

TransAlta annonce des résultats vigoureux pour le quatrième trimestre et une croissance des bénéfices pour l'exercice 2010, et dépose ses documents d'information de fin d'exercice

- Le résultat par action aux fins de comparaison¹ du quatrième trimestre est resté inchangé par rapport à il y a un an, soit 0,40 \$
- La disponibilité de notre parc s'est établie à 91,4 % au quatrième trimestre comparativement à 87,0 % en 2009
- Le résultat par action aux fins de comparaison de 2010 a progressé de 9 %, atteignant 0,98 \$ contre 0,90 \$ en 2009
- Les flux de trésorerie d'exploitation ont augmenté de 231 millions de dollars, totalisant 811 millions de dollars pour l'exercice
- Les projets visant la mise en service du parc éolien de 69 mégawatts («MW») d'Ardenville et l'expansion de 54 MW du parc éolien de Kent Hills ont été réalisés en avance et selon le budget

CALGARY, Alberta (le 24 février 2011) – TransAlta Corporation («TransAlta») (TSX: TA; NYSE: TAC) a annoncé aujourd'hui pour le quatrième trimestre de 2010 un bénéfice aux fins de comparaison¹ de 88 millions de dollars (0,40 \$ l'action), contre 84 millions de dollars (0,40 \$ l'action) en 2009, et un bénéfice net attribuable aux actions ordinaires de 62 millions de dollars (0,28 \$ l'action ordinaire) contre 79 millions de dollars (0,37 \$ l'action ordinaire) en 2009.

La croissance des résultats aux fins de comparaison pour le trimestre a principalement découlé de la grande disponibilité de nos centrales, de l'augmentation des marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques et du fléchissement de la dotation aux amortissements. Cette croissance a toutefois été partiellement contrebalancée par la faiblesse des prix de l'électricité et la perte de production résultant de la mise hors service de l'unité 4 de la centrale de Wabamun de TransAlta. Le recul du bénéfice net du trimestre, qui s'explique par une imputation pour dépréciation d'actifs de 54 millions de dollars liée à certaines centrales alimentées au gaz naturel et au charbon, a été neutralisé en partie par une augmentation des gains liés à l'évaluation à la valeur du marché de 28 millions de dollars sur les couvertures au titre de l'électricité.

«Les marchés de l'électricité demeurent difficiles, et nous faisons tout ce que nous pouvons pour compenser ces conditions en apportant des améliorations importantes à nos méthodes d'exploitation sur le plan de la disponibilité et du contrôle des coûts. Au fait, notre secteur Opérations sur les produits énergétiques a clôturé l'exercice avec des résultats très solides pour le quatrième trimestre. En outre, tous nos projets de croissance ont été réalisés à temps et selon le budget, a déclaré Steve Snyder, président et chef de la direction de TransAlta. Les bons résultats de 2010 donnent un bon élan pour 2011, exercice où nous espérons assister à une certaine amélioration du marché.»

Les flux de trésorerie d'exploitation du trimestre ont été de 309 millions de dollars contre 246 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2009. L'augmentation des flux de trésorerie du trimestre a découlé des variations favorables du fonds de roulement liées au recul des frais d'exploitation et au calendrier des paiements connexes.

1) Le bénéfice aux fins de comparaison et le résultat par action aux fins de comparaison ne sont pas définis selon les principes comptables généralement reconnus («PCGR») du Canada. La présentation de ces mesures d'une période à l'autre permet à la direction et aux actionnaires d'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux PCGR» du présent communiqué de presse pour obtenir de plus amples renseignements sur ces éléments, y compris un rapprochement avec le bénéfice net.

La disponibilité de notre parc a augmenté pour s'établir à 91,4 % au quatrième trimestre, comparativement à 87,0 % au quatrième trimestre de 2009, en raison de la diminution des interruptions planifiées et non planifiées à notre centrale de Sundance et de la baisse des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia, partiellement contrebalancées par la hausse des interruptions planifiées à la centrale de Genesee 3.

Également au cours du trimestre, TransAlta a démarré, le 10 novembre 2010, les activités commerciales d'Ardenville, parc éolien de 69 MW au coût de 135 millions de dollars, et, le 21 novembre 2010, celle de la nouvelle installation de 54 MW au coût de 100 millions de dollars de son parc éolien de Kent Hills. Ces deux projets ont démarré leurs activités commerciales en avance et selon le budget.

Résultats de la période de douze mois close le 31 décembre 2010

Pour la période de douze mois close le 31 décembre 2010, le bénéfice aux fins de comparaison s'est établi à 214 millions de dollars (0,98 \$ l'action) comparativement à 181 millions de dollars (0,90 \$ l'action) pour la période de douze mois close le 31 décembre 2009. Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires a grimpé à 218 millions de dollars (1,00 \$ l'action ordinaire) en regard de 181 millions de dollars (0,90 \$ l'action ordinaire) en 2009. La croissance du bénéfice aux fins de comparaison en 2010 a découlé principalement d'une disponibilité et d'une production accrues, de la hausse des marges brutes du secteur Production, du fléchissement des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration, et de la réduction de la dotation aux amortissements. Ces mêmes facteurs, combinés à l'incidence d'un recouvrement d'impôts et de gains liés à l'évaluation à la valeur du marché, ont également contribué à la croissance du bénéfice net, qui a été toutefois amplement contrebalancée par une imputation pour dépréciation d'actifs.

Pour la période de douze mois close le 31 décembre 2010, les flux de trésorerie d'exploitation ont totalisé 811 millions de dollars, comparativement à 580 millions de dollars pour la période de douze mois close le 31 décembre 2009. L'accroissement des flux de trésorerie d'exploitation en 2010 a résulté d'une hausse du bénéfice au comptant et des variations favorables du fonds de roulement en regard de la période précédente.

La disponibilité a été de 88,9 % pour l'exercice, contre 85,1 % en 2009. Cette hausse tient à la diminution des interruptions planifiées à la centrale de Keephills, des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale de Sundance et des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia, neutralisée en partie par l'augmentation des interruptions planifiées à la centrale thermique de Centralia.

Événements postérieurs à la date du bilan

Le conseil d'administration de TransAlta nomme un nouveau président

Le conseil d'administration de TransAlta Corporation a annoncé aujourd'hui la nomination de l'ambassadeur Gordon D. Giffin comme prochain président du conseil de TransAlta. M. Giffin succédera à Donna Soble Kaufman qui termine son mandat de trois ans consécutifs le 28 avril 2011. M^{me} Kaufman fait partie du conseil d'administration de TransAlta depuis 1989.

La nomination de M. Giffin a été effectuée sous réserve de sa réélection à titre d'administrateur par les actionnaires de TransAlta lors de l'assemblée générale annuelle des actionnaires qui sera tenue le 28 avril 2011.

TransAlta dépose ses documents d'information de fin d'exercice

TransAlta a également annoncé aujourd'hui le dépôt de sa notice annuelle, de ses états financiers consolidés vérifiés et des notes y afférentes, ainsi que du rapport de gestion. Ces documents peuvent être consultés sur le site Web de TransAlta, à www.transalta.com, ou sur le site de Sedar, à www.sedar.com.

TransAlta a également déposé son formulaire 40-F auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. Le formulaire est disponible sur son site Web, à www.sec.gov/edgar.shtml. Les actionnaires peuvent obtenir, sur demande et sans frais, des copies imprimées de tous les documents.

TransAlta tiendra une conférence téléphonique et une webémission aujourd'hui à 9 h HNR (11 h HNE) portant sur ses résultats. La conférence téléphonique commencera par une brève allocution de Steve Snyder, président et chef de la direction, et de Brett Gellner, chef de la direction des finances, et sera suivie d'une période de questions à l'intention des analystes financiers, des investisseurs et des autres parties intéressées. Cette période de questions sera immédiatement suivie d'une période de questions à l'intention des médias.

Veuillez communiquer avec le téléphoniste cinq minutes avant le début de la conférence téléphonique et lui préciser qu'il s'agit de la société TransAlta Corporation et que l'animateur se nomme Jess Nieukerk.

Numéros à composer :

Pour les participants de Toronto – 416-340-2216

Numéro sans frais pour les participants d'Amérique du Nord – 1-866-226-1792

Un lien vers la webémission en direct sera disponible sur le site Web de TransAlta, à l'adresse www.transalta.com, sous l'onglet Web Casts de la section des relations avec les investisseurs. Si vous n'êtes pas en mesure de participer à l'appel, vous pourrez accéder à son enregistrement en composant le 1-800-408-3053, code d'accès de TransAlta 5257384. Une transcription de l'appel sera publiée sur le site de TransAlta dès qu'elle sera disponible.

Note : Si vous utilisez un poste téléphonique mains libres, décrochez le combiné et faites le un pour poser une question.

TransAlta est une société de production et de commercialisation de gros d'énergie axée sur la création d'une valeur à long terme pour les actionnaires. TransAlta maintient un profil de risques faibles à modérés grâce à un portefeuille d'actifs en grande partie exploités à contrats au Canada, aux États-Unis, au Mexique et en Australie. TransAlta met l'accent sur l'exploitation efficace de son parc de centrales géothermiques, éoliennes et hydroélectriques et de centrales alimentées au gaz naturel, au charbon et à la biomasse de manière à fournir à sa clientèle une source d'énergie fiable à faible coût. Depuis 100 ans, TransAlta exerce ses activités de manière responsable et est fière de contribuer aux collectivités où travaillent et vivent ses employés. TransAlta est reconnue comme un chef de file du développement durable et figure dans les indices Dow Jones Sustainability North America, FTSE4Good et Jantzi Social. TransAlta est le plus important fournisseur privé d'énergie renouvelable au Canada.

Le présent communiqué de presse peut renfermer des énoncés prospectifs, notamment des énoncés concernant les activités et le rendement financier attendu de TransAlta Corporation. Ces énoncés prospectifs reposent sur les croyances et les hypothèses de TransAlta Corporation fondées sur l'information disponible au moment où les hypothèses sont formulées. Ces énoncés sont assujettis à un certain nombre de risques et d'incertitudes qui peuvent faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon importante de ceux envisagés par les énoncés prospectifs. Certains des facteurs qui pourraient entraîner cet écart comprennent les faits nouveaux en matière de lois ou de réglementations, la concurrence, les activités des marchés financiers mondiaux, les variations des taux d'intérêt, des taux de change, des niveaux d'inflation et de la conjoncture économique générale des régions géographiques dans lesquelles TransAlta Corporation exerce ses activités.

Note : Tous les chiffres sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Pour de plus amples renseignements :

Médias

Bob Klager

Directeur, Affaires publiques

Téléphone : 403-267-7330

Courriel : robert_klager@transalta.com

Investisseurs

Jess Nieuwerk

Directeur, Relations avec les investisseurs

Téléphone : 1 800-387-3598

Courriel : investor_relations@transalta.com

MODE DE PRÉSENTATION

Ce communiqué de presse doit être lu avec nos états financiers consolidés vérifiés et le rapport de gestion de 2010. Dans le présent communiqué, 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.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Nos résultats d'exploitation sont présentés sous la forme de résultats consolidés et par secteur d'activité. Nous comptons trois secteurs d'activité : Production, Opérations sur les produits énergétiques¹ et Siège social. Dans le présent communiqué de presse, l'incidence des fluctuations des taux de change sur les opérations et les soldes libellés en devises est abordée en même temps que les éléments pertinents des états des résultats consolidés et des bilans consolidés. Bien que les éléments des bilans consolidés 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 statistiques d'exploitation.

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
Disponibilité (%)	91,4	87,0	88,9	85,1
Production (GWh)	12 757	12 297	48 614	45 736
Produits	811	763	2 819	2 770
Marge brute ²	480	435	1 617	1 542
Bénéfice d'exploitation ²	210	159	497	378
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires	62	79	218	181
Résultat net par action ordinaire, de base et dilué	0,28	0,37	1,00	0,90
Résultat par action aux fins de comparaison ²	0,40	0,40	0,98	0,90
BAIIA aux fins de comparaison ²	301	300	965	888
Fonds provenant de l'exploitation ²	225	266	783	729
Flux de trésorerie d'exploitation	309	246	811	580
Flux de trésorerie d'exploitation par action ²	1,40	1,17	3,70	2,89
Flux de trésorerie disponibles (insuffisance) ²	130	78	204	(117)
Dividendes en espèces déclarés par action ordinaire	0,29	0,29	1,16	1,16
			Au 31 déc. 2010	Au 31 déc. 2009
Total de l'actif			9 893	9 786
Total du passif à long terme			5 108	5 548

1) En 2009, notre secteur Opérations sur les produits énergétiques était défini comme étant le secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation.

2) La marge brute, le bénéfice d'exploitation, le résultat par action aux fins de comparaison, le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA») aux fins de comparaison, les fonds provenant de l'exploitation, les flux de trésorerie d'exploitation par action et les flux de trésorerie disponibles (insuffisance) ne sont pas définis selon les PCGR du Canada. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux PCGR» du présent communiqué de presse pour obtenir de plus amples renseignements sur ces éléments, y compris, s'il y a lieu, un rapprochement avec le bénéfice net et les flux de trésorerie d'exploitation.

DISPONIBILITÉ ET PRODUCTION

La disponibilité a augmenté au cours du trimestre clos le 31 décembre 2010 par rapport à la période correspondante de 2009, surtout du fait de la diminution des interruptions planifiées et non planifiées à notre centrale de Sundance et du recul des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia, en partie contrebalancés par la hausse des interruptions planifiées à la centrale de Genesee 3 et l'augmentation des interruptions non planifiées à la centrale de Meridian.

L'augmentation de la disponibilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 par rapport à il y a un an s'explique surtout par la diminution des interruptions planifiées à la centrale de Keephills, la baisse des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale de Sundance et le recul des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia, en partie contrebalancés par la hausse des interruptions planifiées à la centrale thermique de Centralia.

La production pour le trimestre clos le 31 décembre 2010 a grimpé de 460 gigawattheures («GWh») en regard de la période correspondante de 2009, en raison d'une baisse des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale de Sundance, d'une diminution des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia et d'une augmentation des volumes d'énergie éolienne et hydroélectrique découlant de l'acquisition de Canadian Hydro Developers, Inc. («Canadian Hydro») et de la mise en service des parc éoliens d'Ardenville et de Kent Hills 2. Ces résultats ont été contrebalancés en partie par la mise hors service de la centrale de Wabamun, l'augmentation de l'acheminement économique à la centrale thermique de Centralia et la hausse des interruptions planifiées à la centrale de Genesee 3.

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 a augmenté de 2 878 GWh par rapport à il y a un an en raison de la progression des volumes d'énergie éolienne et hydroélectrique, qui s'explique surtout par l'acquisition de Canadian Hydro, la diminution des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale de Sundance, la baisse des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia, le recul des interruptions planifiées à la centrale de Keephills et le fléchissement de la répartition économique à la centrale thermique de Centralia, partiellement contrebalancés par la mise hors service de la centrale de Wabamun, un nombre accru d'interruptions planifiées à la centrale thermique de Centralia et à la centrale de Genesee 3, et l'expiration du contrat à long terme à la centrale de Saranac.

BÉNÉFICE PRÉSENTÉ

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation du bénéfice net attribuable aux actions ordinaires pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2010 sont présentés ci-après :

	Trimestre clos le 31 déc.	Exercice clos le 31 déc.
Bénéfice net de 2009 attribuable aux actions ordinaires	79	181
(Diminution) augmentation des marges brutes du secteur Production	(15)	36
Variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché – secteur Production	46	45
Augmentation (diminution) des marges brutes des opérations sur les produits énergétiques	14	(6)
(Augmentation) diminution des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	(11)	33
Diminution de la dotation aux amortissements	18	16
Imputation pour dépréciation d'actifs	(73)	(73)
Augmentation des intérêts débiteurs nets	(6)	(34)
Diminution des autres produits	-	(8)
Diminution des participations ne donnant pas le contrôle	11	18
(Augmentation) diminution de la charge d'impôts	(1)	14
Divers	-	(4)
Bénéfice net de 2010 attribuable aux actions ordinaires	62	218

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2010, les marges brutes du secteur Production, compte non tenu des variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché, ont diminué en regard de la même période en 2009 en raison des prix défavorables, de la mise hors service de la centrale de Wabamun et de la hausse des interruptions planifiées à la centrale de Genesee 3, le tout en partie contrebalancé par l'accroissement des volumes d'énergie éolienne et hydroélectrique attribuable à l'acquisition de Canadian Hydro et à la mise en service des parcs éoliens d'Ardenville et Kent Hills 2, et par la baisse des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale de Sundance.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, les marges brutes du secteur Production, compte non tenu des variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché, ont augmenté par rapport à il y a un an surtout en raison de l'accroissement des volumes d'énergie éolienne et hydroélectrique découlant de l'acquisition de Canadian Hydro, de la diminution des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale de Sundance et de la baisse des interruptions planifiées à la centrale de Keephills, le tout en partie contrebalancé par les prix défavorables, l'expiration du contrat à long terme à la centrale de Saranac, la mise hors service de la centrale de Wabamun et les taux de change défavorables.

Les variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché se sont accrues pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2010, du fait surtout de la constatation de gains latents liés à certaines relations de couverture au titre de l'électricité considérées comme étant inefficaces aux fins comptables.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2010, les marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques ont augmenté comparativement à la même période en 2009, en raison de l'accroissement des marges dans les régions de l'est et de l'ouest. Dans la région de l'est, la hausse des marges a découlé des stratégies régionales adoptées au chapitre des écarts, tandis que dans la région de l'ouest, des positions détenues sur le marché de l'Alberta ont eu des effets positifs sur les stratégies régionales.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, les marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques ont fléchi par rapport à la période correspondante de 2009, par suite essentiellement de la réduction des marges découlant de la demande moindre et du resserrement des marges intersaisonniers dans la région de l'ouest.

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour le trimestre clos le 31 décembre 2010 ont grimpé comparativement à ceux de la période correspondante de 2009, à cause de l'augmentation des charges de rémunération et des dépenses visant à accroître la productivité et de la hausse des travaux d'entretien planifié.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration ont baissé en regard d'il y a un an, en raison d'une diminution des interruptions planifiées, des taux de change favorables et des économies de coûts ciblées, le tout en partie contrebalancé par l'acquisition de Canadian Hydro.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2010, la dotation aux amortissements a diminué par rapport à la période correspondante de 2009, en raison de la mise hors service de certaines immobilisations durant les travaux d'entretien planifié en 2009 et d'un changement dans la durée de vie utile estimative de certaines centrales alimentées au charbon et d'actifs miniers.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, la dotation aux amortissements a fléchi par rapport à il y a un an par suite du changement de la durée de vie utile estimative de certaines centrales alimentées au charbon et d'actifs miniers, d'une réduction des coûts estimatifs associés à la mise hors service de la centrale de Wabamun, d'une diminution de l'amortissement de la centrale de Saranac découlant de l'expiration de son contrat à long terme et des taux de change favorables, ces facteurs ayant été partiellement compensés par une augmentation des actifs attribuable principalement à l'acquisition de Canadian Hydro.

Au cours du quatrième trimestre de 2010, nous avons comptabilisé une imputation pour dépréciation d'actifs avant impôts et taxes de 89 millions de dollars à l'égard de certaines centrales alimentées au charbon et au gaz naturel. Se reporter à la rubrique «Imputation pour dépréciation d'actifs» du présent communiqué pour plus de détails.

En 2006, nous avons cessé nos activités d'extraction à la mine de Centralia, mais avons continué d'exercer notre option d'exploiter le site Westfield, une réserve de charbon adjacente à la centrale thermique de Centralia. Compte tenu du succès des modifications apportées aux chaudières à la centrale thermique de Centralia et des contrats à plus long terme conclus pour assurer l'approvisionnement en charbon, le projet de mise en valeur du site Westfield a été suspendu indéfiniment et, en 2009, les coûts qui avaient été capitalisés ont été passés en charges.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2010, les intérêts débiteurs nets ont grimpé comparativement à la période correspondante de 2009, en raison de la hausse de la dette, en partie contrebalancée par la montée des intérêts capitalisés.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, les intérêts débiteurs nets ont augmenté en regard d'il y a un an par suite d'une hausse de la dette, compensée en partie par des intérêts créditeurs liés à la résolution de certaines questions fiscales en suspens, une augmentation des intérêts capitalisés, des taux de change favorables et des taux d'intérêt plus bas.

Au cours de 2009, nous avons réglé un différend commercial qui a été comptabilisé comme un gain avant impôts et taxes de 7 millions de dollars dans les autres produits, car il était lié au placement au Mexique que nous détenions précédemment. Nous avons également comptabilisé un gain avant impôts et taxes de 1 million de dollars à la vente d'une participation de 17 % dans notre parc éolien de Kent Hills. La vente d'une participation de 17 % dans notre projet d'expansion du parc éolien de Kent Hills 2 en 2010 n'a pas eu d'incidence importante sur le bénéfice net.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2010, les participations ne donnant pas le contrôle ont diminué comparativement à la même période en 2009, en raison d'une imputation pour dépréciation d'actifs liée à la vente à venir de notre centrale de Meridian.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, les participations ne donnant pas le contrôle ont reculé par suite de la baisse du bénéfice imputable à l'expiration du contrat à long terme à notre centrale de Saranac et à une imputation pour dépréciation d'actifs relative à la vente à venir de notre centrale de Meridian, en partie compensées par l'augmentation du bénéfice de TransAlta Cogeneration, L.P. («TA Cogen»).

La charge d'impôts pour le trimestre clos le 31 décembre 2010 a été comparable à celle de la période correspondante de 2009.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, la diminution de la charge d'impôts a résulté de la résolution de certaines questions fiscales en suspens, mais a été en partie annulée par la hausse du bénéfice avant impôts et taxes.

FLUX DE TRÉSORERIE

Les flux de trésorerie d'exploitation pour le trimestre clos le 31 décembre 2010 ont augmenté de 63 millions de dollars en regard de la même période en 2009, en raison des variations favorables du fonds de roulement liées principalement au recul des frais d'exploitation et au calendrier des paiements connexes, partiellement contrebalancés par la diminution du bénéfice au comptant.

Les flux de trésorerie d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 ont progressé de 231 millions de dollars en regard d'il y a un an, du fait d'un accroissement du bénéfice au comptant et des variations favorables du fonds de roulement principalement attribuables au calendrier des paiements liés à l'exploitation, aux mouvements de stocks et au calendrier de réception de certains recouvrements d'impôts.

Les flux de trésorerie disponibles pour le trimestre clos le 31 décembre 2010 ont progressé de 52 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2009, principalement par suite des variations favorables du fonds de roulement, en partie contrebalancées par la hausse des dépenses en immobilisations de maintien.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, les flux de trésorerie disponibles ont progressé de 321 millions de dollars en regard d'il y a un an, surtout du fait de l'augmentation du bénéfice au comptant, des variations favorables du fonds de roulement et de la baisse des dépenses en immobilisations de maintien.

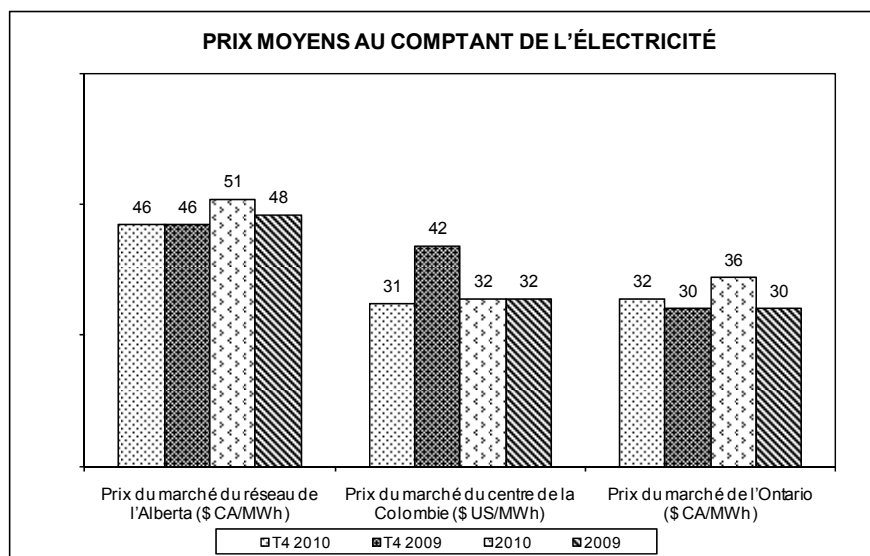
CONTEXTE D'AFFAIRES

Nous exerçons nos activités dans divers contextes d'affaires afin de produire de l'électricité, de trouver des acheteurs pour l'énergie que nous produisons et d'assurer le transport de cette énergie. Les principaux marchés 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 de gestion annuel de 2010.

Prix de l'électricité

Veillez vous reporter à la rubrique «Contexte d'affaires» du rapport de gestion annuel de 2010 pour une analyse détaillée du marché au comptant de l'électricité et de l'incidence des prix de l'électricité sur nos activités, et de notre stratégie de couverture du risque lié aux variations de ces prix.

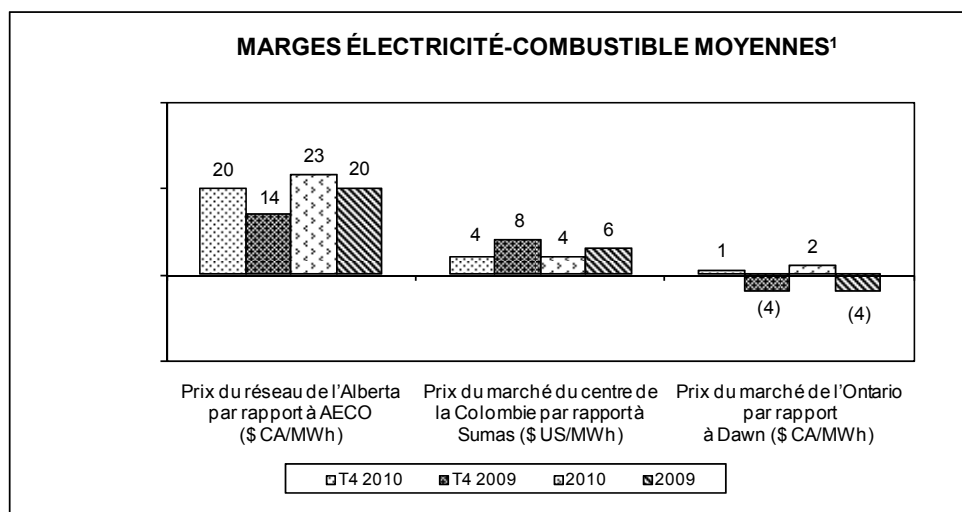
Les prix moyens au comptant de l'électricité et les marges électricité-combustible moyennes pour le trimestre et l'exercice clos les 31 décembre 2010 et 2009 sur nos trois principaux marchés sont présentés dans les graphiques suivants.



Pour le trimestre clos le 31 décembre 2010, les prix au comptant moyens ont été comparables à ceux de l'Alberta, ont diminué dans le nord-ouest du Pacifique et ont augmenté en Ontario, comparativement à la période correspondante de 2009. En Alberta et en Ontario, l'accroissement de la demande a contrebalancé le recul des prix du gaz naturel. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, le recul des prix du gaz naturel, la demande saisonnière et l'approvisionnement robuste ont entraîné le fléchissement des prix de l'électricité.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, les prix au comptant moyens ont augmenté en Alberta et en Ontario et ont été comparables à ceux de la période correspondante de 2009 dans la région du nord-ouest du Pacifique. En Alberta, la croissance de la demande et la hausse des prix annuels ont découlé des prix élevés enregistrés au cours du deuxième trimestre. En Ontario, les prix ont grimpé par suite de la reprise de la demande. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, la légère hausse du prix du gaz a été contrebalancée par la baisse de la demande liée aux conditions météorologiques.

Pendant le quatrième trimestre de 2010, 95 % de notre portefeuille consolidé était sous contrat au moyen de contrats d'achat d'électricité («CAÉ») et d'autres contrats à long terme. Nous avons également conclu des contrats sur instruments financiers et des contrats prévoyant la livraison à court terme pour les volumes restants, d'une durée d'au plus cinq ans, à un prix moyen en 2010 s'échelonnant de 60 \$ à 65 \$ le mégawatheure («MWh») en Alberta, et de 50 \$ US à 55 \$ US le MWh dans la région du nord-ouest du Pacifique.



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

Pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2010, les marges électricité-combustible moyennes ont augmenté en Alberta et en Ontario par rapport aux périodes correspondantes de 2009, du fait de la croissance de la demande.

Pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2010, les marges électricité-combustible moyennes ont diminué dans la région du nord-ouest du Pacifique, la demande liée aux conditions météorologiques ayant été plus faible pendant les troisième et quatrième trimestres, et la production d'hydroélectricité et d'énergie éolienne ayant été plus forte dans la région.

ANALYSE DES RÉSULTATS SECTORIELS

Les résultats d'exploitation des secteurs de TransAlta se présentent comme suit :

Trimestre clos le 31 déc. 2010	Opérations sur les produits			Total
	Production	énergétiques	Siège social	
Produits	787	24	-	811
Combustible et achats d'électricité	331	-	-	331
	456	24	-	480
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	130	5	18	153
Amortissement	105	1	5	111
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	6	-	-	6
Répartition des coûts intersectoriels	1	(1)	-	-
	242	5	23	270
	214	19	(23)	210
Gain de change				6
Imputation pour dépréciation d'actifs				(89)
Intérêts débiteurs nets				(48)
Bénéfice avant participations ne donnant pas le contrôle et impôts sur les bénéfices				79

Trimestre clos le 31 déc. 2009	Opérations sur les produits			Total
	Production	énergétiques	Siège social	
Produits	753	10	-	763
Combustible et achats d'électricité	328	-	-	328
	425	10	-	435
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	116	6	20	142
Amortissement	123	2	4	129
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	5	-	-	5
Répartition des coûts intersectoriels	8	(8)	-	-
	252	-	24	276
	173	10	(24)	159
Perte de change				4
Imputation pour dépréciation d'actifs				(16)
Intérêts débiteurs nets				(42)
Bénéfice avant participations ne donnant pas le contrôle et impôts sur les bénéfices				105

Exercice clos le 31 déc. 2010	Opérations sur les produits			Total
	Production	énergétiques	Siège social	
Produits	2 778	41	-	2 819
Combustible et achats d'électricité	1 202	-	-	1 202
	1 576	41	-	1 617
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	549	17	68	634
Amortissement	438	2	19	459
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	27	-	-	27
Répartition des coûts intersectoriels	5	(5)	-	-
	1 019	14	87	1 120
	557	27	(87)	497
Gain de change				10
Imputation pour dépréciation d'actifs				(89)
Intérêts débiteurs nets				(178)
Bénéfice avant participations ne donnant pas le contrôle et impôts sur les bénéfices				240

Exercice clos le 31 déc. 2009	Production	Opérations sur les produits		Total
		énergétiques	Siège social	
Produits	2 723	47	-	2 770
Combustible et achats d'électricité	1 228	-	-	1 228
	1 495	47	-	1 542
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	550	31	86	667
Amortissement	453	4	18	475
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	22	-	-	22
Répartition des coûts intersectoriels	32	(32)	-	-
	1 057	3	104	1 164
	438	44	(104)	378
Perte de change				8
Imputation pour dépréciation d'actifs				(16)
Intérêts débiteurs nets				(144)
Autres produits				8
Bénéfice avant participations ne donnant pas le contrôle et impôts sur les bénéfices				234

PRODUCTION : Ce secteur détient et exploite des centrales hydroélectriques, des centrales éoliennes, des centrales géothermiques, des centrales alimentées à la biomasse, au charbon et au gaz naturel ainsi que des 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. Au cours du quatrième trimestre de 2010, l'exploitation commerciale a démarré à Ardenville, un parc éolien de 69 mégawatts («MW») dans le sud de l'Alberta, et à Kent Hills 2, nouvelle installation de 54 MW de notre parc éolien au Nouveau-Brunswick. Au 31 décembre 2010, le secteur Production affichait une capacité de production brute¹ en exploitation de 9 109 MW (participation nette de 8 676 MW) et de 305 MW (participation nette) en construction. Pour une liste complète de nos actifs de production et de nos régions d'exploitation, voir la rubrique «Tableau récapitulatif des centrales» dans notre rapport de gestion annuel de 2010.

Les résultats du secteur Production sont comme suit :

Trimestres clos les 31 déc.	2010		2009	
	Total	Par MWh installé	Total	Par MWh installé
Produits	787	39,13	753	37,79
Combustible et achats d'électricité	331	16,46	328	16,46
Marge brute	456	22,67	425	21,33
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	130	6,46	116	5,82
Amortissement	105	5,22	123	6,18
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	6	0,30	5	0,25
Répartition des coûts intersectoriels	1	0,05	8	0,40
Charges d'exploitation	242	12,03	252	12,65
Bénéfice d'exploitation	214	10,64	173	8,68
Capacité installée (GWh)	20 113		19 928	
Production (GWh)	12 757		12 297	
Disponibilité (%)	91,4		87,0	

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.

Exercices clos les 31 déc.	2010		2009	
	Total	Par MWh installé	Total	Par MWh installé
Produits	2 778	34,90	2 723	36,37
Combustible et achats d'électricité	1 202	15,10	1 228	16,40
Marge brute	1 576	19,80	1 495	19,97
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	549	6,90	550	7,35
Amortissement	438	5,50	453	6,05
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	27	0,34	22	0,29
Répartition des coûts intersectoriels	5	0,06	32	0,43
Charges d'exploitation	1 019	12,80	1 057	14,12
Bénéfice d'exploitation	557	7,00	438	5,85
Capacité installée (GWh)	79 591		74 866	
Production (GWh)	48 614		45 736	
Disponibilité (%)	88,9		85,1	

Production et marges brutes

Les volumes de production, les produits, les coûts du combustible et des achats d'électricité et les marges brutes du secteur Production d'après les régions géographiques se présentent comme suit :

Trimestre clos le 31 déc. 2010	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits	Combustible et achat d'électricité	Marge brute	Produits par MWh installé	Combustible et achat	Marge brute par MWh installé
							d'électricité par MWh installé	
Charbon	6 418	7 744	221	97	124	28,54	12,53	16,01
Gaz	1 018	1 240	63	19	44	50,81	15,32	35,49
Énergies renouvelables	705	2 904	45	3	42	15,50	1,03	14,47
Total – Ouest du Canada	8 141	11 888	329	119	210	27,67	10,01	17,66
Gaz	946	1 656	111	60	51	67,03	36,23	30,80
Énergies renouvelables	424	1 459	40	2	38	27,42	1,37	26,05
Total – Est du Canada	1 370	3 115	151	62	89	48,48	19,90	28,58
Charbon	2 442	3 038	248	136	112	81,63	44,77	36,86
Gaz	450	1 698	33	13	20	19,43	7,66	11,77
Énergies renouvelables	354	374	26	1	25	69,52	2,67	66,85
Total – International	3 246	5 110	307	150	157	60,08	29,35	30,73
	12 757	20 113	787	331	456	39,13	16,46	22,67

Trimestre clos le 31 déc. 2009	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits	Combustible et achat d'électricité	Marge brute	Produits par MWh installé	Combustible et achat	Marge brute par MWh installé
							d'électricité par MWh installé	
Charbon	6 571	8 361	241	96	145	28,82	11,48	17,34
Gaz	1 052	1 227	67	21	46	54,60	17,11	37,49
Énergies renouvelables	593	2 517	33	2	31	13,11	0,79	12,32
Total – Ouest du Canada	8 216	12 105	341	119	222	28,17	9,83	18,34
Gaz	826	1 656	106	53	53	64,01	32,00	32,01
Énergies renouvelables	302	1 057	28	1	27	26,49	0,95	25,54
Total – Est du Canada	1 128	2 713	134	54	80	49,39	19,90	29,49
Charbon	2 172	3 038	217	141	76	71,43	46,41	25,02
Gaz	419	1 698	34	14	20	20,02	8,24	11,78
Énergies renouvelables	362	374	27	-	27	72,19	-	72,19
Total – International	2 953	5 110	278	155	123	54,40	30,33	24,07
	12 297	19 928	753	328	425	37,79	16,46	21,33

Exercice clos le 31 déc. 2010	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits	Combustible et achat d'électricité	Marge brute	Produits par MWh installé	Combustible et achat	Marge brute par MWh installé
							d'électricité par MWh installé	
Charbon	25 025	31 325	813	335	478	25,95	10,69	15,26
Gaz	3 981	4 866	232	76	156	47,68	15,62	32,06
Énergies renouvelables	2 506	11 120	142	10	132	12,77	0,90	11,87
Total – Ouest du Canada	31 512	47 311	1 187	421	766	25,09	8,90	16,19
Gaz	3 816	6 570	435	243	192	66,21	36,99	29,22
Énergies renouvelables	1 330	5 435	126	7	119	23,18	1,29	21,89
Total – Est du Canada	5 146	12 005	561	250	311	46,73	20,82	25,91
Charbon	8 594	12 053	773	470	303	64,13	38,99	25,14
Gaz	2 063	6 736	140	56	84	20,78	8,31	12,47
Énergies renouvelables	1 299	1 486	117	5	112	78,73	3,36	75,37
Total – International	11 956	20 275	1 030	531	499	50,80	26,19	24,61
	48 614	79 591	2 778	1 202	1 576	34,90	15,10	19,80

Exercice clos le 31 déc. 2009	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits	Combustible et achat d'électricité	Marge brute	Produits par MWh installé	Combustible et achat	Marge brute par MWh installé
							d'électricité par MWh installé	
Charbon	24 517	32 833	838	349	489	25,52	10,63	14,89
Gaz	4 035	4 744	228	79	149	48,06	16,65	31,41
Énergies renouvelables	1 891	8 757	116	7	109	13,25	0,80	12,45
Total – Ouest du Canada	30 443	46 334	1 182	435	747	25,51	9,39	16,12
Gaz	3 377	6 570	388	224	164	59,06	34,09	24,97
Énergies renouvelables	452	1 686	40	1	39	23,72	0,59	23,13
Total – Est du Canada	3 829	8 256	428	225	203	51,84	27,25	24,59
Charbon	7 450	12 053	767	476	291	63,63	39,49	24,14
Gaz	2 637	6 736	213	82	131	31,62	12,17	19,45
Énergies renouvelables	1 377	1 486	133	10	123	89,50	6,73	82,77
Total – International	11 464	20 275	1 113	568	545	54,89	28,01	26,88
	45 736	74 865	2 723	1 228	1 495	36,37	16,40	19,97

Ouest du Canada

Nos actifs situés dans l'ouest du Canada comprennent des centrales alimentées au charbon, au gaz naturel, à la biomasse, des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens. Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels» du rapport de gestion annuel de 2010 pour de plus amples renseignements sur nos activités dans l'ouest.

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la production pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2010 sont présentés ci-après :

	Trimestre clos le 31 déc. (GWh)	Exercice clos le 31 déc. (GWh)
Production de 2009	8 216	30 443
Baisse des interruptions planifiées à la centrale de Keephills	-	865
Baisse des interruptions planifiées à la centrale de Sundance	343	613
Baisse des interruptions non planifiées à la centrale de Sundance	225	460
Hausse des volumes marchands attribuable à l'accroissement de la capacité nominale de l'unité 5 de la centrale de Sundance	43	390
Augmentation des volumes d'énergie éolienne attribuable principalement à l'acquisition de Canadian Hydro	44	344
Hausse des volumes d'hydroélectricité attribuable principalement à l'acquisition de Canadian Hydro	68	270
Hausse de la demande de la clientèle des CAÉ	87	140
Mise hors service de la centrale de Wabamun	(451)	(1 424)
Hausse des interruptions planifiées à la centrale de Genesee 3	(219)	(219)
Baisse de la production des centrales alimentées au gaz naturel	(38)	(153)
Hausse des interruptions non planifiées à la centrale de Keephills	(61)	(61)
Hausse des interruptions non planifiées à la centrale de Sheerness	(15)	(75)
Divers	(101)	(81)
Production de 2010	8 141	31 512

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la marge brute pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2010 sont présentés ci-après :

	Trimestre clos 31 déc.	Exercice clos le 31 déc.
Marge brute de 2009	222	747
Baisse des interruptions planifiées à la centrale de Keephills	-	36
Baisse des interruptions planifiées à la centrale de Sundance	13	30
Baisse des interruptions non planifiées à la centrale de Sundance	17	25
Augmentation des volumes d'énergie éolienne attribuable principalement à l'acquisition de Canadian Hydro	11	25
Hausse des volumes d'hydroélectricité attribuable principalement à l'acquisition de Canadian Hydro	3	20
Hausse des volumes marchands attribuable à l'accroissement de la capacité nominale de l'unité 5 de la centrale de Sundance	1	12
Prix défavorables	(30)	(72)
Mise hors service de la centrale de Wabamun	(16)	(42)
Hausse des interruptions planifiées à la centrale de Genesee 3	(7)	(7)
Hausse des interruptions non planifiées à la centrale de Sheerness	-	(5)
Hausse des interruptions non planifiées à la centrale de Keephills	(2)	(2)
Divers	(2)	(1)
Marge brute de 2010	210	766

Est du Canada

Nos actifs situés dans l'est du Canada comprennent des centrales alimentées au gaz naturel, des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens. Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels» du rapport de gestion annuel de 2010 pour de plus amples renseignements sur nos activités dans l'est du Canada.

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la production pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2010 sont présentés ci-après :

	Trimestre clos le 31 déc. (GWh)	Exercice clos le 31 déc. (GWh)
Production de 2009	1 128	3 829
Augmentation des volumes d'énergie éolienne et hydroélectrique	127	894
Conditions du marché pour les centrales alimentées au gaz naturel	113	307
Baisse des interruptions planifiées aux centrales alimentées au gaz naturel	2	116
Production de 2010	1 370	5 146

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la marge brute pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2010 sont présentés ci-après :

	Trimestre clos le 31 déc.	Exercice clos le 31 déc.
Marge brute de 2009	80	203
Augmentation des volumes d'énergie éolienne et hydroélectrique	10	80
Conditions du marché pour les centrales alimentées au gaz naturel	3	23
Divers	(4)	5
Marge brute de 2010	89	311

Le 30 septembre 2009, nous avons conclu une nouvelle entente avec l'Office de l'électricité de l'Ontario («OÉO») pour notre centrale de cogénération de Sarnia. Bien que les modalités particulières de la nouvelle entente soient confidentielles, l'OÉO a indiqué qu'elle est conforme aux autres ententes similaires qu'elle a conclues. L'incidence de cette nouvelle entente avec l'OÉO a été prise en compte dans l'analyse de la marge brute présentée ci-dessus.

International

Nos actifs du secteur International comprennent les actifs des centrales alimentées au charbon et au gaz naturel, des centrales hydroélectriques et géothermiques à divers emplacements aux États-Unis ainsi que les actifs de gaz naturel en Australie. Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels» du rapport de gestion annuel de 2010 pour de plus amples renseignements sur nos activités du secteur International.

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la production pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2010 sont présentés ci-après :

	Trimestre clos le 31 déc. (GWh)	Exercice clos le 31 déc. (GWh)
Production de 2009	2 953	11 464
Baisse des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia	544	958
Répartition économique à la centrale thermique de Centralia	(274)	596
Hausse des interruptions planifiées à la centrale thermique de Centralia	-	(410)
Expiration du contrat à long terme à la centrale de Saranac	-	(357)
Hausse (baisse) de la production des centrales alimentées au gaz naturel	32	(179)
Baisse de la production des centrales géothermiques	(7)	(100)
Divers	(2)	(16)
Production de 2010	3 246	11 956

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la marge brute pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2010 sont présentés ci-après :

	Trimestre clos le 31 déc.	Exercice clos le 31 déc.
Marge brute de 2009	123	545
Expiration du contrat à long terme à la centrale de Saranac	-	(42)
Taux de change défavorable	(6)	(41)
Baisse de la production des centrales alimentées au gaz naturel	-	(6)
Répartition économique à la centrale thermique de Centralia	-	(5)
Hausse des coûts du charbon	(3)	(5)
Variations favorables attribuables à l'évaluation à la valeur de marché	42	37
Établissement de prix favorables visant principalement l'achat d'électricité	1	18
Baisse des interruptions planifiées à la centrale thermique de Centralia	3	8
Divers	(3)	(10)
Marge brute de 2010	157	499

Au quatrième trimestre de 2010, des gains avant impôts et taxes latents de 43 millions de dollars ont été constatés en résultat par suite de certaines relations de couverture considérées comme étant inefficaces aux fins comptables. Ces gains latents ont été calculés d'après les prix à terme alors en vigueur, qui changeront d'ici la conclusion prévue des opérations couvertes sous-jacentes. Si ces couvertures n'avaient pas été considérées comme étant inefficaces aux fins comptables, les produits associés à ces contrats auraient été constatés dans la période au cours de laquelle les contrats sont réglés, soit, dans la plupart des cas, au cours du deuxième trimestre de 2011. Même si le bénéfice présenté sera moins élevé, les flux de trésorerie prévus tirés de ces contrats ne changeront pas.

Le contrat à long terme conclu entre notre centrale de Saranac et la New York State Electric and Gas a expiré en juin 2009. La centrale est maintenant exploitée en vertu d'un contrat combinant la capacité et l'acheminement aux marchands, ce qui a donné lieu à une diminution de la production et de la marge brute pour l'exercice clos le 31 décembre 2010. Comme une partie de la centrale est détenue par un tiers, le bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle a également baissé. L'incidence de l'expiration de ce contrat sur le bénéfice net avant impôts et taxes correspond à une diminution d'environ 10 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2010.

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

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2010, les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration ont grimpé comparativement à la période correspondante de 2009, en raison surtout de l'augmentation des interruptions planifiées à la centrale de Genesee 3.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration ont diminué du fait de la baisse des interruptions planifiées, des taux de change favorables et des économies de coûts visées, en partie neutralisés par les coûts du système d'information directement liés à nos activités précédemment assumés par le secteur Siège social et imputés au secteur Production en 2010, et l'acquisition de Canadian Hydro.

Dotation aux amortissements

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la dotation aux amortissements pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2010 sont présentés ci-après :

	Trimestre clos le 31 déc.	Exercice clos le 31 déc.
Dotation aux amortissements de 2009	123	453
Variation de la durée de vie utile	(7)	(26)
Réduction des coûts de mise hors service à la centrale de Wabamun	-	(14)
Expiration du contrat à long terme à la centrale de Saranac	-	(13)
Taux de change favorable	(1)	(13)
Mise hors service d'immobilisations	(11)	(4)
Augmentation des actifs attribuable principalement à l'acquisition de Canadian Hydro	1	53
Divers	-	2
Dotation aux amortissements de 2010	105	438

Au cours du quatrième trimestre de 2010, la direction a mis à jour la répartition du prix d'acquisition préliminaire à l'égard de l'acquisition de Canadian Hydro pour mieux tenir compte de la valeur des actifs et des passifs sous-jacents acquis. Elle a donc procédé à un rajustement de 114 millions de dollars des actifs amortissables, ce qui a réduit de 4 millions de dollars la dotation aux amortissements. Le rajustement des actifs amortissables a été contrebalancé par les rajustements au titre de l'écart d'acquisition et des impôts futurs.

IMPUTATION POUR DÉPRÉCIATION D'ACTIFS

Au cours du quatrième trimestre de 2010, nous avons procédé à une évaluation annuelle complète visant à établir l'existence de dépréciation en se fondant sur des estimations de juste valeur découlant de nos prévisions à long terme et de valeurs observées sur les marchés. En conséquence, nous avons comptabilisé une imputation pour dépréciation d'actifs avant impôts et taxes de 89 millions de dollars (79 millions de dollars après déduction du montant de 10 millions de dollars attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle) à l'égard de certains actifs du secteur Production, qui comprenait une charge de 65 millions de dollars imputée à nos centrales alimentées au gaz naturel et une charge de 24 millions de dollars imputée à nos centrales alimentées au charbon. La perte de valeur des centrales alimentées au gaz naturel tient compte des prévisions de prix plus basses à l'une de nos centrales marchandes et de la vente à venir de notre participation de 50 % dans la centrale de Meridian, qui n'a eu aucune incidence sur les résultats consolidés, la perte de valeur étant imputable à la participation ne donnant pas le contrôle. La perte de valeur de nos centrales alimentées au charbon a trait aux unités 1 et 2 de notre centrale de Sundance et reflète surtout notre nouvelle méthode de gestion, appliquée en 2010, à l'égard des centrales alimentées au charbon dont les unités sont regroupées par paires. Ainsi, l'évaluation de la dépréciation est maintenant effectuée selon cette méthode.

OPÉRATIONS SUR LES PRODUITS ÉNERGÉTIQUES : *Ce secteur tire ses produits et son bénéfice du commerce de gros de l'électricité et d'autres 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 («VaR») est une mesure clé du secteur Opérations sur les produits énergétiques.*

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

Pour une analyse plus approfondie des activités du secteur Opérations sur les produits énergétiques, se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels» de notre rapport de gestion annuel de 2010.

Les résultats du secteur Opérations sur les produits énergétiques sont comme suit :

	Trimestres clos les 31 déc.		Exercices clos les 31 déc.	
	2010	2009	2010	2009
Marge brute	24	10	41	47
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	5	6	17	31
Amortissement	1	2	2	4
Répartition des coûts intersectoriels	(1)	(8)	(5)	(32)
Charges d'exploitation	5	-	14	3
Bénéfice d'exploitation	19	10	27	44

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2010, les marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques ont augmenté comparativement à la période correspondante de 2009 en raison des marges accrues des régions de l'est et de l'ouest. Dans la région de l'est, la hausse des marges a découlé des stratégies régionales adoptées au chapitre des écarts, tandis que dans la région de l'ouest, les positions détenues sur le marché de l'Alberta ont eu des effets positifs sur les stratégies régionales.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, les marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques ont fléchi en regard d'il y a un an, par suite essentiellement de la réduction des marges découlant de la demande moindre et du resserrement des marges intersaisonnières dans la région de l'ouest.

Pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2010, les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration et les frais intersectoriels ont diminué en regard des périodes correspondantes de 2009, en raison des coûts de soutien précédemment assumés par le secteur Opérations sur les produits énergétiques et recouverts au moyen des frais intersectoriels imputés directement au secteur Production en 2010.

SIÈGE SOCIAL : *Nos secteurs Production et Opérations sur les produits énergétiques sont soutenus par un groupe du siège social qui fournit des services financiers, fiscaux et juridiques, des services de trésorerie, des services de réglementation, des services liés à l'environnement, à la santé et à la sécurité et au développement durable, des services de communication et de relations avec les gouvernements et les investisseurs, des services de 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.*

Les frais engagés par le secteur Siège social sont comme suit :

	Trimestres clos les 31 déc.		Exercices clos les 31 déc.	
	2010	2009	2010	2009
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	18	20	68	86
Amortissement	5	4	19	18
Charges d'exploitation	23	24	87	104

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 ont reculé par rapport à la période correspondante de 2009, principalement en raison des coûts du système d'information directement liés à nos activités précédemment assumés par le secteur Siège social et imputés au secteur Production en 2010.

INTÉRÊTS DÉBITEURS NETS

Les composantes des intérêts débiteurs nets sont présentées ci-dessous :

	Trimestres clos les 31 déc.		Exercices clos les 31 déc.	
	2010	2009	2010	2009
Intérêts sur la dette	62	51	243	183
Intérêts capitalisés	(13)	(9)	(48)	(36)
Intérêts créditeurs provenant de la résolution de certaines questions fiscales en suspens	-	-	(14)	-
Intérêts créditeurs	(1)	-	(3)	(6)
Divers	-	-	-	3
Intérêts débiteurs nets	48	42	178	144

La variation des intérêts débiteurs nets pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2010 par rapport aux périodes correspondantes de 2009 est illustrée ci-dessous :

	Trimestre clos le 31 déc.	Exercice clos le 31 déc.
Intérêts débiteurs nets de 2009	42	144
Hausse de la dette	13	78
(Hausse) baisse des intérêts créditeurs	(1)	3
Intérêts créditeurs provenant de la résolution de certaines questions fiscales en suspens	-	(14)
Hausse de l'intérêt capitalisé	(4)	(12)
Taux de change favorable	(1)	(11)
Baisse des taux d'intérêt	(1)	(10)
Intérêts débiteurs nets de 2010	48	178

AUTRES PRODUITS

Au cours de 2009, nous avons réglé un différend commercial qui a été comptabilisé comme un gain avant impôts et taxes de 7 millions de dollars dans les autres produits, car il était lié au placement au Mexique que nous détenions précédemment. Nous avons également comptabilisé un gain avant impôts et taxes de 1 million de dollars à la vente d'une participation de 17 % dans notre parc éolien de Kent Hills. Le gain avant impôts et taxes comptabilisé au titre de la vente d'une participation de 17 % dans notre projet de parc éolien de Kent Hills 2 en 2010 n'a pas eu d'incidence importante sur le bénéfice net.

PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2010, le bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle a diminué de 11 millions de dollars, en raison surtout de l'imputation pour dépréciation d'actifs comptabilisée à la vente à venir de notre centrale de Meridian.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, les participations ne donnant pas le contrôle ont reculé de 18 millions de dollars par suite de la baisse du bénéfice de CE Generation, LLC qui s'explique par l'expiration du contrat à long terme à notre centrale de Saranac et une imputation pour dépréciation d'actifs relative à la vente à venir de notre centrale de Meridian, en partie compensées par l'augmentation du bénéfice de TA Cogen.

IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Le tableau qui suit présente un rapprochement de la charge d'impôts et des taux d'imposition réels :

	Trimestres clos les 31 déc.		Exercices clos les 31 déc.	
	2010	2009	2010	2009
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	79	94	220	196
Imputation pour dépréciation d'actifs	79	-	79	16
Gains latents liés à l'inefficacité de certaines relations de couverture au titre de l'électricité	(43)	-	(43)	-
Règlement d'un différend commercial	-	-	-	(7)
Variation de la durée de vie de composantes de Centralia	-	-	-	2
Bénéfice aux fins de comparaison avant impôts sur les bénéfices¹	115	94	256	207
Charge d'impôts	16	15	1	15
Recouvrement d'impôts à l'égard de l'imputation pour dépréciation d'actifs	25	-	25	6
Charge d'impôts liée à l'inefficacité de certaines relations de couverture au titre de l'électricité	(15)	-	(15)	-
Recouvrement d'impôts lié à la résolution de certaines questions fiscales en suspens	-	-	30	-
Charge d'impôts à l'égard du règlement d'un différend commercial	-	-	-	(1)
Recouvrement d'impôts sur la durée de vie de composantes de Centralia	-	-	-	1
Recouvrement d'impôts lié à la modification des taux d'imposition futurs	-	5	-	5
Charge d'impôts compte non tenu des éléments non comparables	26	20	41	26
Taux d'imposition réel sur le bénéfice avant impôts sur les bénéfices aux fins de comparaison (%)	23	21	16	13

Pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2010, la charge d'impôts, compte non tenu des éléments non comparables, a augmenté, comparativement aux périodes correspondantes de 2009, par suite de l'augmentation du bénéfice aux fins de comparaison avant impôts sur les bénéfices.

Le taux d'imposition réel a progressé au cours du trimestre et de l'exercice clos le 31 décembre 2010, en regard des périodes correspondantes de 2009, essentiellement par suite de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le bénéfice et d'une variation de la composition des territoires où le bénéfice avant impôts et taxes est réalisé.

1) Le bénéfice aux fins de comparaison n'est pas défini selon les PCGR du Canada. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux PCGR» de ce communiqué pour obtenir une description de cet élément, y compris un rapprochement avec le bénéfice net.

ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Les tableaux suivants présentent les variations importantes dans les états des flux de trésorerie consolidés pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2010 par rapport au trimestre et à l'exercice clos le 31 décembre 2009 :

Trimestres clos les 31 déc.	2010	2009	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	80	86	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	309	246	Fluctuations favorables du fonds de roulement de 104 millions de dollars liées au recul des frais d'exploitation et au calendrier des paiements connexes, partiellement contrebalancés par la diminution du bénéfice au comptant de 41 millions de dollars.
Activités d'investissement	(197)	(1 036)	Acquisition de Canadian Hydro, déduction faite de la trésorerie acquise, pour 766 millions de dollars en 2009 et diminution des dépenses en immobilisations de 26 millions de dollars en 2010, partiellement contrebalancées par une baisse des garanties reçues de contreparties de 21 millions de dollars.
Activités de financement	(130)	787	Produit de 919 millions de dollars tiré de l'émission de titres d'emprunt à long terme et de 398 millions de dollars tiré de l'émission d'actions ordinaires en 2009, partiellement contrebalancé par un produit de 291 millions de dollars tiré de l'émission d'actions privilégiées en 2010 et une diminution nette du remboursement de la dette de 89 millions de dollars.
Conversion des liquidités en devises	(4)	(1)	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	58	82	
Exercices clos les 31 déc.	2010	2009	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	82	50	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	811	580	Hausse du bénéfice au comptant de 54 millions de dollars et fluctuations favorables du fonds de roulement de 177 millions de dollars attribuables au calendrier des paiements liés à l'exploitation, à des mouvements de stocks favorables et au calendrier de réception de certains recouvrements d'impôts.
Activités d'investissement	(720)	(1 598)	Acquisition de Canadian Hydro, déduction faite de la trésorerie acquise, pour 766 millions de dollars en 2009 et diminution des dépenses en immobilisations de 114 millions de dollars en 2010, partiellement contrebalancées par une baisse des garanties reçues de contreparties de 40 millions de dollars.
Activités de financement	(113)	1 053	Hausse de 818 millions de dollars du produit tiré de l'émission de titres d'emprunt à long terme et de 397 millions de dollars tiré de l'émission d'actions ordinaires en 2009, et augmentation du montant net du remboursement de la dette de 255 millions de dollars, en partie contrebalancées par le produit de 291 millions de dollars tiré de l'émission d'actions privilégiées en 2010.
Conversion des liquidités en devises	(2)	(3)	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	58	82	

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Capital social

Au 31 décembre 2010, nous avons 220,3 millions d'actions ordinaires (218,4 millions d'actions ordinaires en 2009) émises et en circulation. Au cours du trimestre clos le 31 décembre 2010, 0,8 million d'actions ordinaires (20,8 millions d'actions ordinaires en 2009) ont été émises pour un produit de 23 millions de dollars (408 millions de dollars en 2009), dont une tranche de 19 millions de dollars (néant en 2009) a été émise selon les modalités du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2010, 1,9 million d'actions ordinaires (20,8 millions d'actions ordinaires en 2009) ont été émises pour un produit de 42 millions de dollars (408 millions de dollars en 2009), dont une tranche de 37 millions de dollars (néant en 2009) a été émise selon les modalités du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions.

Au 31 décembre 2010 et au cours du trimestre clos à cette date, 12,0 millions d'actions privilégiées de premier rang (néant en 2009) ont été émises pour un montant de 239 millions de dollars (néant en 2009).

Nous avons recours à divers régimes de rémunération à base d'actions pour aligner les objectifs des employés et ceux de la société. Au 31 décembre 2010, nous avons attribué 2,2 millions d'options sur actions en cours à des employés (1,5 million en 2009), compte tenu des 0,9 million d'options sur actions attribuées le 1^{er} février 2010 à un prix d'exercice de 22,46 \$, soit le dernier prix de vente des lots réguliers d'actions à la Bourse de Toronto la veille du jour où les options ont été attribuées, pour les employés canadiens, et de 20,75 \$ US, soit le prix de vente de clôture à la Bourse de New York à la même date, pour les employés américains. Les droits sur ces options s'acquerront en tranches égales sur quatre ans à partir du 1^{er} février 2011 et expireront après dix ans. Au cours du trimestre clos le 31 décembre 2010, un nombre négligeable d'options sont venues à échéance ou ont été exercées ou annulées (néant en 2009). Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2010, 0,2 million d'options sont venues à échéance ou ont été exercées ou annulées (0,2 million en 2009).

PERSPECTIVES POUR 2011

En 2011, nous prévoyons une croissance modérée du résultat par action aux fins de comparaison d'après les facteurs importants présentés ci-après.

Contexte d'affaires

Prix de l'électricité

En 2011, les prix de l'électricité devraient demeurer aux niveaux de 2010 en raison de l'influence de la faiblesse des prix du gaz naturel. Dans le marché de l'Alberta, les facteurs fondamentaux du marché à plus long terme demeurent solides, et la récupération des sables bitumineux devrait stimuler la croissance de la demande. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, le relèvement des prix de l'électricité dépend dans une large mesure de celui des prix du gaz naturel. Les prix du gaz naturel devraient demeurer bas jusqu'en 2012.

Législation environnementale

L'état d'élaboration de la législation environnementale demeure fluide au Canada comme aux États-Unis. Le Canada a annoncé son plan de coordonner le calendrier et la structure de son cadre réglementaire sur les émissions de gaz à effet de serre avec les États-Unis, même si le secteur des centrales alimentées au charbon sera réglementé séparément et plus tôt. Aux États-Unis, il n'est pas clair si la législation sur les changements climatiques aura préséance sur la réglementation devant être mise en application par l'EPA. Chacune de ces issues peut engendrer des résultats extrêmement différents pour le secteur de l'énergie aux États-Unis et, indirectement, pour l'approche réglementaire du Canada.

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

Environnement économique

L'environnement économique a donné des signes d'amélioration en 2010, et nous prévoyons que cette tendance se poursuivra en 2011 mais à un rythme plus modéré.

Nous n'avons constaté aucune perte liée à une contrepartie en 2010, et nous continuons de gérer le risque de contrepartie et d'agir conformément aux politiques de gestion du risque que nous avons mises en œuvre. Nous ne prévoyons pas apporter de modification importante à nos pratiques existantes en matière de crédit et continuerons de faire affaire principalement avec des contreparties ayant une note de première qualité.

Exploitation

Capacité, production et disponibilité

La capacité de production devrait augmenter en 2011 en raison du démarrage des activités commerciales des centrales de Keephills 3 et de Bone Creek. La production globale devrait augmenter en 2011 en raison du démarrage des activités commerciales des centrales de Keephills 3 et de Bone Creek, de la diminution des interruptions planifiées et non planifiées et de l'accroissement de la demande des clients. La disponibilité globale devrait être d'environ 89 % à 90 % en 2011, du fait du nombre moins élevé d'interruptions planifiées et non planifiées.

Couverture du prix des produits de base

Puisque nous avons recours aux CAÉ de l'Alberta, à des contrats à long terme ainsi qu'à d'autres contrats prévoyant la livraison et contrats sur instruments financiers à court terme, environ 75 % de notre capacité en moyenne est liée à des contrats pour les sept prochains exercices. En ce qui a trait à l'ensemble du portefeuille, nous visons à ce que 90 % de notre capacité soit liée à des contrats pour l'exercice qui vient. Ce pourcentage sera ramené à 65 % au quatrième exercice. À la fin de 2010, environ 88 % de notre capacité de 2011 était assujettie à des contrats. En 2011, le prix moyen de nos contrats prévoyant la livraison et de nos contrats sur instruments financiers à court terme se situe dans une fourchette de 65 \$ à 70 \$ le MWh en Alberta, et de 55 \$ US à 60 \$ US le MWh dans la région du nord-ouest du Pacifique.

Coûts du combustible

L'extraction du charbon en Alberta est assujettie aux hausses de coûts imputables à l'enlèvement accru de morts-terrains, à l'inflation, aux dépenses en immobilisations et aux prix des produits de base. L'application de la méthode du coût standard permet de réduire au minimum les fluctuations saisonnières des coûts du charbon de nos mines de l'Alberta. Les coûts du charbon pour 2011, selon la méthode du coût actuel, devraient être semblables à ceux de 2010.

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 du combustible livré pour 2011 devrait être sensiblement le même qu'en 2010.

Nous achetons du gaz naturel auprès de sociétés externes parallèlement à la production, ou auprès de notre clientèle, atténuant ainsi notre risque lié à la variation des prix. Le succès continu de la production de gaz non classique en Amérique du Nord pourrait réduire la volatilité annuelle des prix dans l'avenir.

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

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

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration devraient être moins élevés en 2011 étant donné que certains frais d'entretien planifiés passés en charges selon les PCGR du Canada seront capitalisés selon les Normes internationales d'information financière («IFRS») en 2011, et que les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration liés à notre centrale de base de Poplar Creek ont diminué. En 2011, nous n'exploiterons plus la centrale de base de Poplar Creek, ce qui entraînera une réduction des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration et des recouvrements de frais connexes. Le fait de ne plus exploiter la centrale de base de Poplar Creek ne devrait pas avoir une incidence importante sur le bénéfice net.

Opérations sur les produits énergétiques

Le bénéfice provenant de notre secteur Opérations sur les produits énergétiques 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 2011 est d'amener nos opérations sur les produits énergétiques à dégager une marge brute variant entre 45 millions de dollars et 65 millions de dollars.

Exposition aux fluctuations des taux de change

Notre stratégie consiste à réduire au minimum l'incidence des fluctuations du dollar canadien par rapport au dollar américain en 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 des intérêts débiteurs, qui contrebalancent dans une large mesure nos produits nets libellés en devises.

Intérêts débiteurs nets

Les intérêts débiteurs nets de 2011 devraient être plus élevés qu'en 2010 en raison surtout de la hausse des soldes de la dette, de l'augmentation des taux d'intérêt variables, de la baisse des intérêts capitalisés et du recul 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'électricité et du gaz naturel, ou l'augmentation des activités de négociation sur le marché, pourrait engendrer un besoin de liquidités supplémentaires. Afin d'atténuer ce risque d'illiquidité, nous prévoyons maintenir des facilités de crédit consenties de 2,0 milliards de dollars, et nous surveillons nos expositions et obligations afin de nous assurer de disposer de liquidités suffisantes pour satisfaire nos besoins.

Estimations comptables

Un certain nombre de nos estimations comptables, y compris celles présentées dans les conventions et estimations comptables critiques du présent rapport de gestion, sont fondées sur notre environnement et nos perspectives économiques actuelles. Bien que nous ne prévoyons pas que des modifications importantes seront apportées aux estimations en raison de l'environnement économique actuel, les fluctuations du marché pourraient avoir une incidence, entre autres, sur les prix des produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt futurs, qui pourraient, à leur tour, influencer sur les bénéfices futurs et les gains et pertes latents liés à nos actifs et passifs de gestion du risque. Les gains et pertes latents liés à nos actifs et passifs de gestion du risque ne devraient pas avoir d'incidence sur nos flux de trésorerie, car ils sont généralement établis selon les prix prévus aux contrats.

Impôts sur les bénéfiques

Le taux d'imposition réel pour 2011 devrait se situer entre 17 % et 22 % environ.

Dépenses en immobilisations

Nos principaux projets sont axés sur le maintien de nos activités d'exploitation courantes et le soutien de notre stratégie de croissance.

Dépenses en immobilisations de croissance

En 2010, nous avons affecté un total de 470 millions de dollars aux dépenses en immobilisations de croissance, déduction faite des apports de coentreprises. En 2010, les centrales de Summerview 2, d'Ardenville et de Kent Hills 2 ont démarré avec succès leurs activités commerciales. Nous avons cinq autres importants projets de croissance en cours actuellement, dont les dates d'achèvement s'échelonnent du premier trimestre de 2011 au quatrième trimestre de 2012.

Les projets en cours sont décrits sommairement ci-après :

Projet	Projet total		2010	2011	Date d'achèvement prévue	Détails
	Dépenses estimées	Dépenses à ce jour ¹	Dépenses réelles ¹	Dépenses estimées		
Keephills 3	988	928	221	50 - 60	T2 2011	Centrale supercritique alimentée au charbon de 450 MW (225 MW, déduction faite de la participation nette) et dépenses en immobilisations connexes liées aux mines en partenariat avec Capital Power
Accroissement de la capacité nominale de l'unité 1 de la centrale de Keephills	34	4	3	10 - 20	T4 2012	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	6	5	20 - 30	T4 2012	Accroissement de la capacité nominale de 23 MW à notre centrale de Keephills
Bone Creek	48	54	50	-	T1 2011	Centrale hydroélectrique de 19 MW en Colombie-Britannique
Accroissement de la capacité nominale de l'unité 3 de la centrale de Sundance	27	3	3	10 - 15	T4 2012	Accroissement de la capacité nominale de 15 MW de notre centrale de Sundance
Total des dépenses en immobilisations de croissance	1 131	995	282	90 - 125		

1) Représentent les montants engagés au 31 décembre 2010. En 2010, nous avons également consacré un total de 188 millions de dollars aux centrales de Summerview 2, d'Ardenville et de Kent Hills 2.

Les montants présentés dans le tableau ci-dessus sont indiqués déduction faite des apports de coentreprises.

Les dépenses estimatives totales pour la centrale de Bone Creek sont inférieures au montant des dépenses engagées à ce jour en raison du calendrier des dépenses liées au projet et des recouvrements estimatifs en 2011.

Dépenses en immobilisations de maintien

Certains coûts liés à l'entretien planifié qui ont été passés en charges selon les PCGR du Canada en 2010 seront capitalisés en 2011 selon les IFRS. En 2011, nos dépenses en immobilisations de maintien estimatives, déduction faite des apports reçus, sont réparties comme suit :

Catégorie	Description	Engagées en 2010	Dépenses prévues
Dépenses en immobilisations courantes	Dépenses visant à maintenir notre capacité de production existante	147	120 - 135
Dépenses en immobilisations liées à la productivité	Projets visant à améliorer l'efficacité de la production d'électricité	9	10 - 20
Matériel minier et achats de terrains	Dépenses liées au matériel minier et à l'achat de terrains	25	25 - 30
Entretien planifié	Entretien important planifié périodique	127	180 - 210
Total des dépenses en immobilisations de maintien		308	335 - 395

Les détails du programme d'entretien planifié de 2011 sont présentés ci-après :

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Dépenses prévues
Capitalisées	105 - 130	75 - 80	180 - 210
Passées en charges	-	0 - 5	0 - 5
	105 - 130	75 - 85	175 - 200

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Total
GWh perdus	1 480 - 1490	630 - 640	2 110 - 2 130

Financement

Le financement de ces dépenses en immobilisations devrait provenir des flux de trésorerie d'exploitation, de la capacité d'emprunt bancaire actuelle et des marchés financiers. Les fonds requis aux fins des projets de croissance et de maintien ne devraient pas être touchés par l'environnement économique actuel en raison de nos flux de trésorerie qui reposent en grande partie sur des contrats, de notre solide situation financière et du montant du capital dont nous disposons en vertu de nos facilités de crédit consenties existantes.

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 du Canada et, par conséquent, ne doivent pas être considérées isolément ou comme des mesures de remplacement du bénéfice net ou des flux de trésorerie d'exploitation ou comme des mesures plus efficaces que le bénéfice net ou les flux de trésorerie d'exploitation, ainsi qu'ils sont calculés selon les PCGR du Canada, aux fins de l'évaluation de notre rendement financier ou de notre situation de trésorerie. Ces mesures ne sont pas nécessairement comparables aux mesures intitulées de façon similaire par d'autres sociétés.

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

Rapprochement du bénéfice net

Le rapprochement de la marge brute et du bénéfice d'exploitation ainsi que du bénéfice net attribuable aux actions ordinaires est présenté comme suit :

	Trimestres clos les 31 déc.		Exercices clos les 31 déc.	
	2010	2009	2010	2009
Produits	811	763	2 819	2 770
Combustible et achats d'électricité	331	328	1 202	1 228
Marge brute	480	435	1 617	1 542
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	153	142	634	667
Amortissement	111	129	459	475
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	6	5	27	22
Charges d'exploitation	270	276	1 120	1 164
Bénéfice d'exploitation	210	159	497	378
Gain de change	6	4	10	8
Imputation pour dépréciation d'actifs	(89)	(16)	(89)	(16)
Intérêts débiteurs nets	(48)	(42)	(178)	(144)
Autres produits	-	-	-	8
Bénéfice avant participations ne donnant pas le contrôle et impôts sur les bénéfices	79	105	240	234
Participations ne donnant pas le contrôle	-	11	20	38
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	79	94	220	196
Charge d'impôts	16	15	1	15
Bénéfice net	63	79	219	181
Dividendes sur actions privilégiées	1	-	1	-
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires	62	79	218	181

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. Pour calculer le résultat par action aux fins de comparaison, on utilise le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.

Dans le calcul du bénéfice aux fins de comparaison pour 2010, nous excluons l'imputation pour dépréciation d'actifs ainsi que les gains latents liés à certaines relations de couverture au titre de l'électricité considérées comme étant inefficaces aux fins comptables, étant donné que ces opérations sont inhabituelles de par leur nature et ne se sont pas produites sur une base régulière par le passé dans le cours de l'exploitation de notre entreprise. Si ces couvertures n'avaient pas été considérées comme étant inefficaces aux fins comptables, le bénéfice associé à ces contrats aurait été constaté dans le bénéfice aux fins de comparaison de la période au cours de laquelle les contrats seront réglés, soit, dans la plupart des cas, au cours du deuxième trimestre de 2011. De plus, nous avons exclu l'incidence des recouvrements d'impôts liés à la résolution de certaines questions fiscales en suspens, parce qu'ils ne se rapportent pas au bénéfice de la période au cours de laquelle ils ont été présentés.

Dans le calcul du bénéfice aux fins de comparaison pour 2009, nous avons exclu l'imputation pour dépréciation d'actifs, l'incidence d'une modification future du taux d'imposition et le règlement d'un différend commercial 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 vie de certaines

composantes de la centrale thermique de Centralia a aussi été exclue du calcul du bénéfice aux fins de comparaison en 2009, 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.

Le rapprochement du bénéfice aux fins de comparaison et du bénéfice net attribuable aux actions ordinaires est présenté ci-après :

	Trimestres clos les 31 déc.		Exercices clos les 31 déc.	
	2010	2009	2010	2009
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires	62	79	218	181
Imputation pour dépréciation d'actifs, déduction faite des impôts et taxes	54	10	54	10
Gains latents liés à l'inefficacité de certaines relations de couverture au titre de l'électricité, déduction faite des impôts et taxes	(28)	-	(28)	-
Recouvrement d'impôts lié à la résolution de certaines questions fiscales en suspens	-	-	(30)	-
Règlement d'un différend commercial, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	(6)
Modification de la durée de vie de composantes de Centralia, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	1
Modification du taux d'impôt	-	(5)	-	(5)
Bénéfice aux fins de comparaison	88	84	214	181
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	220	211	219	201
Résultat par action aux fins de comparaison	0,40	0,40	0,98	0,90

BAIIA aux fins de comparaison

La présentation du BAIIA aux fins de comparaison d'une période à l'autre fournit à la direction et aux investisseurs des indications sur le montant des flux de trésorerie d'exploitation avant les intérêts débiteurs nets, les participations ne donnant pas le contrôle, les impôts sur les bénéfices et les rajustements du fonds de roulement.

	Trimestres clos les 31 déc.		Exercices clos les 31 déc.	
	2010	2009	2010	2009.
Bénéfice d'exploitation	210	159	497	378
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations selon les états des flux de trésorerie consolidés	6	7	21	24
Amortissement selon les états des flux de trésorerie consolidés ¹	128	134	490	493
BAIIA	344	300	1 008	895
Gains latents liés à l'inefficacité de certaines relations de couverture au titre de l'électricité, avant impôts et taxes	(43)	-	(43)	-
Règlement d'un différend commercial, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	(7)
BAIIA aux fins de comparaison	301	300	965	888

1) Dans le calcul du BAIIA aux fins de comparaison, nous utilisons l'amortissement selon les états des flux de trésorerie consolidés pour tenir compte de l'amortissement lié aux actifs miniers, qui est inclus dans le coût des ventes selon les états des résultats consolidés.

Fonds provenant de l'exploitation et flux de trésorerie d'exploitation par action

La présentation des fonds provenant de l'exploitation et des flux de trésorerie d'exploitation d'une période à l'autre fournit à la direction et aux investisseurs des indications sur le montant des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, avant et après les variations du fonds de roulement, et facilite l'évaluation des variations de flux de trésorerie par rapport aux résultats des périodes précédentes. Les flux de trésorerie d'exploitation par action sont calculés en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.

	Trimestres clos les 31 déc.		Exercices clos les 31 déc.	
	2010	2009	2010	2009
Fonds provenant de l'exploitation	225	266	783	729
Variation des soldes hors caisse du fonds de roulement liés à l'exploitation	84	(20)	28	(149)
Flux de trésorerie d'exploitation	309	246	811	580
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pendant la période	220	211	219	201
Flux de trésorerie d'exploitation par action	1,40	1,17	3,70	2,89

Flux de trésorerie disponibles (insuffisance)

Les flux de trésorerie disponibles représentent les liquidités générées par notre entreprise et dont nous disposons pour investir dans des projets de croissance, effectuer les remboursements de capital prévus de la dette avec recours, verser des dividendes sur actions ordinaires additionnels ou racheter des actions ordinaires.

Les dépenses en immobilisations de maintien pour le trimestre clos le 31 décembre 2010 représentent le total des acquisitions d'immobilisations corporelles d'après les états des flux de trésorerie consolidés, moins 91 millions de dollars (86 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) investis dans des projets de croissance. Pour la période correspondante en 2009, nous avons investi 136 millions de dollars (132 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) dans des projets de croissance. Pour les exercices clos les 31 décembre 2010 et 2009, nous avons investi respectivement 482 millions de dollars (470 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) et 524 millions de dollars (510 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) dans des projets de croissance.

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

	Trimestres clos les 31 déc.		Exercices clos les 31 déc.	
	2010	2009	2010	2009
Flux de trésorerie d'exploitation	309	246	811	580
Plus (moins) :				
Dépenses en immobilisations de maintien	(106)	(87)	(308)	(380)
Dividendes en espèces versés sur actions ordinaires	(47)	(57)	(216)	(226)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(18)	(18)	(62)	(58)
Remboursements de la dette sans recours ¹	(8)	(6)	(21)	(25)
Autres produits	-	-	-	(8)
Flux de trésorerie disponibles (insuffisance)	130	78	204	(117)

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.

1) Excluent les remboursements liés à la dette avec recours qui ont été ou seront refinancés au moyen d'émissions de titres d'emprunt à long terme, conformément à notre stratégie globale en matière d'immobilisations.

PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

	T1 2010	T2 2010	T3 2010	T4 2010
Produits	726	582	700	811
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires	67	51	38	62
Résultat de base et dilué par action ordinaire	0,31	0,23	0,17	0,28
Résultat par action ordinaire aux fins de comparaison	0,31	0,10	0,17	0,40

	T1 2009	T2 2009	T3 2009	T4 2009
Produits	756	585	666	763
Bénéfice net (perte nette) attribuable/imputable aux actions ordinaires	42	(6)	66	79
Résultat de base et dilué par action ordinaire	0,21	(0,03)	0,34	0,37
Résultat par action ordinaire aux fins de comparaison	0,18	(0,03)	0,34	0,40

Le résultat de base et dilué par action et le résultat par action aux fins de comparaison sont calculés chaque période à l'aide du nombre moyen pondéré d'actions en circulation pendant la période. Ainsi, la somme des résultats par action pour les quatre trimestres représentant l'année civile peut parfois différer du résultat par action annuel.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent communiqué de presse, les documents intégrés par renvoi ainsi que d'autres rapports et documents déposés auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières comprennent des énoncés prospectifs. Tous les énoncés prospectifs reposent sur nos croyances ainsi que sur des hypothèses fondées sur l'information disponible au moment où les hypothèses sont formulées et sur l'expérience de la direction et la perception des tendances passées, de la conjoncture actuelle et des faits nouveaux prévus ainsi que sur d'autres facteurs jugés appropriés dans les circonstances. Ces énoncés prospectifs ne présentent pas des faits, mais seulement des prédictions et peuvent généralement être reconnus par l'emploi d'énoncés comprenant des termes tels que «pouvoir», «pourrait», «croire», «s'attendre à», «projeter», «avoir l'intention de», «planifier», «prévoir», «éventuel», «permettre», «continuer de» ou d'autres termes comparables. Ces énoncés ne sont pas des garanties de notre rendement futur et sont assujettis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui peuvent faire en sorte que les résultats réels de TransAlta diffèrent de manière importante des résultats envisagés.

En particulier, le présent communiqué renferme des énoncés prospectifs ayant trait aux points suivants : les attentes relatives à la date d'achèvement et à la mise en service de projets en cours, y compris les accroissements de la capacité nominale et les modernisations des installations, ainsi que les coûts connexes; les attentes relatives au bénéfice et aux flux de trésorerie d'exploitation futurs; les attentes relatives à la date prévue d'achèvement et au coût de l'étude d'ingénierie de base au sujet du captage et du stockage du carbone; les estimations des conditions de l'offre et de la demande de combustible et les coûts d'approvisionnement en combustible; nos plans d'investissement dans la capacité existante et la nouvelle capacité et le rendement prévu de ces investissements; les attentes quant à la demande d'électricité à court et à long terme et son incidence sur les prix de l'électricité; les attentes à l'égard de la disponibilité et de la production; les attentes relativement aux coûts d'exploitation et d'entretien et la variabilité de ces coûts; nos plans visant l'installation du matériel de contrôle du mercure à nos centrales thermiques de l'Alberta et notre projet de réduction des émissions d'oxyde d'azote et de mercure à la centrale thermique de Centralia; la réglementation et la législation gouvernementales prévues ainsi que le coût lié au respect de celles-ci; notre stratégie commerciale et les risques qu'elle comporte; les attentes liées à la renégociation de certaines conventions collectives dont nous sommes partie prenante; les estimations des taux d'imposition futurs et de la charge d'impôts futurs ainsi que le caractère adéquat des provisions pour impôts; les attentes au titre de l'issue des poursuites existantes ou éventuelles; et les attentes quant à la capacité d'avoir accès aux marchés financiers à des conditions raisonnables.

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 les fluctuations 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 incidences climatiques; viii) les interruptions de l'approvisionnement en combustible, en eau, en vent ou en biomasse nécessaire pour exploiter nos centrales; ix) les catastrophes naturelles; x) les pannes de matériel; xi) les risques liés aux opérations sur les produits énergétiques; xii) les risques et la concurrence dans le secteur d'activité; xiii) les fluctuations de la valeur des monnaies étrangères et les risques politiques étrangers; xiv) le besoin de financement supplémentaire; xv) la subordination structurelle des titres; xvi) le risque de crédit lié aux contreparties; xvii) la garantie d'assurance; xviii) notre provision pour impôts sur les bénéfices; xix) les instances judiciaires impliquant la société; xx) la dépendance à l'égard du personnel clé; xxi) les questions de relations de travail; et xxii) les projets de mise en valeur et les acquisitions. Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail à la rubrique «Gestion du risque» de notre rapport de gestion annuel de 2010 et à la rubrique «Facteurs de risque» dans notre notice annuelle de 2010.

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, de ces incertitudes et de ces hypothèses, les événements projetés pourraient avoir une portée différente ou survenir à un autre moment que celui que nous avons indiqué, ou pourraient ne pas se produire. Nous ne pouvons garantir que les résultats et événements projetés se matérialiseront.

TRANSALTA CORPORATION

ÉTATS DES RÉSULTATS ET DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS CONSOLIDÉS

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

Non vérifié	Trimestres clos les 31 déc.		Exercices clos les 31 déc.	
	2010	2009	2010	2009
Produits	811	763	2 819	2 770
Combustible et achats d'électricité	331	328	1 202	1 228
	480	435	1 617	1 542
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	153	142	634	667
Amortissement	111	129	459	475
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	6	5	27	22
	270	276	1 120	1 164
	210	159	497	378
Gain de change	6	4	10	8
Imputation pour dépréciation d'actifs	(89)	(16)	(89)	(16)
Intérêts débiteurs nets	(48)	(42)	(178)	(144)
Autres produits	-	-	-	8
Bénéfice avant participations ne donnant pas le contrôle et impôts sur les bénéfices	79	105	240	234
Participations ne donnant pas le contrôle	-	11	20	38
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	79	94	220	196
Charge d'impôts	16	15	1	15
Bénéfice net	63	79	219	181
Dividendes sur actions privilégiées	1	-	1	-
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires	62	79	218	181
Bénéfices non répartis				
Solde d'ouverture	600	618	634	688
Dividendes sur actions ordinaires	(129)	(63)	(319)	(235)
Solde de clôture	533	634	533	634
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	220	211	219	201
Résultat net par action ordinaire, de base et dilué	0,28	0,37	1,00	0,90

TRANSALTA CORPORATION

BILANS CONSOLIDÉS

(en millions de dollars canadiens)

Non vérifié	31 déc. 2010	31 déc. 2009¹
Trésorerie et équivalents de trésorerie	58	82
Débiteurs	428	421
Garanties versées	27	27
Charges payées d'avance	10	8
Actifs de gestion du risque	265	144
Impôts sur les bénéfices à recevoir	19	39
Stocks	53	90
	860	821
Créances à long terme	-	49
Immobilisations corporelles		
Coût	11 706	11 701
Amortissement cumulé	(4 129)	(4 142)
	7 577	7 559
Actifs disponibles à la vente	60	-
Écart d'acquisition	517	434
Actifs incorporels	304	344
Actifs d'impôts futurs	240	234
Actifs de gestion du risque	208	224
Autres actifs	127	121
Total de l'actif	9 893	9 786
Dette à court terme	1	-
Créditeurs et charges à payer	503	521
Garanties reçues	126	86
Passifs de gestion du risque	35	45
Impôts sur les bénéfices à payer	8	10
Passifs d'impôts futurs	77	45
Dividendes à verser	130	61
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, avec recours	235	7
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, sans recours	20	24
Tranche des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations échéant à moins d'un an	38	32
	1 173	831
Dette à long terme, avec recours	3 450	3 857
Dette à long terme, sans recours	529	554
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	204	250
Passifs disponibles à la vente	3	-
Crédits reportés et autres passifs à long terme	169	147
Passifs d'impôts futurs	630	662
Passifs de gestion du risque	123	78
Participations ne donnant pas le contrôle	435	478
Capitaux propres		
Actions ordinaires	2 211	2 169
Actions privilégiées	293	-
Bénéfices non répartis	533	634
Cumul des autres éléments du résultat étendu	140	126
Total des capitaux propres	3 177	2 929
Total du passif et des capitaux propres	9 893	9 786

1) 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.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉS

(en millions de dollars canadiens)

Non vérifié	Trimestres clos les 31 déc.		Exercices clos les 31 déc.	
	2010	2009	2010	2009
Bénéfice net	63	79	219	181
Autres éléments du résultat étendu				
(Pertes) à la conversion d'actifs nets d'établissements étrangers autonomes	(38)	(51)	(60)	(209)
Gains sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes d'établissements étrangers autonomes, déduction faite des impôts et taxes ¹	23	37	33	140
(Pertes) gains sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ²	(75)	55	164	280
Reclassement des (gains) pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie aux bilans consolidés, déduction faite des impôts et taxes ³	-	(3)	8	(11)
Reclassement des gains sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans le bénéfice net, déduction faite des impôts et taxes ⁴	(46)	(40)	(129)	(135)
Reclassement des gains de change liés à la conversion des comptes d'établissements étrangers autonomes dans le bénéfice net, déduction faite des impôts et taxes ⁵	(2)	-	(2)	-
Autres éléments du résultat étendu	(138)	(2)	14	65
Résultat étendu	(75)	77	233	246

1) Déduction faite de la charge d'impôts respectivement de 4 millions de dollars et 6 millions de dollars pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2010 (charge d'impôts respectivement de 5 millions de dollars et 26 millions de dollars en 2009).

2) Déduction faite du recouvrement d'impôts de 37 millions de dollars et de la charge d'impôts de 87 millions de dollars pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2010 (charge d'impôts respectivement de 24 millions de dollars et 120 millions de dollars en 2009).

3) Déduction faite de la charge d'impôts respectivement de néant et de 3 millions de dollars pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2010 (recouvrement d'impôts respectivement de 1 million de dollars et 4 millions de dollars en 2009).

4) Déduction faite de la charge d'impôts respectivement de 22 millions de dollars et 65 millions de dollars pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre (recouvrement d'impôts respectivement de 17 millions de dollars et 69 millions de dollars en 2009).

5) Déduction faite de la charge d'impôts respectivement de 3 millions de dollars et 3 millions de dollars pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2010.

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

Non vérifié	Trimestres clos les 31 déc.		Exercices clos les 31 déc.	
	2010	2009	2010	2009
Activités d'exploitation				
Bénéfice net	63	79	219	181
Amortissement	128	134	490	493
Gain sur la vente de matériel	(3)	-	(4)	-
Participations ne donnant pas le contrôle	-	11	20	38
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	6	7	21	24
Coûts de mise hors service d'immobilisations réglés	(10)	(8)	(37)	(35)
Impôts futurs	9	21	28	21
(Gain) perte latent(e) découlant des activités de gestion du risque	(49)	3	(47)	2
(Gain) perte de change latent(e)	(5)	4	(5)	(11)
Imputation pour dépréciation d'actifs	89	16	89	16
Autres éléments hors caisse	(3)	(1)	9	-
	225	266	783	729
Variation des soldes hors caisse du fonds de roulement liés à l'exploitation	84	(20)	28	(149)
Flux de trésorerie d'exploitation	309	246	811	580
Activités d'investissement				
Acquisition de Canadian Hydro Developers, Inc., déduction faite de l'encaisse acquise	-	(766)	-	(766)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(197)	(223)	(790)	(904)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	3	2	6	7
Produit de la vente de la participation minoritaire dans Kent Hills	15	-	15	29
Résolution de certaines questions fiscales	17	(41)	29	(41)
Liquidités soumises à restrictions	7	1	-	-
Pertes réalisées sur les instruments financiers	(7)	-	(29)	(16)
(Diminution) augmentation nette des garanties reçues des contreparties	(39)	(18)	47	87
Diminution (augmentation) nette des garanties versées aux contreparties	4	(2)	(2)	7
Règlement des rajustements sur la vente du placement au Mexique	-	-	-	(7)
Divers	-	11	4	6
Flux de trésorerie d'investissement	(197)	(1036)	(720)	(1598)
Activités de financement				
(Diminution) augmentation nette des emprunts en vertu des facilités de crédit	(356)	320	(400)	620
Remboursement de la dette à long terme	(11)	(776)	(31)	(796)
Émission de titres d'emprunt à long terme	-	99	301	119
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(47)	(57)	(216)	(226)
Produit net de l'émission d'actions ordinaires	-	398	1	398
Produit net de l'émission d'actions privilégiées	291	-	291	-
Gains réalisés sur les instruments financiers	11	-	3	-
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales	(18)	(18)	(62)	(58)
Divers	-	1	-	(4)
Flux de trésorerie de financement	(130)	787	(113)	1053
Flux de trésorerie d'exploitation, d'investissement et de financement	(18)	(3)	(22)	35
Incidence de la conversion sur les liquidités en devises	(4)	(1)	(2)	(3)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(22)	(4)	(24)	32
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	80	86	82	50
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	58	82	58	82
Impôts au comptant (recouvrés) payés	(28)	8	(49)	43
Intérêts au comptant payés	57	71	153	149

INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

		31 déc. 2010	31 déc. 2009
Cours de clôture (TSX) (\$)		21,15	23,48
Fourchette des prix des douze derniers mois (TSX) (\$)	Haut	23,98	25,30
	Bas	19,61	18,11
Dette sur le capital investi, y compris la dette sans recours (%)		53,6	56,1
Dette sur le capital investi, excluant la dette sans recours (%)		50,1	52,6
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires (%)		7,9	6,9
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison ^{1,2} (%)		7,7	6,9
Rendement du capital utilisé ¹ (%)		5,5	5,7
Rendement du capital utilisé aux fins de comparaison ^{1,2} (%)		6,1	5,8
Dividendes en espèces par action ¹ (\$)		1,16	1,16
Ratio cours/bénéfice ¹ (multiple)		21,2	26,1
Couverture par les bénéfices ¹ (multiple)		1,8	1,9
Ratio dividende/bénéfice fondé sur le bénéfice net ¹ (%)		146,3	129,8
Ratio dividende/bénéfice fondé sur le bénéfice aux fins de comparaison ^{1,2} (%)		149,1	129,8
Couverture des dividendes ¹ (multiple)		3,8	2,6
Rendement des actions ¹ (%)		5,5	4,9
Flux de trésorerie/dette ¹ (%)		18,3	20,5
Couverture des intérêts par les flux de trésorerie ¹ (multiple)		4,3	4,9

1) Pour les douze 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. Ces ratios représentent des mesures complémentaires utiles pour évaluer le rendement financier, l'efficacité et la liquidité de la société et sont courants dans les rapports des autres sociétés, mais peuvent être définis et appliqués autrement. Pour un rapprochement de la mesure non conforme aux PCGR utilisée dans ce calcul, se reporter à la rubrique «Mesures non conformes aux PCGR» du présent communiqué de presse.

FORMULES DES RATIOS

Dette sur le capital investi = (dette – trésorerie et équivalents de trésorerie) / (dette + participations ne donnant pas le contrôle + capitaux propres – trésorerie et équivalents de trésorerie)

Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires = bénéfice net attribuable aux actions ordinaires ou bénéfice aux fins de comparaison / moyenne des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires, exclusion faite du cumul des autres éléments du résultat étendu

Rendement du capital utilisé = (bénéfice avant participations ne donnant pas le contrôle et impôts sur les bénéfices + intérêts débiteurs nets ou bénéfice aux fins de comparaison avant participations ne donnant pas le 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 / résultat de base par action

Couverture par les bénéfices = (bénéfice net attribuable aux actions ordinaires + impôts sur les bénéfices + intérêts débiteurs nets) / (intérêts sur la dette – intérêts créditeurs)

Ratio dividendes/bénéfice = dividendes sur actions ordinaires / bénéfice net attribuable aux actions ordinaires ou bénéfice aux fins de comparaison

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

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

Flux de trésorerie/dette = flux de trésorerie d'exploitation avant les variations du fonds de roulement / (moyenne de la dette – solde moyen de la trésorerie et des équivalents de trésorerie)

Couverture des intérêts par les flux de trésorerie = (flux de trésorerie d'exploitation avant les variations du fonds de roulement + intérêts débiteurs nets) / (intérêts sur la dette – intérêts créditeurs)

GLOSSAIRE DE TERMES CLÉS

Contrat d'achat d'électricité de l'Alberta (CAÉ) – Arrangement à long terme établi par règlement pour la vente d'électricité provenant d'unités de production auparavant réglementées à des acheteurs aux termes des CAÉ.

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

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

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

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.

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, les hydrofluorocarbures 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 limites ambiantes qu'une unité de production ou une centrale peut soutenir pendant une durée déterminée, moins la capacité utilisée pour répondre à la demande des 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'une unité de production en raison d'une panne imprévue.

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

Valeur à risque (VaR) – Mesure visant à gérer l'exposition du bénéfice aux opérations sur les produits énergétiques.



TransAlta Corporation

Box 1900, Station "M"
110 - 12th Avenue S.W.
Calgary, Alberta, Canada T2P 2M1

Téléphone

403.267.7110

Site Web

www.transalta.com

Compagnie Trust CIBC Mellon

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

Téléphone

Sans frais en Amérique du Nord : 1.800.387.0825
De Toronto ou de l'extérieur de l'Amérique du Nord : 416.643.5500

Télécopieur

416.643.5501

Site Web

www.cibcmellon.com

POUR DE PLUS AMPLES RENSEIGNEMENTS

Médias

Bob Klager
Directeur, Affaires publiques

Téléphone

403.267.7330

Courriel

robert_klager@transalta.com

Investisseurs

Jess Nieukerk
Directeur, Relations avec les investisseurs

Téléphone

1.800.387.3598 au Canada et aux États-Unis, ou 403.267.2520

Télécopieur

403.267.2590

Courriel

investor_relations@transalta.com