfice d'exploitation.**

Trois mois terminés le 30 septembre 2009	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Produits	659	7	-	666
Combustible et achats d'électricité	(286)	-	-	(286)
	373	7	-	380
Exploitation, entretien et administration	116	9	19	144
Amortissement	106	1	4	111
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	5	-	-	5
Répartition des coûts intersectoriels	8	(8)	-	-
	235	2	23	260
	138	5	(23)	120
Gain de change				1
Intérêts débiteurs, montant net (note 9)				(36)
<b>Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices</b>				<b>85</b>

Trois mois terminés le 30 septembre 2008	Production	Expansion de l'entreprise et commerciali- sation	Siège social	Total
Produits	770	21	-	791
Combustible et achats d'électricité	(393)	-	-	(393)
	377	21	-	398
Exploitation, entretien et administration	129	17	15	161
Amortissement	102	1	5	108
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	5	-	-	5
Répartition des coûts intersectoriels	7	(7)	-	-
	243	11	20	274
	134	10	(20)	124
Perte de change				(4)
Intérêts débiteurs, montant net (note 9)				(33)
<b>Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices</b>				<b>87</b>

Neuf mois terminés le 30 septembre 2009	Production	Expansion de l'entreprise et commerciali- sation	Siège social	Total
Produits	1 970	37	-	2 007
Combustible et achats d'électricité	(900)	-	-	(900)
	1 070	37	-	1 107
Exploitation, entretien et administration	434	25	66	525
Amortissement	330	2	14	346
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	17	-	-	17
Répartition des coûts intersectoriels	24	(24)	-	-
	805	3	80	888
	265	34	(80)	219
Gain de change				4
Intérêts débiteurs, montant net (note 9)				(102)
Autres produits (note 11)				8
<b>Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices</b>				<b>129</b>

Neuf mois terminés le 30 septembre 2008	Production	Expansion de l'entreprise et commerciali- sation	Siège social	Total
Produits	2 221	81	-	2 302
Combustible et achats d'électricité	(1 095)	-	-	(1 095)
	1 126	81	-	1 207
Exploitation, entretien et administration	368	37	69	474
Amortissement	298	2	12	312
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	15	-	-	15
Répartition des coûts intersectoriels	22	(22)	-	-
	703	17	81	801
	423	64	(81)	406
Perte de change				(5)
Intérêts débiteurs, montant net (note 9)				(101)
Quote-part de la perte de sociétés satellites				(97)
Autres produits (note 11)				5
<b>Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices</b>				<b>208</b>

## B. Principales informations du bilan consolidé

	Production	Expansion de l'entreprise et commerciali- sation	Siège social	Total
<b>Au 30 septembre 2009</b>				
Écart d'acquisition	103	30	-	133
Total des actifs sectoriels	7 236	128	506	7 870
<b>Au 31 décembre 2008</b>				
Écart d'acquisition	112	30	-	142
Total des actifs sectoriels	7 119	206	499	7 824

Une variation du taux de change a entraîné une baisse de 9 millions de dollars de l'écart d'acquisition dans un établissement étranger autonome.

## C. Principales informations sur les flux de trésorerie consolidés

	Production	Expansion de l'entreprise et commerciali- sation	Siège social	Total
<b>Trois mois terminés le 30 septembre 2009</b>				
Dépenses en immobilisations	262	2	5	269
<b>Trois mois terminés le 30 septembre 2008</b>				
Dépenses en immobilisations	302	2	2	306

	Production	Expansion de l'entreprise et commerciali- sation	Siège social	Total
<b>Neuf mois terminés le 30 septembre 2009</b>				
Dépenses en immobilisations	664	3	14	681
<b>Neuf mois terminés le 30 septembre 2008</b>				
Dépenses en immobilisations	685	5	5	695

## D. Dotation aux amortissements selon les états des flux de trésorerie consolidés

Le rapprochement entre la dotation aux amortissements selon les états des résultats consolidés et celle selon les états des flux de trésorerie consolidés est présenté dans le tableau qui suit.

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
Dotation aux amortissements selon les états des résultats consolidés	111	108	346	312
Amortissement compris dans le poste Combustible et achats d'électricité	9	1	29	16
Charge de désactualisation, comprise dans la dotation aux amortissements	(5)	(5)	(17)	(16)
Divers	1	1	1	4
Dotation aux amortissements selon les états des flux de trésorerie consolidés	116	105	359	316

## 22. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

Les coûts constatés pendant la période sont comme suit :

<b>Trois mois terminés le 30 septembre 2009</b>	<b>Régimes agrés</b>	<b>Régime complémentaire</b>	<b>Autre</b>	<b>Total</b>
Coût des services rendus au cours de l'exercice	-	-	1	1
Intérêts débiteurs	6	1	-	7
Rendement réel des actifs des régimes	(4)	-	-	(4)
Perte actuarielle	1	-	-	1
Amortissement de l'actif transitoire net	(3)	-	-	(3)
Charge au titre des prestations déterminées	-	1	1	2
Charge au titre de la composante à cotisations déterminées des régimes de retraite agréés	4	-	-	4
<b>Charge nette</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>6</b>

<b>Trois mois terminés le 30 septembre 2008</b>	<b>Régimes agrés</b>	<b>Régime complémentaire</b>	<b>Autre</b>	<b>Total</b>
Coût des services rendus au cours de l'exercice	1	-	-	1
Intérêts débiteurs	5	1	-	6
Rendement réel des actifs des régimes	(6)	-	-	(6)
Perte actuarielle	-	1	-	1
Amortissement de l'actif transitoire net	(2)	-	-	(2)
Bénéfice (charge) au titre des prestations déterminées	(2)	2	-	-
Charge au titre de la composante à cotisations déterminées des régimes de retraite agréés	4	-	-	4
<b>Charge nette</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>4</b>

<b>Neuf mois terminés le 30 septembre 2009</b>	<b>Régimes agrés</b>	<b>Régime complémentaire</b>	<b>Autre</b>	<b>Total</b>
Coût des services rendus au cours de l'exercice	2	1	1	4
Intérêts débiteurs	17	3	1	21
Rendement réel des actifs des régimes	(14)	-	-	(14)
Perte actuarielle	2	-	-	2
Amortissement de l'actif transitoire net	(7)	-	-	(7)
Charge au titre des prestations déterminées	-	4	2	6
Charge au titre de la composante à cotisations déterminées des régimes de retraite agréés	14	-	-	14
<b>Charge nette</b>	<b>14</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>20</b>

<b>Neuf mois terminés le 30 septembre 2008</b>	<b>Régimes agrés</b>	<b>Régime complémentaire</b>	<b>Autre</b>	<b>Total</b>
Coût des services rendus au cours de l'exercice	3	1	1	5
Intérêts débiteurs	15	2	1	18
Rendement réel des actifs des régimes	(18)	-	-	(18)
Perte actuarielle	1	1	-	2
Amortissement de l'actif transitoire net	(7)	-	-	(7)
Bénéfice (charge) au titre des prestations déterminées	(6)	4	2	-
Charge au titre de la composante à cotisations déterminées des régimes de retraite agréés	13	-	-	13
<b>Charge nette</b>	<b>7</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>13</b>

## 23. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

TransAlta a évalué les événements postérieurs à la date du bilan jusqu'au 26 octobre 2009, qui représente la date à laquelle les états financiers ont été publiés. TransAlta n'a évalué aucun événement postérieur à la date du bilan après cette date.

### **Keephills 3**

Le 26 octobre 2009, le conseil d'administration a approuvé l'augmentation des coûts de construction de Keephills 3 pour les faire passer à 988 millions de dollars en raison d'une modification apportée aux prévisions initiales de TransAlta sur la main-d'œuvre requise pour parachever le projet, ainsi que la modification, du premier trimestre de 2011 au deuxième trimestre de 2011, de la date à laquelle l'exploitation commerciale débutera. La hausse des coûts de construction est attribuable au fait que les prévisions initiales de TransAlta sur la main-d'œuvre requise pour parachever le projet ont changé. En dépit du retard de la mise en exploitation et de l'accroissement des coûts, il est toujours prévu que Keephills 3 permettra à TransAlta de respecter ses objectifs en matière d'investissement.

### **Captage et stockage du carbone («CSC»)**

Le 14 octobre 2009, les gouvernements fédéral et provincial ont annoncé que le projet de CSC de TransAlta, le projet Pioneer, avait reçu le financement promis de plus de 750 millions de dollars. Le financement est offert dans le cadre du Fonds pour l'énergie propre de 1 milliard de dollars du gouvernement du Canada et du programme de CSC de 2 milliards de dollars du gouvernement de l'Alberta. Le financement permettra de démarrer l'étude d'ingénierie de base servant à déterminer la viabilité du projet. L'étude d'ingénierie de base devrait coûter 20 millions de dollars, dont 10 millions de dollars seront fournis par le gouvernement fédéral, 5 millions de dollars, par le gouvernement provincial, et 5 millions de dollars, par TransAlta et des partenaires du secteur, Alstom Canada et Capital Power Corporation. L'étude d'ingénierie de base devrait être achevée en 2010 et, si TransAlta donne suite à son projet de construction, la centrale prototype devrait commencer ses activités en 2015.

### **Offre d'achat de Canadian Hydro Developers, Inc. («Canadian Hydro»)**

Le 5 octobre 2009, TransAlta a conclu une convention préalable à l'acquisition définitive avec Canadian Hydro visant l'achat de toutes les actions émises et en circulation à un prix de 5,25 \$ au comptant l'action. L'opération, d'une valeur totale d'environ 1,7 milliard de dollars, a reçu l'appui unanime des membres du conseil d'administration des deux sociétés. L'offre modifiée est assujettie à certaines conditions, dont l'acceptation de l'offre modifiée par les porteurs d'au moins 66 ⅔ % des actions ordinaires de Canadian Hydro calculées de manière diluée.

Au 23 octobre 2009, TransAlta a conclu l'acquisition et le paiement d'environ 87 % des actions ordinaires en circulation de Canadian Hydro. TransAlta a prolongé son offre modifiée relative aux actions ordinaires de Canadian Hydro jusqu'au 3 novembre 2009, 15 h (heure de Calgary) afin de permettre aux actionnaires de Canadian Hydro de déposer leurs actions.

Canadian Hydro exploite des installations éoliennes, hydroélectriques et alimentées à la biomasse en Alberta, en Ontario, au Québec et en Colombie-Britannique, totalisant 694 MW. La plupart des actifs de Canadian Hydro font l'objet de contrats avec des contreparties reconnues. Globalement, TransAlta et Canadian Hydro disposeront d'une capacité de production brute de 9 144 MW en exploitation (participation nette globale de 8 657 MW). Le portefeuille d'énergies renouvelables inclura une capacité de 1 900 MW en activité, ou 22 % du portefeuille combiné. En outre, TransAlta et Canadian Hydro auraient une capacité nette de 543 MW en cours de construction et des projets de développement de plus de 500 MW à un stade avancé.

L'opération sera financée initialement au moyen des nouvelles facilités de crédit consenties qui sont entièrement souscrites par une banque à charte canadienne, lesquelles, conjuguées aux facilités de crédit existantes et aux fonds générés en interne, fourniront un financement amplement suffisant pour prendre en livraison et payer toutes les actions en circulation de Canadian Hydro. L'opération ne devrait avoir aucune incidence sur la politique en matière de dividendes de TransAlta.

## INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

		30 septembre 2009	31 décembre 2008
Cours de clôture (TSX) (\$)		21,84	24,30
Fourchette des prix des 12 derniers mois (TSX) (\$)	Haut	29,83	37,50
	Bas	18,11	21,00
Dette sur le capital investi, y compris la dette sans recours (%)		50,1	48,1
Dette sur le capital investi, excluant la dette sans recours (%)		48,2	45,6
Rendement des capitaux propres (%)		8,2	9,4
Rendement des capitaux propres aux fins de comparaison <sup>1,2</sup> (%)		7,4	11,6
Rendement sur le capital utilisé <sup>1</sup> (%)		6,0	7,7
Rendement sur le capital utilisé aux fins de comparaison <sup>1,2</sup> (%)		6,0	9,6
Dividendes en espèces par action <sup>1</sup> (\$)		1,14	1,08
Ratio cours / bénéfice <sup>1</sup> (multiples)		22,1	20,6
Couverture par les bénéfices <sup>1</sup> (multiples)		2,1	2,8
Ratio dividende / bénéfice (fondé sur le bénéfice net) <sup>1</sup> (%)		115,3	91,5
Ratio dividende / bénéfice (fondé sur le bénéfice aux fins de comparaison) <sup>1,2</sup> (%)		127,7	74,1
Couverture des dividendes <sup>1</sup> (multiples)		3,4	4,8
Rendement des actions <sup>1</sup> (%)		5,2	4,4
Flux de trésorerie / dette <sup>1</sup> (%)		23,6	31,1
Flux de trésorerie / couverture des intérêts (multiples) <sup>1</sup>		5,8	7,2

1) Pour les 12 derniers mois.

2) Ces ratios intègrent des composantes qui ne sont pas définies selon les PCGR du Canada. Aucune de ces mesures n'est utilisée pour améliorer le rendement financier ou la situation financière de la société présentés. Ces ratios représentent des mesures complémentaires utiles pour évaluer le rendement financier, l'efficacité et la liquidité de la société et sont courants dans les rapports des autres sociétés, mais peuvent être définis et appliqués autrement.

## FORMULES DES RATIOS

**Dette sur le capital investi** = (dette à long terme - trésorerie et équivalents de trésorerie) / (dette + participations sans contrôle + capitaux propres - trésorerie et équivalents de trésorerie)

**Rendement des capitaux propres** = bénéfice net ou bénéfice aux fins de comparaison / moyenne des capitaux propres, exclusion faite du cumul des autres éléments du résultat étendu

**Rendement du capital utilisé** = (bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices + intérêts débiteurs nets) / moyenne du capital investi, exclusion faite du cumul des autres éléments du résultat étendu

**Rendement du capital utilisé aux fins de comparaison** = (bénéfice aux fins de comparaison avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices + intérêts débiteurs nets) / moyenne du capital investi, exclusion faite du cumul des autres éléments du résultat étendu

**Ratio cours / bénéfice** = cours de clôture de la période écoulée / résultat de base par action

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

**Ratio dividendes / bénéfice** = dividendes / bénéfice net ou bénéfice aux fins de comparaison

**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

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

**Flux de trésorerie / couverture des intérêts** = (flux de trésorerie d'exploitation avant les variations du fonds de roulement + intérêts débiteurs nets) / (intérêts débiteurs nets plus intérêts capitalisés)

## GLOSSAIRE DE TERMES CLÉS

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

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

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

**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 aux besoins auxiliaires.

**Captage et stockage du carbone (CSC)** – Approche consistant à réduire l'apport des émissions de gaz à effet de serre au réchauffement mondial, qui est fondée sur le captage des émissions de dioxyde de carbone provenant des activités industrielles et leur stockage permanent dans des sites d'enfouissement souterrains.

**Cogénération** – Installation de production d'électricité et d'une autre forme d'énergie thermique utile (comme la chaleur ou la vapeur) utilisée à des fins industrielles, commerciales ou de chauffage ou de refroidissement.

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

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

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

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

**Gigawatt** – Unité de puissance électrique valant 1 000 mégawatts.

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

**Interruption non planifiée** – Arrêt d'un groupe électrogène en raison d'une panne imprévue.

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

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

**Mégawattheure (MWh)** – Mesure de la consommation d'électricité égale à l'utilisation de 1 000 000 de watts en une heure.

**Réduction de la capacité nominale** – Abaissement de la capacité électrique établie d'une centrale ou d'une unité.

**Valeur à risque (VaR)** – Mesure visant à gérer l'exposition du bénéfice en regard des activités commerciales.



**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**

Michael Lawrence

Directeur, Relations externes

**Téléphone**

403.267.7330

**Courriel**

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

**Investisseurs**

Jennifer Pierce, MA, MBA

Vice-présidente, Communications et 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)