

## 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 31 pour des renseignements supplémentaires.

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés de TransAlta Corporation aux 30 juin 2009 et 2008 et pour les semestres terminés 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 29 juillet 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 :

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Disponibilité (%)	82,8	79,3	84,6	85,5
Production (GWh)	9 656	10 652	21 829	23 878
Produits	585	708	1 341	1 511
Marge brute <sup>1</sup>	346	376	727	809
Bénéfice d'exploitation <sup>1</sup>	14	93	99	282
(Perte nette) bénéfice net	(6)	47	36	80
Résultat de base et dilué par action ordinaire	(0,03)	0,24	0,18	0,40
Résultat par action aux fins de comparaison <sup>1</sup>	(0,03)	0,25	0,16	0,74
Flux de trésorerie d'exploitation	57	171	140	408
Flux de trésorerie disponibles <sup>1</sup>	(144)	(26)	(208)	(55)
Dividendes en espèces déclarés par action	0,29	0,27	0,58	0,54

	Au 30 juin 2009	Au 31 décembre 2008
Total de l'actif	7 807	7 815
Total des passifs financiers à long terme	3 803	3 636

## DISPONIBILITÉ ET PRODUCTION

La disponibilité pour le trimestre terminé le 30 juin 2009 a augmenté à 82,8 % en regard de 79,3 % pour la période correspondante de 2008 en raison d'une diminution des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta, de la baisse des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia et de l'absence de travaux d'entretien planifiés en 2009 à la centrale thermique de Genesee 3 («Genesee 3»), en partie compensées par l'augmentation des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta.

La disponibilité pour le semestre terminé le 30 juin 2009 a diminué à 84,6 % en regard de 85,5 % pour la période correspondante de 2008 en raison d'une augmentation des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta, en partie contrebalancée 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 le trimestre terminé le 30 juin 2009 a reculé de 996 gigawattheures («GWh») par rapport à la période correspondante de 2008 en raison de la hausse des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta, de l'acheminement économique à la centrale thermique de Centralia et d'une baisse des volumes d'hydroélectricité, en partie atténués par la diminution des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia, les interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta et l'absence de travaux d'entretien planifiés en 2009 à Genesee 3.

La production pour le semestre terminé le 30 juin 2009 a reculé de 2 049 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, d'une baisse des volumes d'hydroélectricité et de l'acheminement économique à la centrale thermique de Centralia, 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.

1) 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 28 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.

## BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE)

Un rapprochement du bénéfice net figure ci-après :

	Trimestre terminé le 30 juin	Semestre terminé le 30 juin
Bénéfice net de 2008	47	80
Diminution des marges brutes du secteur Production	(23)	(73)
Variations liées à l'évaluation à la valeur du marché du secteur Production	23	21
Diminution des marges brutes du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation	(30)	(30)
Augmentation des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	(29)	(68)
Augmentation de la dotation aux amortissements	(18)	(31)
Diminution des intérêts débiteurs nets	2	2
Diminution de la quote-part de la perte de sociétés satellites	-	97
Diminution de la charge d'impôts	24	34
Divers	(2)	4
<b>(Perte nette) bénéfice net de 2009</b>	<b>(6)</b>	<b>36</b>

Pour le trimestre terminé le 30 juin 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 d'une augmentation des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta et d'une baisse des volumes et des prix de l'hydroélectricité, en partie compensées par des taux de change favorables, une diminution des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta et l'absence de travaux d'entretien planifiés en 2009 à Genesee 3.

Pour le semestre terminé le 30 juin 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 et d'une baisse des prix et des volumes d'hydroélectricité, en partie compensées par des taux de change favorables et l'absence de travaux d'entretien planifiés en 2009 à Genesee 3.

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, les marges brutes du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation ont accusé un recul par rapport à la période correspondante de 2008 en raison des changements survenus sur le marché dans la région de l'ouest, en partie compensés par les stratégies favorables dans la région de l'est.

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009 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.

La dotation aux amortissements pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009 a augmenté en regard de la même période en 2008, en raison de la mise hors service de certains actifs au cours des activités d'entretien planifiées et des taux de change défavorables, en partie contrebalancés 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 le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, la charge d'impôts a diminué par rapport à la période correspondante de 2008 en raison de la baisse du bénéfice avant impôts et taxes en 2009, compensée 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 le trimestre terminé le 30 juin 2009 ont diminué de 114 millions de dollars surtout à cause d'un recul du bénéfice au comptant et d'une augmentation des soldes des stocks résultant d'une baisse de la production.

Les flux de trésorerie d'exploitation pour le semestre terminé le 30 juin 2009 ont baissé de 268 millions de dollars, en raison d'un fléchissement du bénéfice au comptant, de la réception d'un paiement additionnel en vertu de contrats d'achat d'électricité («CAÉ») en 2008 et de l'accroissement des soldes des stocks en 2009.

Les flux de trésorerie disponibles pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009 ont reculé par rapport à la période correspondante de 2008 surtout en raison de la baisse du bénéfice.

## **ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS**

### **Trimestre terminé le 30 juin 2009**

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

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 CSC à recevoir un financement en vertu de son programme de CSC de 2 milliards de dollars. Le gouvernement de l'Alberta a indiqué son intention de négocier des ententes de financement avec certaines parties d'ici le 30 juillet 2009, et s'il échoue, il peut envisager d'entamer des pourparlers pour d'autres projets.

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

Le 26 mai 2009, nous avons annoncé un placement de 200 millions de dollars en billets de premier rang venant à échéance en 2014 et portant intérêt à 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 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 devraient augmenter d'environ 380 GWh, et le bénéfice net est censé diminuer de 24 à 28 millions de dollars (résultat par action de 0,12 \$ à 0,14 \$).

#### **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.

### **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 débuter 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 poursuivons les négociations commerciales en vue d'en arriver à une entente mutuellement satisfaisante à cet égard.

### **Semestre terminé le 30 juin 2009**

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

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 Keepphills. Le total du coût en capital du projet est estimé à 68 millions de dollars, le démarrage des activités commerciales étant prévu respectivement pour la fin de 2011 et 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**

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

Le 20 juillet 2009, nous avons annoncé que nous avons l'intention de présenter une offre visant l'acquisition de Canadian Hydro Developers, Inc. («Canadian Hydro») à un prix en espèces de 4,55 \$ l'action. L'offre consiste en une prime d'environ 30 % par rapport au cours moyen pondéré des actions ordinaires de Canadian Hydro à la Bourse de Toronto pendant la période de dix jours qui a précédé l'offre. L'opération proposée a une valeur d'entreprise d'environ 1,5 milliard de dollars.

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. Elle compte également des projets de développement de 252 MW à un stade avancé dans l'ouest et l'est du Canada. La plupart des actifs de Canadian Hydro font l'objet de contrats avec des contreparties solvables. Ainsi, TransAlta et Canadian Hydro auraient une capacité de production nette combinée de 8 657 MW en activité, et le portefeuille d'énergies renouvelables inclurait une capacité de 1 900 MW en activité, ou 22 % du portefeuille combiné. En outre, TransAlta et Canadian Hydro auraient une capacité de 569 MW en cours de construction et des projets de développement de plus de 600 MW à un stade avancé.

L'opération sera financée initialement de nouvelles facilités de crédit-relais consortiales garanties de 1,2 milliard de dollars, 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. Ce financement initial sera remplacé par un financement à long terme permanent sur le marché des titres de créance, soutenu par la mobilisation d'un montant additionnel de 250 à 300 millions de dollars au moyen d'une émission d'actions. Nous prévoyons que les agences d'évaluation du crédit confirmeront leurs notations de première qualité à la conclusion de l'opération décrite. L'opération ne devrait avoir aucune incidence sur notre politique en matière de dividendes.

Nous avons présenté l'offre le 22 juillet 2009. L'offre peut être acceptée au cours d'une période de 36 jours et viendra donc à échéance le 27 août 2009 à moins qu'elle ne soit prolongée ou retirée. L'offre est assujettie à certaines conditions, dont l'acceptation par les porteurs d'au moins 66 ⅔ % des actions ordinaires de Canadian Hydro calculées de manière diluée, et l'obtention de toutes les approbations nécessaires des organismes de réglementation.

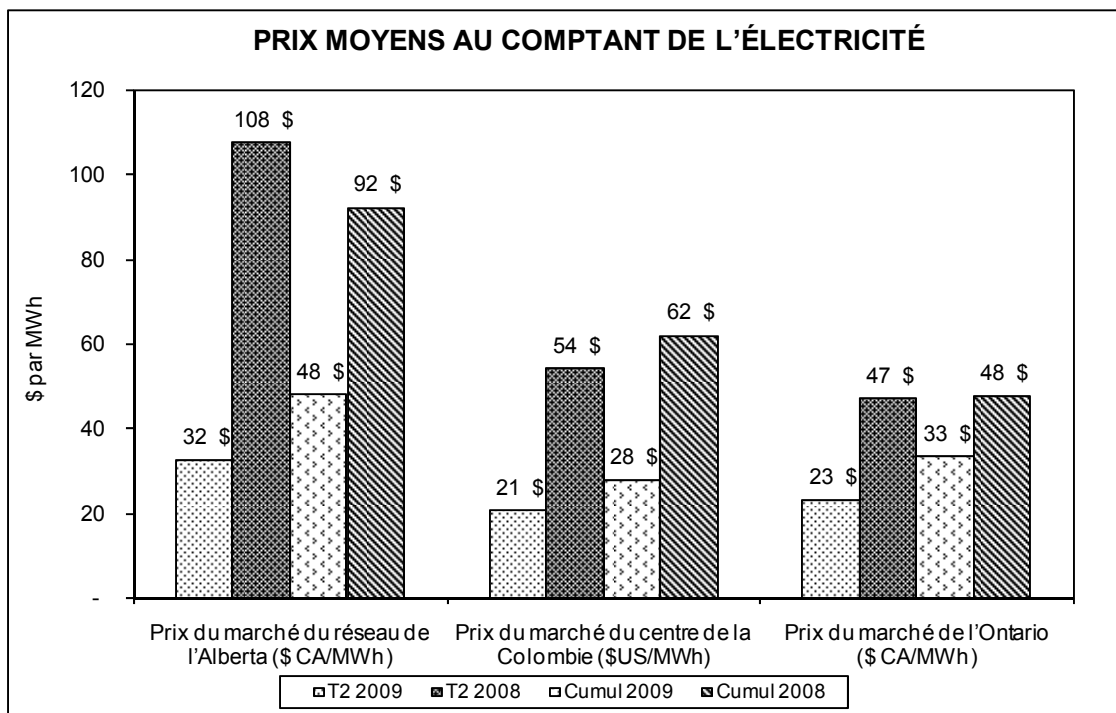
## **CONTEXTE D'AFFAIRES**

*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

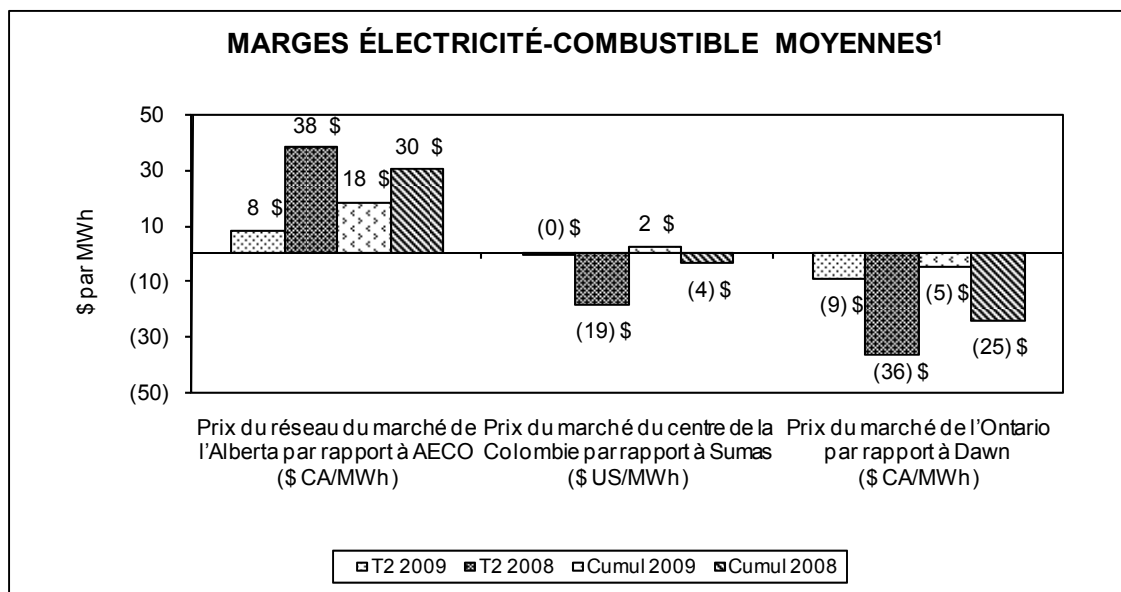
Veillez vous reporter à la page 21 du rapport annuel de 2008 pour une analyse détaillée du marché au comptant de l'électricité et de l'incidence des prix de l'électricité sur nos activités et notre stratégie de couverture du risque lié aux variations de ces prix.

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



Au cours du deuxième trimestre de 2009, les prix au comptant 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 diminution de la demande d'électricité. Les prix en Alberta ont aussi reculé en raison de la disponibilité accrue de l'approvisionnement par rapport à l'exercice précédent.

Pour le semestre terminé le 30 juin 2009, les prix 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 combiné à un accroissement de la disponibilité des unités en Alberta. 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-dessous. L'analyse de nos plans à long terme visant à réduire l'incidence des variations de prix sur la couverture de nos résultats est décrite plus en détail à la page 21 du présent rapport de gestion.



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

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2009, les marges électricité-combustible ont régressé en Alberta en raison d'une diminution des prix de l'électricité plus importante que celle des prix du gaz naturel découlant d'une baisse de la demande d'électricité et d'une amélioration globale de la disponibilité des unités. Les marges électricité-combustible dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario se sont accrues en 2009 par rapport à 2008 en raison d'une baisse des prix de l'électricité moins importante que celle des prix du gaz naturel.

Pour le semestre terminé le 30 juin 2009, les marges électricité-combustible 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 résultant d'une baisse de la demande et d'une amélioration de la disponibilité des unités. 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 deuxième 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 \$ 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 exploite 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 juin 2009, le secteur Production affichait une capacité<sup>1</sup> de production brute en exploitation de 8 386 MW

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.



(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 :

Trimestres terminés les 30 juin	2009		2008	
	Total	Par MWh installé <sup>1</sup>	Total	Par MWh installé <sup>1</sup>
Produits	570	31,12	663	36,21
Combustible et achats d'électricité	(239)	(13,05)	(332)	(18,13)
Marge brute	331	18,07	331	18,08
Exploitation, entretien et administration	172	9,39	139	7,59
Amortissement	113	6,17	96	5,24
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	7	0,38	5	0,27
Répartition des coûts intersectoriels	8	0,44	8	0,44
Charges d'exploitation	300	16,38	248	13,54
Bénéfice d'exploitation	31	1,69	83	4,54
Capacité installée (GWh)	18 315		18 311	
Production (GWh)	9 656		10 652	
Disponibilité (%)	82,8		79,3	

Semestres terminés les 30 juin	2009		2008	
	Total	Par MWh installé <sup>1</sup>	Total	Par MWh installé <sup>1</sup>
Produits	1 311	35,99	1 451	39,51
Combustible et achats d'électricité	(614)	(16,86)	(702)	(19,11)
Marge brute	697	19,14	749	20,40
Exploitation, entretien et administration	318	8,73	239	6,51
Amortissement	224	6,15	196	5,34
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	12	0,33	10	0,27
Répartition des coûts intersectoriels	16	0,44	15	0,41
Charges d'exploitation	570	15,65	460	12,53
Bénéfice d'exploitation	127	3,49	289	7,87
Capacité installée (GWh)	36 422		36 729	
Production (GWh)	21 829		23 878	
Disponibilité (%)	84,6		85,5	

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.

## 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.

Trimestre terminé le 30 juin 2009	Production (GWh)	Installé (GWh)	Combustible et achats			Produits par MWh installé <sup>1</sup>	Combustible et achats d'électricité par MWh installé <sup>1</sup>		Marge brute par MWh installé <sup>1</sup>
			Produits d'électricité	Marge brute	d'électricité par MWh installé <sup>1</sup>		MWh installé <sup>1</sup>		
Ouest du Canada	7 386	11 412	273	106	167	23,92	9,29	14,63	
Est du Canada	890	1 848	93	53	40	50,32	28,68	21,65	
International	1 380	5 055	204	80	124	40,36	15,83	24,53	
	<b>9 656</b>	<b>18 315</b>	<b>570</b>	<b>239</b>	<b>331</b>	<b>31,12</b>	<b>13,05</b>	<b>18,07</b>	

Trimestre terminé le 30 juin 2008	Production (GWh)	Installé (GWh)	Combustible et achats			Produits par MWh installé <sup>1</sup>	Combustible et achats d'électricité par MWh installé <sup>1</sup>		Marge brute par MWh installé <sup>1</sup>
			Produits d'électricité	Marge brute	d'électricité par MWh installé <sup>1</sup>		MWh installé <sup>1</sup>		
Ouest du Canada	7 925	11 406	335	138	197	29,37	12,10	17,27	
Est du Canada	726	1 789	131	98	33	73,23	54,78	18,45	
International	2 001	5 116	197	96	101	38,51	18,76	19,75	
	<b>10 652</b>	<b>18 311</b>	<b>663</b>	<b>332</b>	<b>331</b>	<b>36,21</b>	<b>18,13</b>	<b>18,08</b>	

Semestre terminé le 30 juin 2009	Production (GWh)	Installé (GWh)	Combustible et achats			Produits par MWh installé <sup>1</sup>	Combustible et achats d'électricité par MWh installé <sup>1</sup>		Marge brute par MWh installé <sup>1</sup>
			Produits d'électricité	Marge brute	d'électricité par MWh installé <sup>1</sup>		MWh installé <sup>1</sup>		
Ouest du Canada	14 916	22 692	546	211	335	24,06	9,30	14,76	
Est du Canada	1 883	3 675	211	126	85	57,41	34,29	23,13	
International	5 030	10 055	554	277	277	55,10	27,55	27,55	
	<b>21 829</b>	<b>36 422</b>	<b>1 311</b>	<b>614</b>	<b>697</b>	<b>35,99</b>	<b>16,86</b>	<b>19,14</b>	

Semestre terminé le 30 juin 2008	Production (GWh)	Installé (GWh)	Combustible et achats			Produits par MWh installé <sup>1</sup>	Combustible et achats d'électricité par MWh installé <sup>1</sup>		Marge brute par MWh installé <sup>1</sup>
			Produits d'électricité	Marge brute	d'électricité par MWh installé <sup>1</sup>		MWh installé <sup>1</sup>		
Ouest du Canada	16 683	22 816	695	259	436	30,46	11,35	19,11	
Est du Canada	1 615	3 578	264	189	75	73,78	52,82	20,96	
International	5 580	10 335	492	254	238	47,61	24,58	23,03	
	<b>23 878</b>	<b>36 729</b>	<b>1 451</b>	<b>702</b>	<b>749</b>	<b>39,51</b>	<b>19,11</b>	<b>20,40</b>	

## 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 le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009 est rapprochée comme suit :

	Trimestre terminé le 30 juin (GWh)	Semestre terminé le 30 juin (GWh)
Production de 2008	7 925	16 683
Baisse des volumes d'hydroélectricité	(192)	(192)
Augmentation des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta	(614)	(1 200)
Diminution (augmentation) des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta	186	(294)
Calendrier des interruptions planifiées à Sheerness	103	(18)
Aucune interruption planifiée à Genesee 3 en 2009	145	145
Baisse de la demande des clients	(244)	(244)
Divers	77	36
<b>Production de 2009</b>	<b>7 386</b>	<b>14 916</b>

La variation de la marge brute pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009 est rapprochée comme suit :

	Trimestre terminé le 30 juin	Semestre terminé le 30 juin
Marge brute de 2008	197	436
Augmentation des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta	(56)	(94)
Baisse des volumes et des prix de l'hydroélectricité	(18)	(18)
Diminution (augmentation) des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta	14	(13)
Calendrier des interruptions planifiées à Sheerness	10	3
Aucune interruption planifiée à Genesee 3 en 2009	12	12
Variations liées à l'évaluation à la valeur du marché	1	5
Hausse des coûts du charbon	(2)	(8)
Divers	9	12
<b>Marge brute de 2009</b>	<b>167</b>	<b>335</b>

#### 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 le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009 a augmenté respectivement de 164 GWh et 268 GWh principalement par suite de la mise en service de Kent Hills et d'une hausse de la consommation spécifique de chaleur sur le marché à Sarnia.

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, les marges se sont accrues respectivement de 7 millions de dollars et 10 millions de dollars surtout en raison de la mise en service de Kent Hills.

#### 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 le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009 est rapprochée comme suit :

	Trimestre terminé le 30 juin (GWh)	Semestre terminé le 30 juin (GWh)
Production de 2008	2 001	5 580
Diminution des interruptions planifiées à la centrale thermique de Centralia	461	613
Diminution des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia	127	272
Acheminement économique à la centrale thermique de Centralia	(1 192)	(1 307)
Baisse de la production aux centrales alimentées au gaz naturel	(19)	(128)
Divers	2	-
<b>Production de 2009</b>	<b>1 380</b>	<b>5 030</b>

La variation de la marge brute pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009 est rapprochée comme suit :

	Trimestre terminé le 30 juin	Semestre terminé le 30 juin
Marge brute de 2008	101	238
(Baisse) hausse de la production à la centrale thermique de Centralia	(4)	1
Établissement de prix contractuels favorables	2	22
Taux de change favorables	15	42
Augmentation des coûts du charbon	(3)	(13)
Variations liées à l'évaluation à la valeur du marché	20	14
Règlements commerciaux favorables en 2008	-	(14)
Divers	(7)	(13)
<b>Marge brute de 2009</b>	<b>124</b>	<b>277</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.

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

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 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.

#### **Dotations aux amortissements**

La dotation aux amortissements pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009 a augmenté en regard de la même période de 2008, en raison de l'accroissement des dépenses en immobilisations, de la mise hors service de certains actifs au cours des activités d'entretien planifiées et des taux de change défavorables, en partie compensés par la mise hors service anticipée de certaines composantes par suite des modifications apportées au matériel à la centrale thermique de Centralia en 2008.

**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 :

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Marge brute	<b>15</b>	45	<b>30</b>	60
Exploitation, entretien et administration	<b>10</b>	10	<b>16</b>	20
Amortissement	-	1	<b>1</b>	1
Répartition des coûts intersectoriels	<b>(8)</b>	(8)	<b>(16)</b>	(15)
Charges d'exploitation	<b>2</b>	3	<b>1</b>	6
Bénéfice d'exploitation	<b>13</b>	42	<b>29</b>	54

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, les marges brutes du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation ont diminué par rapport à la période correspondante en 2008 à cause des changements survenus sur le marché dans la région de l'ouest et de la saison prolongée d'écoulement en 2008. Ces résultats ont été en partie compensés en 2009 par les stratégies fructueuses dans la région de l'est qui ont profité des écarts entre les régions géographiques.

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour le trimestre terminé le 30 juin 2009 ont été comparables à ceux de la période correspondante de 2008.

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour le semestre terminé le 30 juin 2009 ont diminué par rapport à la même période de 2008 par suite de la baisse des charges de rémunération du personnel.

La répartition des coûts intersectoriels pour cette période est comparable à celle de la période correspondante de l'exercice précédent.

## INTÉRÊTS DÉBITEURS NETS

Les composantes des intérêts débiteurs sont présentées ci-dessous :

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Intérêts sur la dette à long terme	43	42	86	84
Intérêts créditeurs	(1)	(4)	(3)	(9)
Intérêt capitalisé	(9)	(3)	(17)	(7)
<b>Intérêts débiteurs nets</b>	<b>33</b>	<b>35</b>	<b>66</b>	<b>68</b>

La variation des intérêts débiteurs nets pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009 par rapport à la période correspondante de 2008 est illustrée ci-après :

	Trimestre terminé le 30 juin	Semestre terminé le 30 juin
Intérêts débiteurs nets de 2008	35	68
Hausse des niveaux de la dette à long terme	3	4
Baisse des taux d'intérêt	(4)	(8)
Baisse des intérêts créditeurs	3	6
Hausse de l'intérêt capitalisé	(6)	(10)
Taux de change défavorable	2	6
<b>Intérêts débiteurs nets de 2009</b>	<b>33</b>	<b>66</b>

## PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

Le bénéfice attribuable aux participations sans contrôle pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009 est comparable à celui de la même période de 2008.

## IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
(Perte) bénéfice avant impôts sur les bénéfices	(26)	51	20	98
Quote-part de la perte de sociétés satellites	-	-	-	97
Autres produits	-	-	(7)	(5)
(Perte) bénéfice avant impôts sur les bénéfices, quote-part de la perte de sociétés satellites et autres produits	(26)	51	13	190
(Recouvrement) charge d'impôts	(20)	4	(16)	18
Charge d'impôts sur les autres produits	-	-	(1)	(1)
Incidence fiscale de la réduction de la participation dans des sociétés satellites	-	-	-	28
(Recouvrement) charge d'impôts, exclusion faite de la quote-part de la perte de sociétés satellites et des autres produits	(20)	4	(17)	45
Taux d'imposition effectif sur le bénéfice (la perte) avant impôts sur les bénéfices, la quote-part de la perte de sociétés satellites et les autres produits (%)	77	8	(131)	24

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2009, la charge d'impôts a diminué comparativement à la même période en 2008 en raison de la baisse du bénéfice avant impôts et taxes en 2009. Pour le semestre terminé le 30 juin 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 en 2009, 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 le trimestre terminé le 30 juin 2009 et a diminué pour le semestre terminé le 30 juin 2009 comparativement aux périodes correspondantes de 2008, surtout en raison d'une baisse 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 juin 2009 :

	<b>Augmentation/ (diminution)</b>	<b>Principaux facteurs expliquant le changement</b>
Débiteurs	(203)	Calendrier des comptes clients et baisse des produits
Impôts sur les bénéfices à recevoir	15	Baisse du bénéfice
Stocks	39	Baisse de la production
Actifs de gestion du risque (à court et à long terme)	42	Variations des prix
Immobilisations corporelles, montant net	136	Acquisitions d'immobilisations, en partie contrebalancées par la dotation aux amortissements
Actifs incorporels	(31)	Dotation aux amortissements
Autres actifs	46	Initiatives en croissance et productivité
Créditeurs et charges à payer	(266)	Calendrier des engagements liés à l'exploitation et à la construction
Garanties reçues	107	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)	223	Émission de titres de créance à long terme et retraits accrus sur les facilités de crédit, en partie compensés par les opérations de change et les valeurs à l'échéance
Passifs de gestion du risque (à court et à long terme)	(136)	Variations des prix
Passifs d'impôts futurs nets (y compris les tranches échéant à moins d'un an)	52	Incidence fiscale sur l'augmentation des actifs nets de gestion du risque
Participations sans contrôle	19	Vente de la participation dans Kent Hills, en partie contrebalancée par les distributions en sus du bénéfice attribuable aux participations sans contrôle
Capitaux propres	47	Bénéfice net et variations du cumul des autres éléments du résultat étendu, en partie contrebalancés par les dividendes déclarés

## 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 juin 2009 et pour le trimestre et le semestre terminés à cette date pour plus de renseignements sur les instruments financiers. Au cours du trimestre considéré, la variation de la position d'actif net des instruments financiers résulte des variations 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 juin 2009, la valeur comptable nette des instruments financiers de niveau III était nulle (nulle 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 trimestres terminés les 30 juin 2009 et 2008 :

Trimestres terminés les 30 juin	2009	2008	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	49	58	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	57	171	Baisse du bénéfice au comptant et variation défavorable du fonds de roulement de 37 millions de dollars.
Activités d'investissement	(355)	(221)	Diminution des garanties détenues de 72 millions de dollars et augmentation des dépenses en immobilisations de 42 millions de dollars.
Activités de financement	304	42	Accroissement des retraits sur les facilités de crédit de 331 millions de dollars, diminution de la dette à long terme venant à échéance de 110 millions de dollars et décreue des rachats d'actions de 119 millions de dollars, en partie compensés par une baisse des titres de créance émis de 302 millions de dollars.
Conversion des devises	(1)	-	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	54	50	



Le tableau suivant présente les variations importantes dans les états des flux de trésorerie consolidés pour les semestres terminés les 30 juin 2009 et 2008 :

Semestres terminés les 30 juin	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	140	408 Diminution du bénéfice au comptant de 44 millions de dollars et variations défavorables du fonds de roulement de 149 millions de dollars.
Activités d'investissement	(292)	(334) Garanties reçues des contreparties de 120 millions de dollars et produit de la vente de Kent Hills de 29 millions de dollars, en partie compensés par une augmentation des dépenses en immobilisations de 23 millions de dollars et une diminution des gains réalisés sur les instruments financiers de 37 millions de dollars.
Activités de financement	156	(78) Accroissement des retraits sur les facilités de crédit de 319 millions de dollars, diminution de la dette à long terme venant à échéance de 112 millions de dollars et décreue des rachats d'actions de 126 millions de dollars, en partie compensés par une baisse des titres de créance émis de 302 millions de dollars.
Conversion des devises	-	3
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	54	50

## 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 3 031 millions de dollars au 30 juin 2009 comparativement à 2 808 millions 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 trimestre.

### Facilités de crédit

Nous avons un total de facilités de crédit à long terme consenties de 2,1 milliards de dollars, dont un montant de 1,3 milliard de dollars qui n'avait pas été prélevé au 30 juin 2009, soumises aux modalités d'emprunt habituelles. Au 30 juin 2009, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 821 millions de dollars, ce qui comprend des retraits réels de 577 millions de dollars et des lettres de crédit de 284 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 29 juillet 2009, nous avons environ 198 millions d'actions ordinaires en circulation.

Au 30 juin 2009, nous comptons 1,6 million d'options sur actions à l'intention des employés en cours, dont le prix d'exercice pondéré était de 26,75 \$. Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 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 le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, nous n'avons rachaté aucune action en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires.

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2008, nous avons acheté 1 977 500 actions en vertu du programme de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires au prix moyen de 35,40 \$ l'action. Ce prix d'acquisition dépassait la valeur comptable moyenne pondérée de 8,96 \$ l'action, ce qui a entraîné une réduction des bénéfices non répartis de 52 millions de dollars. Pour le semestre terminé le 30 juin 2008, nous avons acheté 3 886 400 actions en vertu du programme de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires au prix moyen de 33,45 \$ l'action. Ce prix d'acquisition dépassait la valeur comptable moyenne pondérée de 8,95 \$ l'action, ce qui a entraîné une réduction des bénéfices non répartis de 95 millions de dollars.

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Total des actions acquises	-	1 977 500	-	3 886 400
Prix moyen d'acquisition par action	-	35,40	-	33,45
Coût total	-	70	-	130
Valeur comptable moyenne pondérée des actions annulées	-	18	-	35
Réduction des bénéfices non répartis	-	52	-	95

### Risque de crédit

Notre entreprise est exposée au risque de crédit lié au degré de solvabilité des entités auxquelles nous sommes exposés. 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 deuxième 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 juin 2009, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 284 millions de dollars (430 millions de dollars au 31 décembre 2008) et des garanties au comptant de 30 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 deuxième trimestre de 2009 dans les règlements existants sur l'environnement influant sur la production d'électricité au Canada. Le gouvernement fédéral canadien 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. Le ministre de l'Environnement du gouvernement fédéral canadien a indiqué que le secteur de l'électricité au Canada sera assujéti à une réduction des émissions de 30 % au-dessous des niveaux de 2006 d'ici 2020, exigence qui pourra être atteinte au moyen d'un système de plafonnement et de négociation. Le cadre fédéral devrait être rendu public d'ici septembre 2009.

Séparément, le gouvernement fédéral canadien a annoncé son intention d'élaborer une nouvelle réglementation nationale pour les polluants atmosphériques d'ici la fin de 2009. Une consultation de tous les intervenants est présentement en cours en vue d'obtenir des données sur le secteur aux fins de l'établissement de cette réglementation.

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 CSC à recevoir un financement en vertu de son programme de CSC de 2 milliards de dollars. Le gouvernement de l'Alberta a indiqué son intention de négocier des ententes de financement avec certaines parties d'ici le 30 juillet 2009, et s'il échoue, il peut envisager d'entamer des pourparlers pour d'autres projets.

Le 27 mai 2009, le gouvernement de l'Ontario a adopté le projet de loi visant à modifier la *Loi sur la protection de l'environnement* (échange de droits d'émission de gaz à effet de serre) qui permet de clarifier les pouvoirs du gouvernement de l'Ontario pour ce qui est d'établir un système de plafonnement et de négociation des GES, d'autoriser les enchères liées aux instruments de conformité et de permettre au gouvernement de lier son système de plafonnement et de négociation à celui d'autres juridictions. Une période de consultation publique de 60 jours est présentement en cours. L'incidence de cette législation sur TransAlta est minime pour le moment, parce qu'elle établit simplement le cadre pour l'élaboration de règlements plus détaillés sur les GES prévus plus tard en 2009.

Aux États-Unis, la loi intitulée *American Clean Energy and Security Act* a été adoptée par la Chambre des représentants le 26 juin 2009. Cette loi, si elle est mise en application, exigera la réduction de 3 % des émissions de gaz à effet de serre dans le secteur de

l'électricité aux États-Unis en 2012. Cette exigence augmentera à 17 % d'ici 2020. La loi propose un système national de plafonnement et d'échange, une partie des provisions pour émissions étant vendue aux émetteurs dans le secteur au moyen d'enchères. Le Sénat américain examine présentement la législation.

Le 21 mai 2009, le gouverneur Gregoire de l'État de Washington a signé un décret établissant le plan de l'État pour réduire les émissions liées au changement climatique. Dans le décret, le gouverneur a inclus une directive à l'intention du département de l'écologie de l'État l'invitant à collaborer avec TransAlta en vue d'appliquer les normes de rendement des GES de l'État à notre centrale thermique de Centralia au plus tard en 2025. La norme de rendement en GES exigera des émissions d'environ 0,5 tonne/MWh, ou de près de la moitié du niveau actuel à Centralia. Des discussions exploratoires ont déjà commencé avec le département de l'écologie quant à la manière d'atteindre l'objectif de réduction de ces émissions. Pour le moment, il est difficile de déterminer comment l'objectif et le calendrier de l'État évolueront si jamais la législation fédérale sur les GES entre en vigueur.

## **PERSPECTIVES**

Pour 2009, nous prévoyons que le résultat par action aux fins de comparaison sera conforme ou légèrement inférieur à celui de l'exercice précédent, avant rajustement pour tenir compte des travaux d'entretien importants à l'unité 3 de Sundance et d'une augmentation des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration découlant de notre programme d'entretien accéléré. Les autres facteurs importants qui influent sur nos résultats figurent ci-dessous.

### ***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 l'exercice 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 deux 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.

Selon nous, les conditions de prêt devraient continuer d'être très strictes, ce qui pourrait réduire les capitaux disponibles. 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 de l'intérêt sur le marché pour des projets à rendement élevé, de sorte que nous continuerons d'évaluer les projets potentiels au moyen des politiques de gestion du risque qui ont été élaborées et de prendre des mesures concrètes, le cas échéant.

Même si nous prévoyons que nos résultats d'exploitation en 2009 souffriront quelque peu de l'environnement économique actuel, cette incidence est largement 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**

Nous prévoyons que, pour le reste de 2009, les exigences réglementaires en matière d'émissions de GES du gouvernement canadien et du gouvernement américain seront plus claires. Le cadre des GES du Canada devrait être déterminé d'ici septembre 2009. Le calendrier aux États-Unis est moins certain compte tenu des délibérations au Sénat, mais les résultats devraient être connus à l'automne de 2009.

Nous participons activement aux consultations menant à l'élaboration de ces mesures législatives et réglementaires.

## ***Exploitation***

### **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 deuxième semestre de l'exercice lorsque les interruptions planifiées prendront fin. La disponibilité globale du parc pour 2009 devrait se situer entre 87 % et 89 %. La baisse de la disponibilité par rapport aux perspectives du premier trimestre est surtout attribuable à 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.

### **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 une période de plus de dix ans. 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 deuxième trimestre, environ 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, devraient grimper de 5 % par rapport à l'exercice précédent surtout à cause des dépenses en immobilisations accrues en 2008.

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, car la majeure partie du gaz naturel est achetée au comptant. Les coûts des intrants qui sont achetés au comptant ont bénéficié de la baisse des prix au cours du deuxième trimestre, ce qui est conforme à nos attentes pour le reste de l'exercice.

#### **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 toujours à ce que nos opérations sur les produits énergétiques dégagent une marge brute variant entre 65 millions de dollars et 85 millions de dollars.

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

Notre stratégie consiste à réduire au minimum l'incidence des fluctuations du dollar canadien par rapport au dollar américain et au dollar australien en contrebalançant les actifs libellés en devises avec des passifs libellés en devises et 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 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 d'emprunt et d'une légère 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	888	589	235 - 255	113	T1 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 <sup>1</sup>
Blue Trail	115	85	85 - 90	59	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	75	37	50 - 60	20	T4 2009	Accroissement de la capacité nominale de 53 MW à notre centrale de Sundance
Summerview 2	123	31	80 - 90	6	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	-	5 - 10	-	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>1 404</b>	<b>769</b>	<b>485 - 550</b>	<b>225</b>		

1) Par suite d'une réorganisation le 1<sup>er</sup> juillet 2009, le propriétaire n'est plus EPCOR Power Development Corporation, mais Capital Power.



## 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	115 - 135	61
Dépenses en immobilisations liées à la productivité	Projets visant à améliorer l'efficacité de la production d'électricité	40 - 45	16
Matériel minier et achats de terrains	Dépenses liées au matériel minier et aux terrains	35 - 45	13
Modifications apportées à Centralia	Projet de dépenses en immobilisations aux fins de la conversion au charbon venant de l'extérieur	20 - 25	19
Entretien planifié	Entretien important planifié périodique	150 - 160	65
<b>Total des dépenses en immobilisations de maintien</b>		<b>360 - 410</b>	<b>174</b>

Les dépenses prévues pour l'entretien planifié ont augmenté en raison de 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.

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

	Charbon	Gaz naturel et hydroélectricité	Dépenses prévues	Dépenses à ce jour
Capitalisées	105 - 110	45 - 50	150 - 160	65
Passées en charges	115 - 125	0 - 5	115 - 130	94
	220 - 235	45 - 55	265 - 290	159

	Perte de charbon	Perte de gaz naturel et d'hydroélectricité	Perte totale	Perte à ce jour
GWh perdus	3 200 - 3 300	200 - 225	3 400 - 3 525	2 675

Les dépenses prévues et les GWh connexes qui devraient être perdus par suite de l'entretien planifié ont augmenté en raison de 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.

## 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 juin 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. 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 juin 2009, TAGP avait reçu 46 millions de dollars de K3LP pour les livraisons futures de charbon. L'exploitation commerciale de la centrale de Keephills devrait commencer au premier 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 Generation, LLC a conclu des contrats avec des parties liées pour offrir des services d'administration et d'entretien. Les valeurs de ces contrats s'établiront à 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 de nos filiales, TransAlta Cogeneration, L.P. («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

### Risque de crédit

Le 1<sup>er</sup> janvier 2009, nous avons adopté l'abrégié 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. 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 d'achever l'actif incorporel et de l'utiliser ou 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 – 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*, en vue de modifier 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. Cette norme sera en vigueur pour TransAlta à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2009, et son adoption ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés.

### **Informations à fournir sur les instruments financiers**

En juin 2009, le CNC a modifié le chapitre 3862, «Instruments financiers – informations à fournir», aux fins de convergence avec la norme *Amélioration des informations à fournir sur les instruments financiers (modification de l'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 du diagnostic a été achevée pour les normes IFRS devant être appliquées lors de la convergence. Les programmes de formation du personnel en sont également à l'étape de la conception et de la planification, et un plan de communication a été mis au point.

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 initial 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 des 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 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. 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.

L'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.

#### **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 (de la perte nette)

Le rapprochement de la marge brute et du bénéfice d'exploitation avec le bénéfice net (la perte nette) est présenté comme suit :

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
<b>Produits</b>	<b>585</b>	708	<b>1 341</b>	1 511
Combustible et achats d'électricité	(239)	(332)	(614)	(702)
<b>Marge brute</b>	<b>346</b>	376	<b>727</b>	809
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	207	178	381	313
Amortissement	118	100	235	204
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	7	5	12	10
<b>Charges d'exploitation</b>	<b>332</b>	283	<b>628</b>	527
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>14</b>	93	<b>99</b>	282
Gain (perte) de change	2	-	3	(1)
Intérêts débiteurs nets	(33)	(35)	(66)	(68)
Quote-part de la perte de sociétés satellites	-	-	-	(97)
Autres produits	1	-	8	5
<b>(Perte) bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices</b>	<b>(16)</b>	58	<b>44</b>	121
Participations sans contrôle	10	7	24	23
<b>(Perte) bénéfice avant impôts sur les bénéfices</b>	<b>(26)</b>	51	<b>20</b>	98
(Recouvrement) charge d'impôts	(20)	4	(16)	18
<b>(Perte nette) bénéfice net</b>	<b>(6)</b>	47	<b>36</b>	80

### 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.

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
<b>(Perte nette) bénéfice net</b>	<b>(6)</b>	47	<b>36</b>	80
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	-	2	1	7
Règlement d'un papier commercial, déduction faite des impôts et taxes	-	-	(6)	-
Réduction de valeur du placement au Mexique, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	65
<b>(Perte) bénéfice aux fins de comparaison</b>	<b>(6)</b>	49	<b>31</b>	148
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	<b>198</b>	199	<b>198</b>	200
<b>Résultat par action aux fins de comparaison</b>	<b>(0,03)</b>	0,25	<b>0,16</b>	0,74

### 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 le trimestre terminé le 30 juin 2009 représentent le total des acquisitions d'immobilisations corporelles d'après les états des flux de trésorerie consolidés, moins 172 millions de dollars (168 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) investis dans des projets de croissance. Pour la période correspondante en 2008, nous avons investi 130 millions de dollars (125 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) dans des projets de croissance. Pour les semestres terminés les 30 juin 2009 et 2008, nous avons investi 234 millions de dollars (225 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) et 203 millions de dollars (192 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises), respectivement, dans des projets de croissance.

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

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
<b>Flux de trésorerie d'exploitation</b>	<b>57</b>	171	<b>140</b>	408
Ajouter (déduire) :				
Dépenses en immobilisations de maintien	(109)	(109)	(178)	(186)
Dividendes sur actions ordinaires	(57)	(54)	(111)	(105)
Distributions aux détenteurs de participations sans contrôle des filiales	(17)	(27)	(33)	(44)
Remboursements de la dette	(17)	(11)	(18)	(15)
Calendrier des paiements contractuels prévus	-	-	-	(116)
Autres produits	(1)	-	(8)	-
Flux de trésorerie liés à la participation dans des sociétés satellites	-	4	-	3
<b>Flux de trésorerie disponibles (insuffisance)</b>	<b>(144)</b>	(26)	<b>(208)</b>	(55)

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

	T3 2008	T4 2008	T1 2009	T2 2009
Produits	791	808	756	<b>585</b>
Bénéfice net (perte nette)	61	94	42	<b>(6)</b>
Résultat de base par action ordinaire	0,31	0,47	0,21	<b>(0,03)</b>
Résultat dilué par action ordinaire	0,31	0,47	0,21	<b>(0,03)</b>
	T3 2007	T4 2007	T1 2008	T2 2008
Produits	711	783	803	708
Bénéfice net	66	130	33	47
Résultat de base par action ordinaire	0,33	0,64	0,17	0,24
Résultat dilué par action ordinaire	0,33	0,64	0,17	0,24

## 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 juin 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 19 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.



## INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

		30 juin 2009	31 décembre 2008
Cours de clôture (TSX) (\$)		22,31	24,30
Fourchette des prix des 12 derniers mois (TSX) (\$)	Haut	37,50	37,50
	Bas	18,11	21,00
Dette sur le capital investi, y compris la dette sans recours (%)		49,4	48,1
Dette sur le capital investi, excluant la dette sans recours (%)		47,4	45,6
Rendement des capitaux propres (%)		8,0	9,4
Rendement des capitaux propres aux fins de comparaison <sup>1,2</sup> (%)		7,2	11,6
Rendement sur le capital utilisé <sup>1</sup> (%)		6,1	7,7
Rendement sur le capital utilisé aux fins de comparaison <sup>1,2</sup> (%)		6,5	9,6
Dividendes en espèces par action <sup>1</sup> (\$)		1,12	1,08
Ratio cours / bénéfice <sup>1</sup> (multiples)		23,2	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> (%)		115,7	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)		3,5	4,8
Rendement des actions <sup>1</sup> (%)		5,0	4,4
Flux de trésorerie / dette <sup>1</sup> (%)		24,7	31,1
Flux de trésorerie / couverture des intérêts (multiples) <sup>1</sup>		5,9	7,2

1) 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

**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.

**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.

**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.

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

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

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

**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.

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

**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.

**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.

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

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

**Accroissement de la capacité nominale** – Accroissement 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)

**TRANSALTA CORPORATION**

**ÉTATS DES RÉSULTATS ET DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS**

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

Non vérifié	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	2009	30 juin 2008	2009	30 juin 2008
<b>Produits</b>	<b>585</b>	708	<b>1 341</b>	1 511
Combustible et achats d'électricité	(239)	(332)	(614)	(702)
	<b>346</b>	376	<b>727</b>	809
Exploitation, entretien et administration	207	178	381	313
Amortissement (note 21)	118	100	235	204
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	7	5	12	10
	<b>332</b>	283	<b>628</b>	527
	<b>14</b>	93	<b>99</b>	282
Gain (perte) de change	2	-	3	(1)
Intérêts débiteurs nets (note 9)	(33)	(35)	(66)	(68)
Quote-part de la perte de sociétés satellites	-	-	-	(97)
Autres produits (note 11)	1	-	8	5
<b>(Perte) bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices</b>	<b>(16)</b>	58	<b>44</b>	121
Participations sans contrôle	10	7	24	23
<b>(Perte) bénéfice avant impôts sur les bénéfices</b>	<b>(26)</b>	51	<b>20</b>	98
(Recouvrement) charge d'impôts (note 7)	(20)	4	(16)	18
<b>(Perte nette) bénéfice net</b>	<b>(6)</b>	47	<b>36</b>	80
<b>Bénéfices non répartis</b>				
<b>Solde d'ouverture</b>	<b>673</b>	699	<b>688</b>	763
Dividendes sur actions ordinaires	(57)	(54)	(114)	(108)
Actions ordinaires annulées en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires (note 13)	-	(52)	-	(95)
<b>Solde de clôture</b>	<b>610</b>	640	<b>610</b>	640
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période</b>	<b>198</b>	199	<b>198</b>	200
<b>Résultat net par action, de base et dilué</b>	<b>(0,03)</b>	0,24	<b>0,18</b>	0,40

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

**TRANSALTA CORPORATION**  
**BILANS CONSOLIDÉS**

(en millions de dollars canadiens)

Non vérifié	30 juin 2009	31 décembre 2008 (note 2)
Trésorerie et équivalents de trésorerie (note 3)	54	50
Débiteurs (notes 3 et 19)	302	505
Garanties versées (notes 2 et 3)	30	37
Charges payées d'avance	13	6
Actifs de gestion du risque (notes 3, 4 et 5)	268	200
Actifs d'impôts futurs	6	3
Impôts sur les bénéfices à recevoir	76	61
Stocks (note 6)	90	51
	<b>839</b>	<b>913</b>
<b>Liquidités soumises à restrictions (note 3)</b>	<b>3</b>	<b>-</b>
<b>Créances à long terme (note 10)</b>	<b>8</b>	<b>14</b>
<b>Immobilisations corporelles</b>		
Coût	10 237	9 932
Amortissement cumulé	(4 067)	(3 898)
	<b>6 170</b>	<b>6 034</b>
<b>Écart d'acquisition (note 21)</b>	<b>138</b>	<b>142</b>
<b>Actifs incorporels</b>	<b>182</b>	<b>213</b>
<b>Actifs d'impôts futurs</b>	<b>196</b>	<b>248</b>
<b>Actifs de gestion du risque (notes 3, 4 et 5)</b>	<b>195</b>	<b>221</b>
<b>Autres actifs (note 8)</b>	<b>76</b>	<b>30</b>
<b>Total de l'actif</b>	<b>7 807</b>	<b>7 815</b>
Créditeurs et charges à payer (note 3)	392	658
Garanties reçues (notes 2 et 3)	131	24
Passifs de gestion du risque (notes 3, 4 et 5)	70	148
Impôts sur les bénéfices à payer	4	15
Passifs d'impôts futurs	14	14
Dividendes à verser	56	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)	33	33
Tranche échéant à moins d'un an des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 10)	47	45
	<b>959</b>	<b>1 200</b>
<b>Dette à long terme, avec recours (notes 3 et 9)</b>	<b>2 583</b>	<b>2 332</b>
<b>Dette à long terme, sans recours (notes 3 et 9)</b>	<b>203</b>	<b>232</b>
<b>Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 10)</b>	<b>242</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>599</b>	<b>596</b>
<b>Passifs de gestion du risque (notes 3, 4 et 5)</b>	<b>44</b>	<b>102</b>
<b>Participations sans contrôle (note 12)</b>	<b>488</b>	<b>469</b>
<b>Capitaux propres</b>		
Actions ordinaires (notes 13 et 14)	1 768	1 761
Bénéfices non répartis (note 14)	610	688
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 14)	179	61
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>2 557</b>	<b>2 510</b>
<b>Total du passif et des capitaux propres</b>	<b>7 807</b>	<b>7 815</b>

Éventualités (notes 17 et 19)

Engagements (notes 4 et 18)

Événements postérieurs à la date du bilan (note 23)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

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

(en millions de dollars canadiens)

	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	2009	30 juin 2008	2009	30 juin 2008
Non vérifié				
<b>(Perte nette) bénéfice net</b>	<b>(6)</b>	47	<b>36</b>	80
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>				
(Pertes) gains à la conversion d'actifs nets d'établissements étrangers autonomes	<b>(124)</b>	(5)	<b>(62)</b>	62
Gains (pertes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures des comptes d'établissements étrangers autonomes, déduction faite des impôts et taxes <sup>1</sup>	<b>74</b>	2	<b>31</b>	(70)
Gains (pertes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes <sup>2</sup>	<b>25</b>	(239)	<b>214</b>	(388)
Reclassement des instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie au bilan, déduction faite des impôts et taxes <sup>3</sup>	<b>(5)</b>	2	<b>(8)</b>	5
Reclassement des instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans le bénéfice net, déduction faite des impôts et taxes <sup>4</sup>	<b>(33)</b>	12	<b>(57)</b>	23
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	<b>(63)</b>	(228)	<b>118</b>	(368)
<b>Résultat étendu</b>	<b>(69)</b>	(181)	<b>154</b>	(288)

1) Déduction faite de la charge d'impôts de 16 millions de dollars et de 9 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009 (charge d'impôts de 2 millions de dollars et recouvrement d'impôts de 8 millions de dollars en 2008), respectivement.

2) Déduction faite de la charge d'impôts de 6 millions de dollars et de 98 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés en juin 2009 (recouvrement de 123 millions de dollars et de 203 millions de dollars en 2008), respectivement.

3) Déduction faite du recouvrement d'impôts de 2 millions de dollars et de 3 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés en juin 2009 (charge de néant et de 1 million de dollars en 2008), respectivement.

4) Déduction faite du recouvrement d'impôts de 17 millions de dollars et de 31 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009 (charge d'impôts de 7 millions de dollars et de 13 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	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	2009	30 juin 2008	2009	30 juin 2008
<b>Activités d'exploitation</b>				
(Perte nette) bénéfice net	(6)	47	36	80
Amortissement (note 21)	122	104	243	211
Gain sur la vente de matériel	-	-	-	(5)
Participations sans contrôle	10	7	24	23
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 10)	6	6	12	11
Coûts de mise hors service d'immobilisations réglés (note 10)	(8)	(8)	(16)	(12)
Impôts futurs	(23)	5	(4)	(11)
Pertes latentes (gains latents) découlant des activités de gestion du risque	-	14	-	15
(Gains latents) pertes latentes de change	(8)	-	(11)	1
Quote-part de la perte de sociétés satellites	-	-	-	97
Autres éléments hors caisse	1	(4)	1	(6)
	<b>94</b>	<b>171</b>	<b>285</b>	<b>404</b>
Variation des soldes hors caisse du fonds de roulement lié à l'exploitation	(37)	-	(145)	4
Flux de trésorerie d'exploitation	<b>57</b>	<b>171</b>	<b>140</b>	<b>408</b>
<b>Activités d'investissement</b>				
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(281)	(239)	(412)	(389)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	-	5	1	21
Produit de la vente de la participation minoritaire dans Kent Hills (note 11)	29	-	29	-
Liquidités soumises à restrictions	(1)	242	(2)	245
(Pertes réalisées) gains réalisés sur les instruments financiers	(8)	4	(14)	23
Prêt à des sociétés satellites	-	(245)	-	(245)
(Diminution) augmentation nette des garanties reçues des contreparties	(72)	-	120	-
(Augmentation) diminution nette des garanties versées aux contreparties	(2)	-	7	-
Règlement des rajustements sur la vente du placement au Mexique	-	-	(7)	-
Divers	(20)	12	(14)	11
Flux de trésorerie d'investissement	<b>(355)</b>	<b>(221)</b>	<b>(292)</b>	<b>(334)</b>
<b>Activités de financement</b>				
Augmentation (diminution) nette des facilités de crédit	194	(137)	118	(201)
Remboursement de la dette à long terme	(16)	(126)	(18)	(130)
Émission de la dette à long terme	200	502	200	502
Dividendes versés sur actions ordinaires	(57)	(54)	(111)	(105)
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)	-	(19)	-	(126)
Gains réalisés sur les instruments financiers	-	1	-	13
Distributions versées aux détenteurs de participations sans contrôle dans des filiales	(17)	(27)	(33)	(44)
Divers	-	2	-	13
Flux de trésorerie de financement	<b>304</b>	<b>42</b>	<b>156</b>	<b>(78)</b>
<b>Flux de trésorerie d'exploitation, d'investissement et de financement</b>	<b>6</b>	<b>(8)</b>	<b>4</b>	<b>(4)</b>
<b>Incidence de la conversion de liquidités en devises</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3</b>
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>5</b>	<b>(8)</b>	<b>4</b>	<b>(1)</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période</b>	<b>49</b>	<b>58</b>	<b>50</b>	<b>51</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période</b>	<b>54</b>	<b>50</b>	<b>54</b>	<b>50</b>
Impôts au comptant payés	9	14	32	60
Intérêts au comptant payés	51	48	66	67

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**

La facilité de crédit de la société est accordée pour plus d'un an et, par conséquent, le solde en cours de la facilité 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**

### **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 d'achever l'actif incorporel et de l'utiliser ou 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 – 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*, en vue de modifier 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. Cette norme sera en vigueur pour TransAlta à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2009, et son adoption ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés.

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

En juin 2009, le CNC a modifié le chapitre 3862, «Instruments financiers – informations à fournir», aux fins de convergence avec la norme *Amélioration des informations à fournir sur les instruments financiers (modification de l'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 de conversion aux IFRS de TransAlta se poursuit, des progrès ayant été réalisés aux étapes de la conception et de la planification. Des équipes interfonctionnelles spécialisées continueront d'analyser l'incidence de l'adoption des IFRS et élaboreront des plans pour la conversion.

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 continue de se réunir régulièrement. Des mises à jour trimestrielles sont fournies au comité de vérification et des risques. La société évalue actuellement 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 juin 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	-	-	54	-	54
Débiteurs	-	-	302	-	302
Garanties versées	-	-	30	-	30
Actifs de gestion du risque					
À court terme	223	45	-	-	268
À long terme	195	-	-	-	195
Liquidités soumises à restrictions	-	-	3	-	3
<b>Passifs financiers</b>					
Créditeurs et charges à payer	-	-	-	392	392
Garanties reçues	-	-	-	131	131
Passifs de gestion du risque					
À court terme	31	39	-	-	70
À long terme	41	3	-	-	44
Dette à long terme, avec recours <sup>1</sup>	-	-	-	2 795	2 795
Dette à long terme, sans recours <sup>1</sup>	-	-	-	236	236

<sup>1</sup> Inclut la tranche échéant à moins d'un an.

## Valeur comptable des instruments financiers au 31 décembre 2008

	Dérivés utilisés à des fins de couverture	Dérivés détenus à des fins de transaction	Dérivés classés comme	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	-	-		-	658	658
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 du niveau II 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 et 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 :

	Juste valeur <sup>1</sup>				Valeur comptable totale
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
<b>Au 30 juin 2009</b>					
<b>Actifs et passifs financiers évalués à la juste valeur</b>					
Actifs nets de gestion du risque <sup>2</sup>	1	348	-	349	349
<b>Actifs et passifs financiers évalués autrement qu'à la juste valeur</b>					
Dette à long terme	-	3 021	-	3 021	3 031
<b>Au 31 décembre 2008</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 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'incidence estimée de l'utilisation d'autres hypothèses raisonnablement possibles comme données pour les techniques d'évaluation à partir desquelles les justes valeurs des opérations sur les produits énergétiques de niveau III sont déterminées correspond à une augmentation ou à une diminution des justes valeurs nettes au 30 juin 2009 de 1 million de dollars (néant au 30 juin 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 le semestre terminé le 30 juin 2009, correspond à un gain de néant (14 millions de dollars au 30 juin 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 soit attestée par un cours dans un marché actif ou par des opérations courantes observables sur le marché qui sont pratiquement les mêmes, soit fondée sur 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 juin 2009</b>	<b>31 décembre 2008</b>
Gain non amorti au début de la période	2	3
Nouvelles opérations	-	1
Amortissement constaté dans les états des résultats	(2)	(2)
<b>Gain non amorti à la fin de la période</b>	<b>-</b>	<b>2</b>

## 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 juin 2009, la valeur à risque («VaR») liée aux activités de négociation pour compte propre de la société était de 4 millions de dollars (8 millions de dollars au 30 juin 2008).

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

Au 30 juin 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 52 millions de dollars (103 millions de dollars au 30 juin 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 juin 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 1 million de dollars (néant au 30 juin 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, les actifs portant intérêt et 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.

Semestres terminés les 30 juin				
	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	2	(5)	2	-

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 au cours du prochain trimestre et est conforme à un écart type de +/- un par rapport à la moyenne.

Devise	Semestres terminés les 30 juin			
	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	-	1	-	5
Dollar américain	(2)	4	(2)	3
Dollar australien	(2)	-	(3)	-
Total	(4)	5	(5)	8

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 juin 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 juin 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 58 millions de dollars au 30 juin 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 juin 2009 :

	Notation de première qualité %	Notation de qualité inférieure %	Total %
Débiteurs	88	12	100
Actifs de gestion du risque	99	1	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 :

<b>Aux</b>	<b>30 juin 2009</b>	<b>31 décembre 2008</b>
Provision au début de la période	<b>57</b>	46
Variation des taux de change	<b>(3)</b>	11
<b>Provision à la fin de la période</b>	<b>54</b>	57

Au 30 juin 2009, aucune créance d'un montant important n'était en souffrance, sauf comme il est décrit à la note 19.

### III. Risque d'illiquidité

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

	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014 et par la suite</b>	<b>Total</b>
Créditeurs et charges à payer	392	-	-	-	-	-	392
Garanties reçues	131	-	-	-	-	-	131
Dette <sup>1</sup>	223	32	254	955	376	1 191	3 031
Actifs de gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques <sup>2</sup>	(114)	(99)	(64)	(59)	(3)	-	(339)
Autres (actifs) passifs de gestion du risque <sup>3</sup>	(7)	4	(9)	-	-	2	(10)
Intérêts sur la dette à long terme	113	153	141	121	107	558	1 193
<b>Total</b>	<b>738</b>	<b>90</b>	<b>322</b>	<b>1 017</b>	<b>480</b>	<b>1 751</b>	<b>4 398</b>

### E. Actifs financiers donnés en garantie

Au 30 juin 2009, des actifs financiers de 59 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 juin 2009, la société a donné 30 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 juin 2009, la société avait reçu 131 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 et 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 le trimestre terminé le 30 juin 2009, le secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation a constaté des pertes nettes latentes de 3 millions de dollars (des gains nets latents de 6 millions de dollars en 2008). Pour le semestre terminé le 30 juin 2009, le secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation a constaté des pertes nettes latentes de 1 million de dollars (des gains nets latents de 5 millions de dollars en 2008) (*note 21*).

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 et 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 le trimestre terminé le 30 juin 2009, le secteur Production a constaté un gain net latent de 4 millions de dollars (une perte nette latente de 19 millions de dollars en 2008). Pour le semestre terminé le 30 juin 2009, le secteur Production a constaté un gain net latent de 1 million de dollars (une perte nette latente de 19 millions de dollars en 2008) (*note 21*).

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 le 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>Trimestres terminés</b>		<b>Semestres terminés</b>	
	<b>les 30 juin</b>		<b>les 30 juin</b>	
	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>
(Pertes) gains sur les instruments dérivés sur taux d'intérêt	<b>(1)</b>	<b>(2)</b>	<b>(1)</b>	<b>(2)</b>
Gains (pertes) sur les instruments dérivés de change	<b>4</b>	<b>(2)</b>	<b>(1)</b>	<b>(3)</b>
Gains (pertes) sur les autres instruments dérivés	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>

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

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

Aux	30 juin 2009			31 décembre 2008		
	Opérations sur les produits énergétiques	Autres	Total	Opérations sur les produits énergétiques	Autres	Total
<b>Bilans – Totaux</b>						
<b>Actifs de gestion du risque</b>						
À court terme	255	13	268	176	24	200
À long terme	173	22	195	187	34	221
<b>Passifs de gestion du risque</b>						
À court terme	60	10	70	142	6	148
À long terme	29	15	44	57	45	102
<b>Actifs nets de gestion du risque</b>	<b>339</b>	<b>10</b>	<b>349</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 juin 2009		31 décembre 2008		
	Opérations sur les produits énergétiques	Couvertures	Autres que de couverture	Total	Total
<b>Actifs de gestion du risque</b>					
À court terme		215	40	255	176
À long terme		173	-	173	187
<b>Passifs de gestion du risque</b>					
À court terme		25	35	60	142
À long terme		26	3	29	57
<b>Actifs nets de gestion du risque</b>		<b>337</b>	<b>2</b>	<b>339</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 du semestre terminé le 30 juin 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	-	216	-	-	(4)	-	-	212	-
Nouveaux contrats conclus	-	9	-	-	4	-	-	13	-
Contrats réglés	-	(40)	-	-	-	1	-	(40)	1
Variation des taux de change	-	(11)	-	-	-	-	-	(11)	-
Cessions au sein/hors du niveau III	-	1	(1)	-	-	-	-	1	(1)
<b>Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 30 juin 2009</b>	<b>-</b>	<b>338</b>	<b>(1)</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>338</b>	<b>-</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			-			-			-
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 juin 2009			-			-			-

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	102	109	65	59	3	-	338
	Niveau III	1	(1)	(1)	-	-	-	(1)
<b>Autres que de couverture</b>	Niveau I	1	-	-	-	-	-	1
	Niveau II	9	(9)	-	-	-	-	-
	Niveau III	1	-	-	-	-	-	1
<b>Total par niveau</b>	Niveau I	1	-	-	-	-	-	1
	Niveau II	111	100	65	59	3	-	338
	Niveau III	2	(1)	(1)	-	-	-	-
<b>Total de l'actif net</b>		<b>114</b>	<b>99</b>	<b>64</b>	<b>59</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>339</b>

Les instruments financiers dérivés au titre des opérations sur les produits énergétiques en cours de la société au 30 juin 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	-	2 649	-	-	-	23 730
Ventes	27 480	-	-	-	-	-
<b>Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction (autres que de couverture)</b>						
<u>Montants notionnels</u>						
Achats	16 454	177 668	553	197	125	-
Ventes	16 949	173 679	-	197	125	-

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

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

Aux	30 juin 2009		31 décembre 2008	
Bilans – Autres	Couvertures	Autres que de couverture	Total	Total
<b>Actifs de gestion du risque</b>				
À court terme	8	5	13	24
À long terme	22	-	22	34
<b>Passifs de gestion du risque</b>				
À court terme	6	4	10	6
À long terme	15	-	15	45
<b>Actifs nets de gestion du risque</b>	<b>9</b>	<b>1</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 du semestre terminé le 30 juin 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	31	2	33
Nouveaux contrats conclus	(13)	-	(13)
Contrats réglés	(17)	-	(17)
<b>Actifs nets de gestion du risque au 30 juin 2009</b>	<b>9</b>	<b>1</b>	<b>10</b>

Les variations des actifs et des passifs nets de gestion du risque pour les 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	6	(4)	9	-	-	(2)	9
Autres que de couverture	1	-	-	-	-	-	1
<b>Total de l'actif (du passif) net</b>	<b>7</b>	<b>(4)</b>	<b>9</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(2)</b>	<b>10</b>

L'information additionnelle sur le notionnel qui sert à couvrir ou non les autres actifs de gestion du risque se présente comme suit :

## 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 238 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 change à terme comme suit :

#### a. Swap de devises

Le swap de devises en cours se présente comme suit :

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

## b. Contrats de change à terme

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

30 juin 2009			31 décembre 2008		
Notionnel	(Passif) actif à la juste valeur	Échéance	Notionnel	Passif à la juste valeur	Échéance
110 \$ AU	(1)	2009	108 \$ AU	(1)	2009
(193) \$ US	4	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 juin 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
115	97 \$ US	(3)	2009	51	48 \$ US	8	2009-2010
2 \$ AU	1 \$ US	-	2009	-	-	-	-
44	29 EUR	3	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 6,9 %, 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 juin 2009			31 décembre 2008		
Notionnel	Actif à la juste valeur	Échéance	Notionnel	Actif à la juste valeur	Échéance
100	9	2011	100	12	2011
100 \$ US	9	2018	100 \$ US	21	2018

Compte tenu des swaps de taux d'intérêt décrits ci-dessus, un pourcentage de 26 % 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 juin 2009			31 décembre 2008		
Notionnel	Passif à la juste valeur	Échéance	Notionnel	Passif à la juste valeur	Échéance
300 \$ US	(10)	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. Ces swaps en cours s'établissent comme suit :

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

### II. Swaps sur rendement total et détenus à des fins de transaction

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 des instruments financiers détenus à des fins de transaction se présentent comme suit :

30 juin 2009			31 décembre 2008		
Notionnel	(Passif) actif à		Notionnel	Passif à	
	la juste valeur	Échéance		la juste valeur	Échéance
15 \$ AU	(2)	2009	-	-	-
59 \$ US	4	2009	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 le 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 juin 2009, la société a comptabilisé une garantie de 32 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 juin 2009, la société serait obligée de présenter une garantie additionnelle de 57 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 le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009.

Le tableau suivant résume l'incidence et l'emplacement des couvertures de juste valeur dans les états des résultats consolidés pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 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>Trimestre terminé le 30 juin 2009</b>	<b>Semestre terminé le 30 juin 2009</b>
		<b>Total</b>	<b>Total</b>
Contrats de taux d'intérêt	Intérêts débiteurs	<b>12</b>	<b>15</b>
Dette à long terme	Intérêts débiteurs	<b>(12)</b>	<b>(15)</b>
<b>Incidence sur le bénéfice net</b>		<b>-</b>	<b>-</b>

### Couvertures de flux de trésorerie

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

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2009, un gain latent avant impôts et taxes de 31 millions de dollars (perte latente avant impôts et taxes de 362 millions de dollars au 30 juin 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 50 millions de dollars (19 millions de dollars au 30 juin 2008) provenant des montants précédemment liés aux autres éléments du résultat étendu a été reclassé en résultat net.

Pour le semestre terminé le 30 juin 2009, un gain latent avant impôts et taxes de 312 millions de dollars (perte latente avant impôts et taxes de 591 millions de dollars au 30 juin 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 88 millions de dollars (36 millions de dollars au 30 juin 2008) provenant des montants précédemment liés aux autres éléments du résultat étendu a été reclassé en résultat net.

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2009, une perte réalisée de 3 millions de dollars (néant au 30 juin 2008) a été comptabilisée dans les résultats pour la tranche inefficace. Pour le semestre terminé le 30 juin 2009, une perte réalisée de 3 millions de dollars (néant au 30 juin 2008) a été comptabilisée dans les résultats pour la tranche inefficace.

Au cours des 12 prochains mois, la société estime que 126 millions de dollars (17 millions de dollars au 31 décembre 2008) de gains après impôts et taxes seront comptabilisés dans les résultats après avoir été transférés du cumul des autres éléments du résultat étendu.

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 le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009 :

Trimestre terminé le 30 juin 2009					
Tranche efficace			Tranche inefficace		
Dérivés dans des relations de couverture de flux de trésorerie	(Perte) gain avant impôts et taxes constaté(e) dans les autres éléments du résultat étendu	Emplacement de la perte reclassée des autres éléments du résultat étendu	Perte avant impôts et taxes reclassée 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	(34)	Intérêts débiteurs	-	Intérêts débiteurs	(1)
Contrats de change	9	Gain (perte) de change	-	Produits	(2)
		Immobilisations corporelles	(7)		
Contrats sur produits de base	56	Produits	(50)		
<b>Incidence sur les autres éléments du résultat étendu</b>	<b>31</b>	<b>Incidence sur les autres éléments du résultat étendu</b>	<b>(57)</b>	<b>Incidence sur le bénéfice net</b>	<b>(3)</b>

Semestre terminé le 30 juin 2009					
Tranche efficace			Tranche inefficace		
Dérivés dans des relations de couverture de flux de trésorerie	(Perte) gain avant impôts et taxes constaté(e) dans les autres éléments du résultat étendu	Emplacement de la perte reclassée des autres éléments du résultat étendu	Perte avant impôts et taxes reclassée 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	(34)	Intérêts débiteurs	-	Intérêts débiteurs	(1)
Contrats de change	10	Gain (perte) de change	-	Produits	(2)
		Immobilisations corporelles	(11)		
Contrats sur produits de base	336	Produits	(88)		
<b>Incidence sur les autres éléments du résultat étendu</b>	<b>312</b>	<b>Incidence sur les autres éléments du résultat étendu</b>	<b>(99)</b>	<b>Incidence sur le bénéfice net</b>	<b>(3)</b>

#### Couvertures de l'investissement net

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2009, une perte nette après impôts et taxes de 50 millions de dollars (3 millions de dollars au 30 juin 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 le semestre terminé le 30 juin 2009, une perte nette après impôts et taxes de 31 millions de dollars (8 millions de dollars au 30 juin 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.

Toutes les couvertures de l'investissement net ne comportent pas de tranche inefficace actuellement. Le tableau suivant résume l'incidence des couvertures de l'investissement net sur les états du résultat étendu consolidés pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009 :

<b>Dérivés dans des relations de couverture de l'investissement net</b>	<b>Pertes avant impôts et taxes constatées dans les autres éléments du résultat étendu pour le trimestre terminé le 30 juin 2009</b>	<b>Pertes avant impôts et taxes constatées dans les autres éléments du résultat étendu pour le semestre terminé le 30 juin 2009</b>
Contrats de change	(41)	(41)
Sw ap de devises	(3)	(3)
Dette à long terme	134	84
<b>Incidence sur les autres éléments du résultat étendu</b>	<b>90</b>	<b>40</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 :

<b>Aux</b>	<b>30 juin 2009</b>				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	18	396	4	45	463	421
Passifs financiers – instruments dérivés	-	69	3	42	114	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 :

<b>Aux</b>	<b>30 juin 2009</b>	31 décembre 2008
Charbon	85	45
Gaz naturel	5	5
Crédits d'émission achetés	-	1
<b>Total</b>	<b>90</b>	<b>51</b>

L'augmentation des stocks de charbon au 30 juin 2009 par rapport au 31 décembre 2008 est principalement attribuable à la diminution de la production à la centrale thermique de Centralia.

La variation des stocks est présentée ci-après :

Solde au 31 décembre 2008	51
Ajout net	40
Variation des taux de change	(1)
<b>Solde au 30 juin 2009</b>	<b>90</b>

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

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, aucun stock n'a subi de dépréciation par rapport à sa valeur comptable, et aucune réduction de valeur 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 :

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Charge (recouvrement) d'impôts exigibles	3	(1)	(12)	29
(Recouvrement) charge d'impôts futurs	(23)	5	(4)	(11)
<b>Charge d'impôts</b>	<b>(20)</b>	<b>4</b>	<b>(16)</b>	<b>18</b>

## 8. AUTRES ACTIFS

Les autres actifs incluent les droits de permis reportés, les actifs au titre des prestations de retraite constituées, les frais de développement de projet reportés et les coûts liés aux initiatives de croissance et de productivité. L'augmentation des autres actifs en 2009 est surtout attribuable au dépôt de 8 millions de dollars au titre de la quote-part revenant à TransAlta d'un dépôt exigé par la province relativement à Keephills 3. Le montant intégral du dépôt devrait être remboursé au cours des dix prochaines années, aussi longtemps que certains critères de rendement sont respectés.

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

Aux	30 juin 2009			31 décembre 2008		
	Valeur comptable	Coût	Intérêts <sup>1</sup>	Valeur comptable	Coût	Intérêts <sup>1</sup>
Facilités de crédit <sup>2</sup>	577	577	1,0 %	443	443	2,8 %
Débiteures	884	881	6,7 %	682	681	6,8 %
Billets de premier rang (1 100 millions de dollars américains en 2009, 1 100 millions de dollars américains en 2008)	1 271	1 274	6,3 %	1 352	1 344	6,3 %
Dette sans recours (204 millions de dollars américains en 2009, 219 millions de dollars américains en 2008)	236	236	7,5 %	265	265	7,4 %
Autres	63	63	6,7 %	66	66	6,7 %
	<b>3 031</b>	<b>3 031</b>		2 808	2 799	
Moins la dette échéant à moins d'un an	(245)	(245)		(244)	(244)	
<b>Total de la dette à long terme</b>	<b>2 786</b>	<b>2 786</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 débiteures d'une valeur de 200 millions de dollars. Ces débiteures 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 :

	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	2009	30 juin 2008	2009	30 juin 2008
Intérêts sur la dette à long terme	43	42	86	84
Intérêts créditeurs	(1)	(4)	(3)	(9)
Intérêt capitalisé	(9)	(3)	(17)	(7)
<b>Intérêts débiteurs, montant net</b>	<b>33</b>	<b>35</b>	<b>66</b>	<b>68</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 de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations sont résumées ci-après :

Solde au 31 décembre 2008	297
Passifs contractés	1
Passifs réglés	(16)
Charge de désactualisation	12
Révision des flux de trésorerie estimatifs	3
Variation des taux de change	(8)
	289
Moins la tranche échéant à moins d'un an	(47)
<b>Solde au 30 juin 2009</b>	<b>242</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	(33)
Quote-part des détenteurs de participations sans contrôle dans le bénéfice net	24
Participation minoritaire dans Kent Hills ( <i>note 11</i> )	28
<b>Au 30 juin 2009</b>	<b>488</b>

## 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 juin 2009, la société avait 197,9 millions d'actions ordinaires (197,6 millions d'actions ordinaires au 31 décembre 2008) émises et en circulation. Au cours du trimestre terminé le 30 juin 2009, aucune action n'a été émise (0,1 million d'actions en 2008). Au cours du semestre terminé le 30 juin 2009, 0,2 million d'actions (0,5 million d'actions en 2008) ont été émises. En 2009 et 2008, les actions émises l'ont été en vertu du régime d'actionnariat fondé sur le rendement de la société et n'ont donc entraîné aucun produit au comptant.

Au cours du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2009, respectivement aucune action (2,0 millions en 2008) et aucune action (3,9 millions en 2008) n'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 juin 2009, la société avait attribué 1,6 million d'options sur actions en cours à des employés (1,7 million d'options sur actions au 31 décembre 2008). Pour le trimestre terminé le 30 juin 2009, aucune option n'a été exercée, 0,1 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 30,12 \$ l'action ont été annulées, et aucune option n'est venue à échéance. Pour le trimestre terminé le 30 juin 2008, 0,1 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 20,33 \$ l'action ont été exercées, donnant lieu à l'émission de 0,1 million d'actions, et aucune option n'a été annulée.

Pour le semestre terminé le 30 juin 2009, aucune option n'a été exercée, 0,1 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 29,22 \$ l'action ont été annulées, et 0,1 million d'options sont venues à échéance. Pour le semestre terminé le 30 juin 2008, 0,3 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 20,62 \$ 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 26,40 \$ l'action.

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 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 de respectivement 0,1 million de dollars et 0,8 million de dollars.

## 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>	1761	688	61	2 510
Bénéfice net	-	36	-	36
Actions ordinaires émises	7	-	-	7
Dividendes déclarés	-	(114)	-	(114)
Pertes sur la conversion de l'actif net d'établissements étrangers autonomes, déduction faite des couvertures et des impôts et taxes	-	-	(31)	(31)
Gains sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	214	214
Instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie pendant les périodes antérieures transférés au bilan et au bénéfice net de la période considérée	-	-	(65)	(65)
<b>Solde au 30 juin 2009</b>	<b>1768</b>	<b>610</b>	<b>179</b>	<b>2 557</b>

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

Aux	30 juin 2009	31 décembre 2008
Pertes latentes cumulées à la conversion des établissements étrangers autonomes, déduction faite des couvertures et des impôts et taxes	(38)	(7)
Gains latents cumulés sur les couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	217	68
<b>Cumul des autres éléments du résultat étendu</b>	<b>179</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.

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 :

	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	2009	30 juin 2008	2009	30 juin 2008
Total des actions acquises	-	1 977 500	-	3 886 400
Prix d'acquisition moyen par action	-	35,40	-	33,45
<b>Coût total</b>	-	70	-	130
Valeur comptable moyenne pondérée des actions annulé	-	18	-	35
<b>Réduction des bénéfices non répartis</b>	-	52	-	95

## 15. CAPITAL

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

<b>Aux</b>	<b>30 juin 2009</b>	<b>31 décembre 2008</b>	<b>(Diminution)/ augmentation</b>
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	<b>245</b>	244	1
Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie	<b>(54)</b>	(50)	(4)
	<b>191</b>	194	(3)
Dette à long terme			
Avec recours	<b>2 583</b>	2 332	251
Sans recours	<b>203</b>	232	(29)
Participations sans contrôle	<b>488</b>	469	19
Capitaux propres			
Actions ordinaires	<b>1 768</b>	1 761	7
Bénéfices non répartis	<b>610</b>	688	(78)
Autres éléments du résultat étendu	<b>179</b>	61	118
	<b>5 831</b>	5 543	288
<b>Total du capital</b>	<b>6 022</b>	5 737	285

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 du capital clés 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 juin 2009</b>	<b>31 décembre 2008</b>	<b>Cible</b>
Flux de trésorerie/intérêts (multiples)	<b>5,9</b>	7,2	Minimum de 4
Flux de trésorerie/total de la dette (%)	<b>24,7</b>	31,1	Minimum de 25
Dette/capital investi (%)	<b>49,4</b>	48,1	Maximum de 55

Pour les trimestres et semestres terminés les 30 juin 2009 et 2008, les sorties de fonds nettes provenant des activités d'exploitation, après les dividendes et les achats d'immobilisations, sont résumées comme suit :

	<b>Trimestres terminés les 30 juin</b>			<b>Semestres terminés les 30 juin</b>		
	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>Diminution</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>Diminution</b>
Flux de trésorerie d'exploitation	<b>57</b>	171	(114)	<b>140</b>	408	(268)
Dividendes versés	<b>(57)</b>	(54)	(3)	<b>(111)</b>	(105)	(6)
Dépenses en immobilisations	<b>(281)</b>	(239)	(42)	<b>(412)</b>	(389)	(23)
<b>Sorties de fonds nettes</b>	<b>(281)</b>	(122)	(159)	<b>(383)</b>	(86)	(297)

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, la diminution du total des flux de trésorerie nets tient surtout à la baisse du bénéfice 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 débetures et des facilités de crédit de la société 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, qui a acquis la participation de EPCOR Power Development Corporation le 1<sup>er</sup> juillet 2009. 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 juin 2009, TAGP avait reçu 46 millions de dollars de K3LP pour les livraisons futures de charbon. L'exploitation commerciale de la centrale de Keephills devrait commencer au premier 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. Les valeurs de ces contrats s'établiront à 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**

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 juin 2009, les dépenses en capital totales 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 2012, respectivement. Le coût en capital estimatif des projets est de 68 millions de dollars. Au 30 juin 2009, les dépenses en capital totales pour ces projets atteignaient 1 million de dollars.

## 19. DÉCISION RÉGLEMENTAIRE D'UNE PÉRIODE ANTÉRIEURE

Il n'y a eu aucun changement au titre du montant offert par la société à l'égard des 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 depuis le 31 décembre 2008.

## 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 règlent pas les montants à payer en vertu 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 juin 2009 totalisaient 284 millions de dollars (430 millions de dollars au 31 décembre 2008), et aucun montant (néant au 31 décembre 2008) n'a été exercé par des tierces parties en vertu de ces arrangements. TransAlta a un total de facilités de crédit consenties de 2,1 milliards de dollars (2,2 milliards de dollars au 31 décembre 2008), dont un montant de 1,3 milliard de dollars (1,4 milliard de dollars au 31 décembre 2008) qui n'avait pas été prélevé au 30 juin 2009, assorties 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.**

<b>Trimestre terminé le 30 juin 2009</b>	<b>Production</b>	<b>Expansion de l'entreprise et commerciali- sation</b>	<b>Siège social</b>	<b>Total</b>
Produits	570	15	-	585
Combustible et achats d'électricité	(239)	-	-	(239)
	331	15	-	346
Exploitation, entretien et administration	172	10	25	207
Amortissement	113	-	5	118
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	7	-	-	7
Répartition des coûts intersectoriels	8	(8)	-	-
	300	2	30	332
	31	13	(30)	14
Gain de change				2
Intérêts débiteurs, montant net ( <i>note 9</i> )				(33)
Autres produits ( <i>note 11</i> )				1
<b>Perte avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices</b>				<b>(16)</b>

Trimestre terminé le 30 juin 2008	Expansion de l'entreprise et commercialisation			Total
	Production		Siège social	
Produits	663	45	-	708
Combustible et achats d'électricité	(332)	-	-	(332)
	331	45	-	376
Exploitation, entretien et administration	139	10	29	178
Amortissement	96	1	3	100
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	5	-	-	5
Répartition des coûts intersectoriels	8	(8)	-	-
	248	3	32	283
	83	42	(32)	93
Intérêts débiteurs, montant net (note 9)				(35)
<b>Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices</b>				<b>58</b>

Semestre terminé le 30 juin 2009	Expansion de l'entreprise et commercialisation			Total
	Production		Siège social	
Produits	1 311	30	-	1 341
Combustible et achats d'électricité	(614)	-	-	(614)
	697	30	-	727
Exploitation, entretien et administration	318	16	47	381
Amortissement	224	1	10	235
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	12	-	-	12
Répartition des coûts intersectoriels	16	(16)	-	-
	570	1	57	628
	127	29	(57)	99
Perte de change				3
Intérêts débiteurs, montant net (note 9)				(66)
Autres produits (note 11)				8
<b>Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices</b>				<b>44</b>

Semestre terminé le 30 juin 2008	Expansion de l'entreprise et commercialisation			Total
	Production		Siège social	
Produits	1 451	60	-	1 511
Combustible et achats d'électricité	(702)	-	-	(702)
	749	60	-	809
Exploitation, entretien et administration	239	20	54	313
Amortissement	196	1	7	204
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	10	-	-	10
Répartition des coûts intersectoriels	15	(15)	-	-
	460	6	61	527
	289	54	(61)	282
Gain de change				(1)
Intérêts débiteurs, montant net (note 9)				(68)
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>121</b>

## B. Principales informations du bilan consolidé

		Expansion de l'entreprise et commerciali-		
<b>Au 30 juin 2009</b>	<b>Production</b>	<b>sation</b>	<b>Siège social</b>	<b>Total</b>
Écart d'acquisition	108	30	-	138
Total des actifs sectoriels	7 195	146	466	7 807
<b>Au 31 décembre 2008</b>				
Écart d'acquisition	112	30	-	142
Total des actifs sectoriels	7 110	206	499	7 815

Une hausse des taux de change a entraîné une variation de 4 millions de dollars de l'écart d'acquisition dans un établissement étranger autonome.

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

		Expansion de l'entreprise et commerciali-		
<b>Trimestre terminé le 30 juin 2009</b>	<b>Production</b>	<b>sation</b>	<b>Siège social</b>	<b>Total</b>
Dépenses en immobilisations	275	1	5	281
<b>Trimestre terminé le 30 juin 2008</b>				
Dépenses en immobilisations	235	2	2	239

		Expansion de l'entreprise et commerciali-		
<b>Semestre terminé le 30 juin 2009</b>	<b>Production</b>	<b>sation</b>	<b>Siège social</b>	<b>Total</b>
Dépenses en immobilisations	402	1	9	412
<b>Semestre terminé le 30 juin 2008</b>				
Dépenses en immobilisations	383	3	3	389

## 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 :

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Dotation aux amortissements selon les états des résultats consolidés	118	100	235	204
Amortissement compris dans le poste Combustible et achats d'électricité	10	10	20	15
Charge de désactualisation, comprise dans la dotation aux amortissements	(6)	(6)	(12)	(11)
Divers	-	-	-	3
Dotation aux amortissements selon les états des flux de trésorerie consolidés	122	104	243	211

## 22. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

Les coûts constatés pendant la période sont comme suit :

	Régimes agréés	Régime complémentaire	Autre	Total
<b>Trimestre terminé le 30 juin 2009</b>				
Coût des services rendus au cours de l'exercice	1	1	-	2
Intérêts débiteurs	6	1	-	7
Rendement réel des actifs des régimes	(5)	-	-	(5)
Perte actuarielle	-	-	-	-
Amortissement de l'actif transitoire net	(2)	-	-	(2)
Charge au titre des prestations déterminées	-	2	-	2
Charge au titre de la composante à cotisations déterminées des régimes de retraite agréés	3	-	-	3
<b>Charge nette</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>5</b>

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

	Régimes agréés	Régime complémentaire	Autre	Total
<b>Semestre terminé le 30 juin 2009</b>				
Coût des services rendus au cours de l'exercice	2	1	-	3
Intérêts débiteurs	11	2	1	14
Rendement réel des actifs des régimes	(10)	-	-	(10)
Gain actuariel	1	-	-	1
Amortissement de l'actif transitoire net	(4)	-	-	(4)
Charge au titre des prestations déterminées	-	3	1	4
Charge au titre de la composante à cotisations déterminées des régimes de retraite agréés	10	-	-	10
<b>Charge nette</b>	<b>10</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>14</b>

	Régimes agréés	Régime complémentaire	Autre	Total
Semestre terminé le 30 juin 2008				
Coût des services rendus au cours de l'exercice	2	1	1	4
Intérêts débiteurs	10	1	1	12
Rendement réel des actifs des régimes	(12)	-	-	(12)
Perte actuarielle	1	-	-	1
Amortissement de l'actif transitoire net	(5)	-	-	(5)
Bénéfice (charge) au titre des prestations déterminées	(4)	2	2	-
Charge au titre de la composante à cotisations déterminées des régimes de retraite agréés	9	-	-	9
<b>Charge nette</b>	<b>5</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>9</b>

### 23. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

TransAlta a évalué les événements postérieurs à la date du bilan jusqu'au 29 juillet 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.

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

Le 20 juillet 2009, TransAlta a annoncé qu'elle avait l'intention de présenter une offre visant l'acquisition de Canadian Hydro Developers, Inc. («Canadian Hydro») à un prix en espèces de 4,55 \$ l'action. L'offre consiste en une prime d'environ 30 % par rapport au cours moyen pondéré des actions ordinaires de Canadian Hydro à la Bourse de Toronto pendant la période de dix jours qui a précédé l'offre. L'opération proposée a une valeur d'entreprise d'environ 1,5 milliard de dollars.

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. Elle compte également des projets de développement de 252 MW à un stade avancé dans l'ouest et l'est du Canada. La plupart des actifs de Canadian Hydro font l'objet de contrats avec des contreparties solvables. Ainsi, TransAlta et Canadian Hydro auraient une capacité de production nette combinée de 8 657 MW en activité, et le portefeuille d'énergies renouvelables inclurait une capacité de 1 900 MW en activité, ou 22 % du portefeuille combiné. En outre, TransAlta et Canadian Hydro auraient une capacité de 569 MW en cours de construction et des projets de développement de plus de 600 MW à un stade avancé.

L'opération sera financée initialement de nouvelles facilités de crédit-relais consortiales garanties de 1,2 milliard de dollars, 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. Les facilités de crédit porteront intérêt et seront assujetties aux taux et frais habituels pour des facilités de crédit de ce type. Les nouvelles facilités de crédit seront de rang égal aux facilités de crédit existantes de TransAlta et aux débentures de premier rang. Des remboursements volontaires des nouvelles facilités de crédit (en totalité ou en partie) ou l'annulation permanente d'une partie de celles-ci seront permis, sans pénalité ni prime, au gré de TransAlta. Les nouvelles facilités de crédit sont également assujetties à des conditions, notamment des déclarations, des garanties, des clauses restrictives, des cas de défaut et des conditions préalables qui sont, de par leur nature et leur portée, habituels pour des facilités de crédit de ce type. Ce financement initial sera remplacé par un financement à long terme permanent sur le marché des titres de créance, soutenu par la mobilisation d'un montant additionnel de 250 à 300 millions de dollars au moyen d'une émission d'actions. TransAlta prévoit que les agences d'évaluation du crédit confirmeront leurs notations de première qualité à la conclusion de l'opération décrite. L'opération ne devrait avoir aucune incidence sur la politique en matière de dividendes de TransAlta.

TransAlta a présenté l'offre le 22 juillet 2009. L'offre peut être acceptée au cours d'une période de 36 jours et viendra donc à échéance le 27 août 2009 à moins qu'elle ne soit prolongée ou retirée. L'offre est assujettie à certaines conditions, dont l'acceptation par les porteurs d'au moins 66 % des actions ordinaires de Canadian Hydro calculées de manière diluée, et l'obtention de toutes les approbations nécessaires auprès des organismes de réglementation.