

RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs. Ces énoncés sont fondés sur certaines estimations et hypothèses et comportent des risques et des incertitudes. Les résultats réels peuvent différer considérablement de ces énoncés. Voir la rubrique «Énoncés prospectifs» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés de TransAlta Corporation aux 30 septembre 2010 et 2009 et pour les trois mois et les neuf mois terminés à ces dates ainsi qu'avec les états financiers consolidés vérifiés et le rapport de gestion contenus dans notre rapport annuel de 2009. Dans le présent rapport de gestion, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», la «société» et «TransAlta» désignent TransAlta Corporation et ses filiales. Les états financiers consolidés ont été préparés selon les principes comptables généralement reconnus («PCGR») du Canada. Les montants de tous les tableaux du rapport de gestion qui suit sont en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Le présent rapport de gestion est daté du 28 octobre 2010. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta, y compris sa notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Les résultats d'exploitation sont présentés sous la forme de résultats consolidés et par secteur d'activité. Nous comptons deux secteurs d'activité : Production et Opérations sur les produits énergétiques¹. Nos secteurs sont soutenus par un groupe du siège social qui fournit des services financiers, fiscaux et juridiques, des services de trésorerie, des services de réglementation, des services de santé et de sécurité, des services de 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.

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

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

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

| | Trois mois terminés les 30 sept. | | Neuf mois terminés les 30 sept. | |
|--|----------------------------------|--------|---------------------------------|--------|
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Disponibilité (%) | 91,0 | 83,9 | 88,1 | 84,4 |
| Production (GWh) | 12 742 | 11 610 | 35 857 | 33 439 |
| Produits | 700 | 666 | 2 008 | 2 007 |
| Marge brute ¹ | 380 | 380 | 1 137 | 1 107 |
| Bénéfice d'exploitation ¹ | 98 | 120 | 287 | 219 |
| Bénéfice net | 38 | 66 | 156 | 102 |
| Résultat net de base et dilué par action | 0,17 | 0,34 | 0,71 | 0,52 |
| Résultat par action aux fins de comparaison ¹ | 0,17 | 0,34 | 0,57 | 0,49 |
| BAIIA ¹ | 233 | 241 | 664 | 595 |
| Fonds provenant de l'exploitation ¹ | 184 | 178 | 558 | 463 |
| Flux de trésorerie d'exploitation | 230 | 194 | 502 | 334 |
| Flux de trésorerie d'exploitation par action ¹ | 1,05 | 0,98 | 2,28 | 1,69 |
| Flux de trésorerie disponibles (insuffisance) ¹ | 107 | 12 | 74 | (196) |
| Dividendes en espèces déclarés par action | 0,29 | 0,29 | 0,87 | 0,87 |

| | Au 30 sept. 2010 | Au 31 déc. 2009 |
|---|---------------------|--------------------|
| Total de l'actif | 10 095 | 9 775 |
| Total des passifs financiers à long terme | 5 527 | 5 537 |

DISPONIBILITÉ ET PRODUCTION

La disponibilité a augmenté au cours du trimestre terminé le 30 septembre 2010 par rapport à la période correspondante de 2009, par suite surtout de la baisse des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale de Sundance, des interruptions planifiées à nos centrales de Mississauga et de Windsor et de la baisse des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia.

La disponibilité a augmenté au cours des neuf mois terminés le 30 septembre 2010 par rapport à la période correspondante de 2009, surtout du fait de la diminution des interruptions planifiées à la centrale de Keephills, de la baisse des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale de Sundance et du recul des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia, en partie contrebalancées par la hausse des interruptions planifiées à la centrale thermique de Centralia.

La production pour le trimestre terminé le 30 septembre 2010 a grimpé de 1 132 gigawattheures («GWh») par rapport à la période correspondante de 2009, en raison essentiellement d'une baisse d'interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia, d'une diminution des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale de Sundance et d'une augmentation des volumes d'énergie éolienne et hydroélectrique découlant surtout de l'acquisition de Canadian Hydro Developers, Inc. («Canadian Hydro»), contrebalancés en partie par la mise hors service de la centrale de Wabamun.

La production pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2010 a augmenté de 2 418 GWh en regard de la même période de 2009 en raison de l'augmentation des volumes d'énergie éolienne et hydroélectrique, qui s'explique surtout par l'acquisition de Canadian

1) La marge brute, le bénéfice d'exploitation, le résultat par action aux fins de comparaison, le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA»), 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 rapport de gestion 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.

Hydro, le fléchissement de la répartition économique à la centrale thermique de Centralia, 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 de Centralia, en partie contrebalancés par la mise hors service de la centrale de Wabamun, un nombre accru d'interruptions planifiées à la centrale de Centralia et l'expiration du contrat à long terme à Saranac.

BÉNÉFICE NET

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation du bénéfice net pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2010 sont présentés ci-après :

| | Trois mois terminés les 30 sept. | Neuf mois terminés les 30 sept. |
|---|-------------------------------------|------------------------------------|
| Bénéfice net de 2009 | 66 | 102 |
| Augmentation des marges brutes du secteur Production | 4 | 50 |
| Diminution des marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques | (4) | (20) |
| (Augmentation) diminution des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration | (5) | 44 |
| Augmentation de la dotation aux amortissements | (15) | (2) |
| Augmentation des intérêts débiteurs nets | (13) | (28) |
| (Augmentation) diminution des participations sans contrôle | (5) | 7 |
| Diminution de la charge d'impôts / augmentation du recouvrement d'impôts | 12 | 15 |
| Divers | (2) | (12) |
| Bénéfice net de 2010 | 38 | 156 |

Les marges brutes du secteur Production ont progressé au cours du trimestre terminé le 30 septembre 2010 en regard du trimestre correspondant de 2009, en raison de l'augmentation des volumes d'énergie éolienne et hydroélectrique attribuable à 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 non planifiées à la centrale de Centralia. Ces éléments ont été partiellement neutralisés par la mise hors service de la centrale de Wabamun, les prix défavorables et les taux de change défavorables.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2010, les marges brutes du secteur Production ont augmenté en raison de l'accroissement des volumes d'énergie éolienne et hydroélectrique attribuable à l'acquisition de Canadian Hydro, de la diminution des interruptions planifiées à la centrale de Keephills et de la baisse des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale de Sundance, le tout en partie contrebalancé par l'expiration du contrat à long terme à Saranac, les taux de change défavorables, la mise hors service de la centrale de Wabamun et les prix défavorables.

Les marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2010 ont diminué par rapport à la période correspondante de l'exercice 2009, surtout du fait de la baisse des marges découlant des stratégies dans la région de l'est et du resserrement des marges géographiques et intersaisonnières dans la région de l'ouest.

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour le trimestre terminé le 30 septembre 2010 ont augmenté comparativement à ceux de la période correspondante de 2009, surtout à cause de l'acquisition de Canadian Hydro. Cette augmentation a été en partie neutralisée par les économies de coût visées.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2010, les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration ont baissé en raison d'une diminution des interruptions planifiées, des taux de change favorables et des économies de coût visées, le tout en partie contrebalancé par l'acquisition de Canadian Hydro.

Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2010, la dotation aux amortissements a grimpé comparativement à la période correspondante de 2009, en raison surtout de l'acquisition de Canadian Hydro.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2010, la dotation aux amortissements a été comparable à celle de la période correspondante de 2009 en raison d'une augmentation des actifs attribuable principalement à l'acquisition de Canadian Hydro, laquelle a été neutralisée par une modification des durées de vie utile estimatives de certaines centrales alimentées au charbon et de certains actifs miniers de charbon, une réduction de l'estimation des coûts associés à la mise hors service de la centrale de Wabamun, une diminution de l'amortissement à Saranac par suite de l'expiration de son contrat à long terme, et des taux de change favorables.

Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2010, les intérêts débiteurs nets ont grimpé comparativement à la période correspondante de 2009, en raison surtout de la hausse de la dette, en partie contrebalancée par des taux d'intérêt plus bas et la montée des intérêts capitalisés.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2010, les intérêts débiteurs nets ont augmenté en raison d'une hausse de la dette, compensée en partie par des intérêts créditeurs liés à la résolution de certaines questions fiscales en suspens, des taux de change favorables, une augmentation des intérêts capitalisés et des taux d'intérêt plus bas.

Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2010, les participations sans contrôle ont augmenté comparativement à la même période en 2009 en raison d'une hausse du bénéfice de TransAlta Cogeneration, L.P. («TA Cogen»).

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2010, les participations sans contrôle ont diminué principalement en raison de la baisse du bénéfice découlant de l'expiration du contrat à long terme à Saranac, en partie contrebalancée par une hausse des bénéfices de TA Cogen.

Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2010, la charge d'impôts a diminué comparativement à la même période en 2009 par suite d'une baisse du bénéfice avant impôts et taxes.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2010, le recouvrement d'impôts a augmenté en raison du recouvrement lié à la résolution de certaines questions fiscales en suspens au deuxième trimestre de 2010, contrebalancé en partie par un bénéfice avant impôts et taxes plus élevé.

FLUX DE TRÉSORERIE

Les flux de trésorerie d'exploitation pour le trimestre terminé le 30 septembre 2010 ont augmenté de 36 millions de dollars en regard de la même période en 2009, en raison surtout des variations favorables du fonds de roulement liées au calendrier de réception de certains recouvrements d'impôts et des mouvements de stocks favorables.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2010, les flux de trésorerie d'exploitation ont progressé de 168 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2009 par suite d'une hausse du bénéfice au comptant et des variations favorables du fonds de roulement liées à des mouvements de stocks favorables et au calendrier de réception de certains recouvrements d'impôts connexes.

Les flux de trésorerie disponibles pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2010 ont progressé respectivement de 95 millions de dollars et 270 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2009, par suite d'une hausse du bénéfice au comptant et d'une baisse des dépenses en immobilisations de maintien.

ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS

Trois mois terminés le 30 septembre 2010

Hausse de la capacité nominale de l'unité 3 de la centrale de Sundance

Le 13 septembre 2010, nous avons obtenu du conseil d'administration l'autorisation d'accroître de 15 mégawatts («MW») la capacité nominale de l'unité 3 de notre centrale de Sundance («unité 3»). Le total du coût en capital du projet est estimé à 27 millions de dollars, le démarrage des activités commerciales étant prévu au cours du quatrième trimestre de 2012.

Neuf mois terminés le 30 septembre 2010

Résolution de questions fiscales

Au cours du deuxième trimestre, nous avons comptabilisé un recouvrement d'impôts de 30 millions de dollars lié à la résolution de certaines questions fiscales en suspens. Les intérêts débiteurs ont également diminué de 14 millions de dollars en raison des recouvrements d'intérêts connexes. Un montant de 30 millions de dollars provenant de la résolution de ces questions fiscales a été reçu au cours du troisième trimestre, et le solde devrait être reçu avant la fin de l'exercice.

Projet Pioneer

Le 28 juin 2010, nous avons annoncé que Enbridge Inc. participera officiellement au développement du projet Pioneer, premier projet canadien totalement intégré de captage et de stockage du carbone («CSC»), nécessitant la réhabilitation d'une centrale alimentée au charbon.

Chef de la direction des finances

Le 18 juin 2010, nous avons annoncé la nomination de Brett Gellner au poste de chef de la direction des finances. Il succède à Brian Burden, qui a décidé de prendre sa retraite. M. Burden a aidé M. Gellner dans le cadre de cette transition jusqu'au 30 septembre 2010.

Interruption des activités de l'unité 3 de la centrale de Sundance

Le 7 juin 2010, nous avons annoncé une interruption des activités à l'unité 3 en raison de la défaillance mécanique de composantes de production critiques. La capacité prévue de l'unité 3 a donc été réduite, puis est revenue à ce niveau le 23 juin 2010. L'unité continue de fonctionner à ce niveau réduit, et rien ne garantit qu'elle retournera à un niveau d'exploitation normal avant l'achèvement d'importants travaux d'entretien prévus vers le milieu de 2012. Par suite de l'interruption des activités et de la baisse de la capacité nominale qui a suivi, la production a régressé de 420 GWh pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2010. La production pour tout l'exercice devrait diminuer d'environ 480 GWh.

Compte tenu de cet événement, nous avons donné avis d'un événement à faible probabilité et à incidence élevée et avons demandé une exemption en cas de force majeure en vertu du contrat d'achat d'électricité («CAÉ»). Au cours du deuxième trimestre, nous avons constaté une charge après impôts et taxes de 13 millions de dollars, soit 50 % des pénalités jusqu'au 30 juin 2010, montant de pénalités que nous sommes tenus de payer aux acheteurs du CAÉ en attendant que cette question soit résolue. Aucune autre pénalité n'a été encourue au cours du troisième trimestre.

Le 20 octobre 2010, le Balancing Pool a confirmé qu'il était d'accord avec le fait que la défaillance mécanique répondait aux critères d'un événement à faible probabilité et à incidence élevée en vertu du CAÉ. Bien que cette décision ne constitue pas une détermination d'un cas de force majeure, ni une résolution définitive du litige, la direction estime qu'elle renforce notre position en ce qui concerne notre protection financière à l'égard de l'événement.

Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions

Le 29 avril 2010, conformément aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions, le conseil d'administration a approuvé l'émission d'actions non émises à un escompte de 3 % du cours moyen pondéré des actions négociées à la Bourse de Toronto au cours des cinq derniers jours précédant la date de paiement des dividendes. Aux termes de notre régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions, les participants admissibles peuvent acheter des actions ordinaires additionnelles en réinvestissant des dividendes ou en faisant une contribution additionnelle allant jusqu'à 5 000 \$ par trimestre. La société se réserve le droit de modifier l'escompte ou le rendement pour acheter des actions sur le marché libre en tout temps.

Protocole d'entente à l'égard de la centrale thermique de Centralia

Le 26 avril 2010, nous avons annoncé la signature d'un protocole d'entente avec l'État de Washington dans le but d'amorcer les pourparlers visant l'élaboration d'une entente de réduction importante des émissions de gaz à effet de serre («GES») de la centrale thermique de Centralia et la fourniture d'une capacité de remplacement d'ici 2025. Le protocole d'entente reconnaît également le besoin de protéger la valeur que la centrale thermique de Centralia procure à nos actionnaires. Des renseignements supplémentaires sur les résultats de ces pourparlers seront communiqués dès qu'ils seront connus.

Mise hors service de la centrale de Wabamun

Le 31 mars 2010, nous avons entièrement mis hors service toutes les unités de la centrale de Wabamun dans le cadre de la fermeture annoncée antérieurement. Au cours des prochains exercices, nous procéderons aux travaux de restauration et de remise en état de la centrale de Wabamun, travaux qui ont été autorisés par le gouvernement de l'Alberta. À la suite de notre examen du calendrier et des coûts détaillés des activités de mise hors service et de remise en état, l'obligation liée à la mise hors service de la centrale de Wabamun a été réduite de 14 millions de dollars au cours du trimestre, et une contrepassation a été comptabilisée à titre de recouvrement dans l'amortissement.

Placement de billets de premier rang

Le 12 mars 2010, nous avons conclu un placement de billets de premier rang de 300 millions de dollars américains venant à échéance en 2040 et portant intérêt au taux de 6,50 %. Le produit net du placement a servi au remboursement des emprunts au titre des facilités de crédit existantes et à des fins générales.

Summerview 2

Le 23 février 2010, notre parc éolien de 66 MW de Summerview 2 a commencé ses activités commerciales selon le budget et en avance. Le coût total du projet est de 118 millions de dollars.

Expansion de Kent Hills

Le 11 janvier 2010, nous avons annoncé la conclusion d'un contrat de 25 ans avec la Corporation de distribution et service à la clientèle d'Énergie Nouveau-Brunswick portant sur la fourniture de 54 MW additionnels d'énergie éolienne. En vertu de l'entente, nous agrandirons notre parc éolien de Kent Hills pour faire passer la capacité actuelle de 96 MW à un total de 150 MW. Le total du

coût en capital du projet est estimé à 100 millions de dollars, le démarrage des activités commerciales étant prévu pour la fin de 2010. Natural Forces, qui détient actuellement une participation de 17 % dans le parc éolien existant de Kent Hills, aura l'option d'acquérir une participation maximale de 17 % dans les nouvelles installations une fois les travaux terminés.

Modification de la durée de vie utile et économique

En 2010, la direction a commencé un examen exhaustif de la durée de vie utile estimative de la totalité des centrales alimentées au charbon et des actifs miniers de charbon compte tenu, entre autres, du programme d'entretien de TransAlta pendant le cycle de vie économique, de l'état existant des actifs, des progrès réalisés au titre des technologies de captage du carbone et d'autres technologies, ainsi que d'autres facteurs liés au marché.

La direction a effectué l'examen de ses centrales alimentées au charbon et de ses actifs miniers de charbon et a mis à jour la durée de vie utile estimative de ces actifs pour tenir compte de leur durée de vie économique actuellement prévue. Ainsi, l'amortissement a été réduit respectivement de 7 millions de dollars et 19 millions de dollars pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2010 par rapport aux périodes correspondantes de 2009. L'incidence avant impôts et taxes estimative annuelle de cette modification s'élève à 29 millions de dollars et se reflétera dans la dotation aux amortissements et le coût des ventes.

Il sera tenu compte de tout autre rajustement découlant de l'examen des autres centrales au cours des périodes ultérieures.

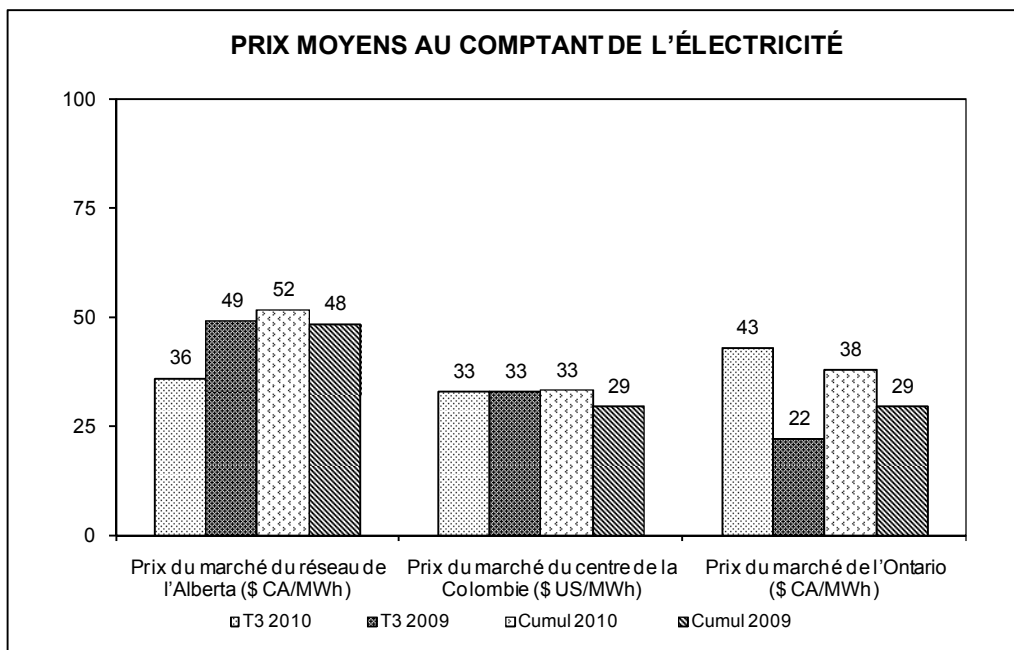
CONTEXTE D'AFFAIRES

Nous exerçons nos activités dans plusieurs contextes d'affaires afin de produire de l'électricité, de trouver des acheteurs pour l'énergie que nous produisons et d'assurer le transport de cette énergie. Les principaux marchés au sein desquels nous exerçons nos activités sont l'ouest du Canada, la région du nord-ouest du Pacifique et l'est du Canada. Pour une description plus détaillée des régions où nous évoluons ainsi que de l'incidence des prix de l'électricité et du gaz naturel sur nos résultats financiers, se reporter à notre rapport annuel de 2009.

Prix de l'électricité

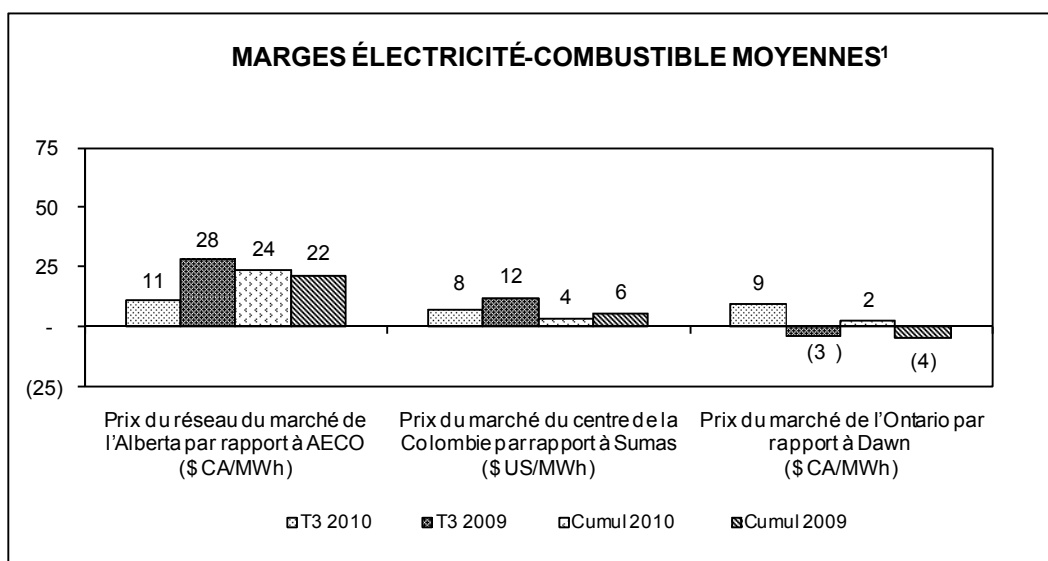
Veillez vous reporter à la rubrique «Contexte d'affaires» du rapport annuel de 2009 pour une analyse détaillée du marché au comptant de l'électricité et de l'incidence des prix de l'électricité sur nos activités et notre stratégie de couverture du risque lié aux variations de ces prix.

Les prix moyens au comptant de l'électricité et les marges électricité-combustible moyennes pour les trois mois et les neuf mois terminés les 30 septembre 2010 et 2009 sur nos trois principaux marchés sont présentés dans les graphiques suivants.



Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2010, les prix moyens au comptant en Alberta ont diminué en raison de l'accroissement des niveaux de l'offre attribuable à une plus grande disponibilité de l'unité. Les prix ont augmenté en Alberta pendant les neuf mois terminés le 30 septembre 2010 du fait d'une baisse de l'offre disponible au cours du premier semestre de l'exercice, en partie compensée par une hausse de la disponibilité au cours du troisième trimestre. Pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2010, les prix dans la région du nord-ouest du Pacifique sont restés stables ou ont légèrement grimpé par suite de l'augmentation des prix du gaz naturel. Les prix en Ontario ont été plus élevés du fait d'un accroissement de la demande en raison de températures supérieures à la moyenne.

Au cours du troisième trimestre de 2010, les prix de 95 % de notre portefeuille consolidé en électricité étaient sous contrat au moyen de CAÉ et d'autres contrats à long terme, ce qui historiquement a assuré la stabilité du bénéfice. Nous avons également conclu des contrats à court terme sur instruments financiers et des contrats prévoyant la livraison 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 mégawattheure («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.

Les marges électricité-combustible moyennes ont diminué en Alberta en raison de la baisse des prix de l'électricité pour le trimestre terminé le 30 septembre 2010, tandis que les marges électricité-combustible ont augmenté du fait de la hausse des prix de l'électricité pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2010. Pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2010, les marges électricité-combustible ont reculé dans la région du nord-ouest du Pacifique, les prix du gaz ayant plus augmenté que les prix de l'électricité. En Ontario, la hausse des marges électricité-combustible a découlé de l'accroissement plus important des prix de l'électricité en comparaison de celui des prix du gaz.

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 premier trimestre de 2010, l'exploitation commerciale a démarré à Summerview 2, projet d'expansion de 66 MW de notre parc éolien de Summerview dans le sud de l'Alberta. Le 31 mars 2010, nous avons mis hors service notre centrale de Wabamun de 279 MW. Au 30 septembre 2010, le secteur Production affichait une capacité de production brute¹ en exploitation de 8 986 MW (participation nette de 8 562 MW) et une capacité de production nette de 427 MW 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 annuel de 2009.

Les résultats du secteur Production sont comme suit :

| Trois mois terminés les 30 septembre | 2010 | | 2009 | |
|--|--------|------------------|--------|------------------|
| | Total | Par MWh installé | Total | Par MWh installé |
| Produits | 697 | 35,13 | 659 | 35,59 |
| Combustible et achats d'électricité | 320 | 16,13 | 286 | 15,45 |
| Marge brute | 377 | 19,00 | 373 | 20,14 |
| Exploitation, entretien et administration | 131 | 6,60 | 116 | 6,27 |
| Amortissement | 121 | 6,10 | 106 | 5,72 |
| Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices | 7 | 0,35 | 5 | 0,27 |
| Répartition des coûts intersectoriels | 1 | 0,05 | 8 | 0,43 |
| Charges d'exploitation | 260 | 13,10 | 235 | 12,69 |
| Bénéfice d'exploitation | 117 | 5,90 | 138 | 7,45 |
| Capacité installée (GWh) | 19 842 | | 18 516 | |
| Production (GWh) | 12 742 | | 11 610 | |
| Disponibilité (%) | 91,0 | | 83,9 | |

| Neuf mois terminés les 30 septembre | 2010 | | 2009 | |
|--|--------|------------------|--------|------------------|
| | Total | Par MWh installé | Total | Par MWh installé |
| Produits | 1 991 | 33,47 | 1 970 | 35,86 |
| Combustible et achats d'électricité | 871 | 14,64 | 900 | 16,38 |
| Marge brute | 1 120 | 18,83 | 1 070 | 19,48 |
| Exploitation, entretien et administration | 419 | 7,04 | 434 | 7,90 |
| Amortissement | 333 | 5,60 | 330 | 6,01 |
| Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices | 21 | 0,35 | 17 | 0,31 |
| Répartition des coûts intersectoriels | 4 | 0,07 | 24 | 0,44 |
| Charges d'exploitation | 777 | 13,06 | 805 | 14,66 |
| Bénéfice d'exploitation | 343 | 5,77 | 265 | 4,82 |
| Capacité installée (GWh) | 59 478 | | 54 938 | |
| Production (GWh) | 35 857 | | 33 439 | |
| Disponibilité (%) | 88,1 | | 84,4 | |

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

Production et marges brutes

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

| Trois mois terminés le 30 sept. 2010 | Production (GWh) | Installé (GWh) | Produits | Combustible et achats d'électricité | Marge brute | Produits par MWh installé | Combustible et achats d'électricité par MWh installé | Marge brute par MWh installé |
|--------------------------------------|------------------|----------------|------------|-------------------------------------|-------------|---------------------------|--|------------------------------|
| Charbon | 6 183 | 7 744 | 209 | 91 | 118 | 26,99 | 11,75 | 15,24 |
| Gaz | 902 | 1 240 | 52 | 14 | 38 | 41,94 | 11,29 | 30,65 |
| Énergies renouvelables | 627 | 2 751 | 22 | 3 | 19 | 8,00 | 1,09 | 6,91 |
| Total – Ouest du Canada | 7 712 | 11 735 | 283 | 108 | 175 | 24,12 | 9,21 | 14,91 |
| Gaz | 1 110 | 1 656 | 109 | 63 | 46 | 65,82 | 38,04 | 27,78 |
| Énergies renouvelables | 272 | 1 340 | 26 | 2 | 24 | 19,40 | 1,49 | 17,90 |
| Total – Est du Canada | 1 382 | 2 996 | 135 | 65 | 70 | 45,06 | 21,70 | 23,36 |
| Charbon | 2 626 | 3 038 | 197 | 127 | 70 | 64,85 | 41,80 | 23,05 |
| Gaz | 678 | 1 698 | 42 | 19 | 23 | 24,73 | 11,19 | 13,54 |
| Énergies renouvelables | 344 | 375 | 40 | 1 | 39 | 106,67 | 2,67 | 104,00 |
| Total – International | 3 648 | 5 111 | 279 | 147 | 132 | 54,59 | 28,76 | 25,83 |
| | 12 742 | 19 842 | 697 | 320 | 377 | 35,13 | 16,13 | 19,00 |

| Trois mois terminés le 30 sept. 2009 | Production (GWh) | Installé (GWh) | Produits | Combustible et achats d'électricité | Marge brute | Produits par MWh installé | Combustible et achats d'électricité par MWh installé | Marge brute par MWh installé |
|--------------------------------------|------------------|----------------|------------|-------------------------------------|-------------|---------------------------|--|------------------------------|
| Charbon | 6 002 | 8 249 | 223 | 89 | 134 | 27,03 | 10,79 | 16,24 |
| Gaz | 943 | 1 186 | 48 | 16 | 32 | 40,47 | 13,49 | 26,98 |
| Énergies renouvelables | 366 | 2 103 | 24 | 1 | 23 | 11,41 | 0,48 | 10,93 |
| Total – Ouest du Canada | 7 311 | 11 538 | 295 | 106 | 189 | 25,57 | 9,19 | 16,38 |
| Gaz | 782 | 1 656 | 80 | 44 | 36 | 48,31 | 26,57 | 21,74 |
| Énergies renouvelables | 36 | 212 | 3 | - | 3 | 14,15 | - | 14,15 |
| Total – Est du Canada | 818 | 1 868 | 83 | 44 | 39 | 44,43 | 23,55 | 20,88 |
| Charbon | 2 250 | 3 038 | 192 | 114 | 78 | 63,20 | 37,52 | 25,68 |
| Gaz | 868 | 1 698 | 50 | 21 | 29 | 29,45 | 12,37 | 17,08 |
| Énergies renouvelables | 363 | 374 | 39 | 1 | 38 | 104,28 | 2,67 | 101,61 |
| Total – International | 3 481 | 5 110 | 281 | 136 | 145 | 54,99 | 26,61 | 28,38 |
| | 11 610 | 18 516 | 659 | 286 | 373 | 35,59 | 15,45 | 20,14 |

| Neuf mois terminés le 30 sept. 2010 | Production (GWh) | Installé (GWh) | Produits | Combustible et achats d'électricité | Marge brute | Produits par MWh installé | Combustible et achats d'électricité par MWh installé | Marge brute par MWh installé |
|-------------------------------------|------------------|----------------|--------------|-------------------------------------|--------------|---------------------------|--|------------------------------|
| Charbon | 18 607 | 23 581 | 592 | 238 | 354 | 25,10 | 10,09 | 15,01 |
| Gaz | 2 963 | 3 626 | 169 | 57 | 112 | 46,61 | 15,72 | 30,89 |
| Énergies renouvelables | 1 801 | 8 216 | 97 | 7 | 90 | 11,81 | 0,85 | 10,96 |
| Total – Ouest du Canada | 23 371 | 35 423 | 858 | 302 | 556 | 24,22 | 8,52 | 15,70 |
| Gaz | 2 870 | 4 914 | 324 | 183 | 141 | 65,93 | 37,24 | 28,69 |
| Énergies renouvelables | 906 | 3 976 | 86 | 5 | 81 | 21,63 | 1,26 | 20,37 |
| Total – Est du Canada | 3 776 | 8 890 | 410 | 188 | 222 | 46,12 | 21,15 | 24,97 |
| Charbon | 6 151 | 9 015 | 525 | 334 | 191 | 58,24 | 37,05 | 21,19 |
| Gaz | 1 613 | 5 038 | 107 | 43 | 64 | 21,24 | 8,54 | 12,70 |
| Énergies renouvelables | 946 | 1 112 | 91 | 4 | 87 | 81,83 | 3,60 | 78,23 |
| Total – International | 8 710 | 15 165 | 723 | 381 | 342 | 47,68 | 25,13 | 22,55 |
| | 35 857 | 59 478 | 1 991 | 871 | 1 120 | 33,47 | 14,64 | 18,83 |

| Neuf mois terminés le 30 sept. 2009 | Production (GWh) | Installé (GWh) | Produits | Combustible et achats d'électricité | Marge brute | Produits par MWh installé | Combustible et achats d'électricité par MWh installé | Marge brute par MWh installé |
|-------------------------------------|------------------|----------------|--------------|-------------------------------------|--------------|---------------------------|--|------------------------------|
| Charbon | 17 946 | 24 473 | 597 | 253 | 344 | 24,39 | 10,34 | 14,05 |
| Gaz | 2 983 | 3 517 | 161 | 58 | 103 | 45,78 | 16,49 | 29,29 |
| Énergies renouvelables | 1 298 | 6 240 | 83 | 5 | 78 | 13,30 | 0,80 | 12,50 |
| Total – Ouest du Canada | 22 227 | 34 230 | 841 | 316 | 525 | 24,57 | 9,23 | 15,34 |
| Gaz | 2 551 | 4 914 | 282 | 171 | 111 | 57,39 | 34,80 | 22,59 |
| Énergies renouvelables | 150 | 629 | 12 | - | 12 | 19,08 | - | 19,08 |
| Total – Est du Canada | 2 701 | 5 543 | 294 | 171 | 123 | 53,04 | 30,85 | 22,19 |
| Charbon | 5 278 | 9 015 | 550 | 335 | 215 | 61,01 | 37,16 | 23,85 |
| Gaz | 2 218 | 5 038 | 179 | 66 | 113 | 35,53 | 13,10 | 22,43 |
| Énergies renouvelables | 1 015 | 1 112 | 106 | 12 | 94 | 95,32 | 10,79 | 84,53 |
| Total – International | 8 511 | 15 165 | 835 | 413 | 422 | 55,06 | 27,23 | 27,83 |
| | 33 439 | 54 938 | 1 970 | 900 | 1 070 | 35,86 | 16,38 | 19,48 |

Ouest du Canada

Nos actifs situés dans l'ouest du Canada comprennent des centrales alimentées au charbon, au gaz naturel et à la biomasse, des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens. Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels» du rapport annuel de 2009 pour de plus amples renseignements sur nos activités dans l'ouest.

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la production pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2010 sont présentés ci-après :

| | Trois mois terminés les 30 sept. (GWh) | Neuf mois terminés les 30 sept. (GWh) |
|--|--|---|
| Production de 2009 | 7 311 | 22 227 |
| Baisse des interruptions planifiées à la centrale de Keephills | - | 865 |
| Hausse des volumes marchands attribuable à l'accroissement de la capacité nominale de l'unité 5 de la centrale de Sundance | 117 | 347 |
| Hausse des volumes d'énergie éolienne attribuable principalement à l'acquisition de Canadian Hydro | 124 | 300 |
| Baisse des interruptions planifiées à la centrale de Sundance | 209 | 270 |
| Baisse des interruptions non planifiées à la centrale de Sundance | 317 | 235 |
| Hausse des volumes d'hydroélectricité attribuable principalement à l'acquisition de Canadian Hydro | 137 | 202 |
| Hausse de la demande de la clientèle des CAÉ | 104 | 53 |
| Mise hors service de la centrale de Wabamun | (516) | (973) |
| Baisse de la production des centrales alimentées au gaz naturel | (71) | (115) |
| Diminution (augmentation) des interruptions non planifiées à la centrale de Sheerness | 9 | (60) |
| Divers | (29) | 20 |
| Production de 2010 | 7 712 | 23 371 |

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la marge brute pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2010 sont présentés ci-après :

| | Trois mois terminés les 30 sept. | Neuf mois terminés les 30 sept. |
|--|-------------------------------------|------------------------------------|
| Marge brute de 2009 | 189 | 525 |
| Baisse des interruptions planifiées à la centrale de Keephills | - | 36 |
| Baisse des interruptions planifiées à la centrale de Sundance | 7 | 17 |
| Hausse des volumes d'énergie éolienne attribuable principalement à l'acquisition de Canadian Hydro | 3 | 14 |
| Hausse des volumes d'hydroélectricité attribuable principalement à l'acquisition de Canadian Hydro | 7 | 13 |
| Hausse des volumes marchands attribuable à l'accroissement de la capacité nominale de l'unité 5 de la centrale de Sundance | 4 | 11 |
| Baisse des interruptions non planifiées à la centrale de Sundance | 9 | 8 |
| Prix défavorables | (23) | (40) |
| Mise hors service de la centrale de Wabamun | (20) | (26) |
| Hausse des interruptions non planifiées à la centrale de Sheerness | - | (5) |
| Divers | (1) | 3 |
| Marge brute de 2010 | 175 | 556 |

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 annuel de 2009 pour de plus amples renseignements sur nos activités dans l'est.

La production pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2010 a augmenté respectivement de 564 GWh et 1 075 GWh, en raison surtout de la hausse des volumes d'énergie éolienne attribuable à l'acquisition de Canadian Hydro et aux conditions du marché à Sarnia.

Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2010, la marge brute a progressé de 31 millions de dollars, en raison surtout de l'augmentation des volumes d'énergie éolienne attribuable à l'acquisition de Canadian Hydro.

La marge brute a grimpé de 99 millions de dollars pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2010 en raison de la hausse des volumes d'énergie éolienne par suite de l'acquisition de Canadian Hydro et de la nouvelle entente conclue avec l'Office de l'énergie de l'Ontario pour notre centrale de cogénération de Sarnia, qui est entrée en vigueur au troisième trimestre de 2009.

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 annuel de 2009 pour de plus amples renseignements sur nos activités du secteur International.

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la production pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2010 sont présentés ci-après :

| | Trois mois terminés les 30 sept. (GWh) | Neuf mois terminés les 30 sept. (GWh) |
|--|--|---|
| Production de 2009 | 3 481 | 8 511 |
| Répartition économique à la centrale thermique de Centralia | (108) | 870 |
| Baisse des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia | 592 | 414 |
| Hausse des interruptions planifiées à la centrale thermique de Centralia | (107) | (410) |
| Expiration du contrat à long terme à Saranac | - | (357) |
| Baisse de la production des centrales alimentées au gaz naturel | (200) | (211) |
| Baisse de la production des centrales géothermiques | - | (93) |
| Divers | (10) | (14) |
| Production de 2010 | 3 648 | 8 710 |

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la marge brute pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2010 sont présentés ci-après :

| | Trois mois terminés les 30 sept. | Neuf mois terminés les 30 sept. |
|---|-------------------------------------|------------------------------------|
| Marge brute de 2009 | 145 | 422 |
| Expiration du contrat à long terme à Saranac | - | (42) |
| Taux de change défavorables | (6) | (35) |
| Baisse de la production des centrales alimentées au gaz naturel | (6) | (6) |
| Fluctuations de l'évaluation à la valeur de marché | (2) | (5) |
| Répartition économique à la centrale thermique de Centralia | - | (5) |
| Hausse des coûts du charbon | (2) | (2) |
| Prix favorables | 1 | 17 |
| Baisse des interruptions à la centrale thermique de Centralia | 8 | 5 |
| Divers | (6) | (7) |
| Marge brute de 2010 | 132 | 342 |

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 donne lieu à une diminution correspondante de 13 millions de dollars de la dotation aux amortissements pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2010. De plus, comme une partie de la centrale est détenue par un tiers, le bénéfice attribuable aux participations sans 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 les neuf mois terminés le 30 septembre 2010.

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

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour le trimestre terminé le 30 septembre 2010 se sont accrus par rapport à la période correspondante de 2009 surtout en raison de l'acquisition de Canadian Hydro et des coûts précédemment assumés par le secteur Opérations sur les produits énergétiques et recouverts au moyen des coûts intersectoriels directement imputés au secteur Production en 2010, le tout en partie compensé par les économies de coût visées.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 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 coût visées, en partie neutralisés par l'acquisition de Canadian Hydro et les coûts précédemment assumés par le secteur Opérations sur les produits énergétiques et recouverts au moyen des coûts intersectoriels directement imputés au secteur Production en 2010.

Dotation aux amortissements

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la dotation aux amortissements pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2010 sont présentés ci-après :

| | Trois mois terminés les 30 sept. | Neuf mois terminés les 30 sept. |
|---|-------------------------------------|------------------------------------|
| Dotation aux amortissements de 2009 | 106 | 330 |
| Augmentation des actifs attribuable surtout à l'acquisition de Canadian Hydro | 16 | 52 |
| Mises hors service | 7 | 7 |
| Variation de la durée de vie utile | (7) | (19) |
| Réduction des coûts de mise hors service à la centrale de Wabamun | - | (14) |
| Expiration du contrat à long terme à Saranac | - | (13) |
| Taux de change favorables | (2) | (12) |
| Divers | 1 | 2 |
| Dotation aux amortissements de 2010 | 121 | 333 |

OPÉRATIONS SUR LES PRODUITS ÉNERGÉTIQUES : *Ce secteur tire ses produits et son bénéfice du commerce de gros de l'électricité et de la négociation de contrats sur produits de base et d'instruments dérivés liés à l'électricité et à d'autres types d'énergie. L'atteinte d'une marge brute positive tout en demeurant dans les limites de la valeur à risque («VaR») est une mesure clé des activités du secteur Opérations sur les produits énergétiques.*

Le secteur Opérations sur les produits énergétiques est responsable de la gestion de certaines activités commerciales liées à nos actifs de production existants. Ce secteur gère aussi la capacité de production marchande 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, de charbon et de capacité de transport. 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» du rapport annuel de 2009.

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

| | Trois mois terminés les 30 sept. | | Neuf mois terminés les 30 sept. | |
|---|----------------------------------|------|---------------------------------|------|
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Marge brute | 3 | 7 | 17 | 37 |
| Exploitation, entretien et administration | 4 | 9 | 12 | 25 |
| Amortissement | - | 1 | 1 | 2 |
| Recouvrement des coûts intersectoriels | (1) | (8) | (4) | (24) |
| Charges d'exploitation | 3 | 2 | 9 | 3 |
| Bénéfice d'exploitation | - | 5 | 8 | 34 |

Pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2010, la marge brute a reculé par rapport aux périodes correspondantes de 2009 en raison surtout de la diminution des marges découlant des stratégies dans la région de l'est et du resserrement des marges géographiques et intersaisonniers dans la région de l'ouest.

Pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2010, les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration et les coûts 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 coûts intersectoriels imputés directement au secteur Production en 2010.

INTÉRÊTS DÉBITEURS NETS

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

| | Trois mois terminés les 30 sept. | | Neuf mois terminés les 30 sept. | |
|---|----------------------------------|-----------|---------------------------------|------------|
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Intérêts sur la dette | 63 | 46 | 181 | 132 |
| Intérêts créditeurs provenant de la résolution de certaines questions fiscales en suspens | - | - | (14) | - |
| Intérêt capitalisé | (13) | (10) | (35) | (27) |
| Intérêts créditeurs | (1) | (3) | (2) | (6) |
| Divers | - | 3 | - | 3 |
| Intérêts débiteurs nets | 49 | 36 | 130 | 102 |

La variation des intérêts débiteurs nets pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2010 par rapport aux périodes correspondantes de 2009 est illustrée ci-dessous :

| | Trois mois terminés les 30 sept. | Neuf mois terminés les 30 sept. |
|---|----------------------------------|---------------------------------|
| Intérêts débiteurs nets de 2009 | 36 | 102 |
| Hausse de la dette | 20 | 65 |
| Intérêts créditeurs provenant de la résolution de certaines questions fiscales en suspens | - | (14) |
| Taux de change favorables | (2) | (10) |
| Hausse de l'intérêt capitalisé | (3) | (8) |
| Baisse des taux d'intérêt | (4) | (9) |
| Baisse des intérêts créditeurs | 2 | 4 |
| Intérêts débiteurs nets de 2010 | 49 | 130 |

AUTRES PRODUITS

Au cours du premier trimestre de 2009, nous avons réglé un différend commercial en suspens lié au placement que nous détenions auparavant au Mexique et constaté un gain avant impôts et taxes de 7 millions de dollars. Au cours du deuxième trimestre de 2009, 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.

PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

Le bénéfice attribuable aux participations sans contrôle pour le trimestre terminé le 30 septembre 2010 a progressé de 5 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2009 en raison de l'accroissement du bénéfice de TA Cogen.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2010, le bénéfice attribuable aux participations sans contrôle a reculé de 7 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 Saranac, en partie compensée par la hausse du bénéfice de TA Cogen.

IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Le tableau qui suit présente un rapprochement des impôts sur les bénéfices et des taux d'imposition effectifs sur le bénéfice avant impôts sur les bénéfices aux fins de comparaison :

| | Trois mois terminés les 30 sept. | | Neuf mois terminés les 30 sept. | |
|---|-------------------------------------|-----------|------------------------------------|-----------|
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Bénéfice avant impôts sur les bénéfices | 42 | 82 | 141 | 102 |
| Règlement d'un différend commercial | - | - | - | (7) |
| Variation de la durée de vie de composantes à Centralia | - | - | - | 2 |
| Bénéfice¹ avant impôts sur les bénéfices aux fins de comparaison | 42 | 82 | 141 | 97 |
| Charge (recouvrement) d'impôts | 4 | 16 | (15) | - |
| Recouvrement d'impôts lié à la résolution de certaines questions fiscales en suspens | - | - | 30 | - |
| Charge d'impôts sur le règlement d'un différend commercial | - | - | - | (1) |
| Recouvrement d'impôts sur la variation de la durée de vie de composantes à Centralia | - | - | - | 1 |
| Charge d'impôts compte non tenu des éléments non comparables | 4 | 16 | 15 | - |
| Taux d'imposition effectif sur le bénéfice avant impôts sur les bénéfices (%) | 10 | 20 | (11) | - |
| Taux d'imposition effectif sur le bénéfice avant impôts sur les bénéfices aux fins de comparaison (%) | 10 | 20 | 11 | - |

Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2010, la charge d'impôts, compte non tenu des éléments non comparables, a baissé comparativement à la même période de 2009 par suite de la diminution du bénéfice avant impôts et taxes. Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2010, la charge d'impôts, compte non tenu des éléments non comparables, a augmenté du fait de l'accroissement du bénéfice avant impôts et taxes.

Le taux d'imposition effectif a régressé pour le trimestre terminé le 30 septembre 2010 et a grimpé pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2010, comparativement aux 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. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour obtenir de plus amples renseignements sur le bénéfice aux fins de comparaison, y compris un rapprochement avec le bénéfice net.

SITUATION FINANCIÈRE

Le tableau suivant indique les principales variations entre les bilans consolidés au 31 décembre 2009 et au 30 septembre 2010 :

| | Augmentation/ (diminution) | Principaux facteurs expliquant le changement |
|---|-------------------------------|---|
| Débiteurs | (60) | Calendrier des encaissements des montants dus par les clients |
| Impôts sur les bénéfices à recevoir | 14 | Montant à recevoir prévu lié à la résolution de certaines questions fiscales en suspens |
| Stocks | (21) | Hausse de la production aux installations alimentées au charbon |
| Créances à long terme | (49) | Paiement partiel reçu, le solde étant reclassé dans les créances d'impôts exigibles |
| Actifs de gestion du risque (à court et à long terme) | 256 | Variations des prix |
| Immobilisations corporelles, montant net | 211 | Ajout de capitaux, contrebalancé en partie par la dotation aux amortissements |
| Actifs incorporels | (22) | Dotation aux amortissements |
| Autres actifs | 10 | Augmentation de l'actif au titre du régime de retraite à prestations déterminées et nouvelles initiatives en matière de croissance et de productivité |
| Créditeurs et charges à payer | (115) | Calendrier des paiements et diminution des dépenses d'exploitation |
| Garanties reçues | 83 | Garanties recueillies auprès des contreparties par suite d'une variation des prix à terme |
| Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an) | 242 | Émission de billets de premier rang de 300 \$ US, contrebalancée en partie par les remboursements d'autres dettes à long terme |
| Passifs de gestion du risque (à court et à long terme) | (12) | Variations des prix |
| Obligation liée à la mise hors service d'immobilisations (y compris la tranche échéant à moins d'un an) | (33) | Rajustement des coûts estimatifs de la mise hors service de la centrale de Wabamun et change |
| Crédits reportés et autres passifs à long terme | 17 | Calendrier des produits comptabilisés d'avance et des prestations constituées |
| Passif d'impôts futurs net (y compris les tranches échéant à moins d'un an) | 70 | Incidence fiscale sur l'augmentation des actifs de gestion du risque nets |
| Participations sans contrôle | (39) | Distributions en sus du bénéfice attribuable aux détenteurs de participations sans contrôle |
| Capitaux propres | 143 | Bénéfice net et variations des autres éléments du résultat étendu, contrebalancés en partie par les dividendes déclarés |

INSTRUMENTS FINANCIERS

Se reporter à la note 7 afférente aux états financiers consolidés de notre rapport annuel de 2009 et à la note 6 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires au 30 septembre 2010 et pour les trois mois et les neuf mois terminés à cette date pour des renseignements sur les instruments financiers. Se reporter à la rubrique «Gestion du risque» de notre rapport annuel de 2009 pour plus de renseignements sur nos risques et sur la manière dont nous les gérons. Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard n'ont pas beaucoup changé depuis le 31 décembre 2009.

Dans des cas restreints, le secteur Opérations sur les produits énergétiques peut conclure des opérations sur des produits de base comportant des caractéristiques non standard pour lesquelles il n'y a pas de données du marché observables disponibles. Ces produits sont définis comme des instruments financiers de niveau III en vertu des PCGR. Les instruments financiers de niveau III ne sont pas négociés sur un marché actif, et la juste valeur est donc établie à l'aide de modèles d'évaluation ou d'hypothèses ou de données établies en interne. Nos justes valeurs de niveau III sont fixées en utilisant des techniques d'évaluation avec des données reposant sur des données historiques comme la disponibilité de l'unité, la congestion du transport ou les profils de la demande. Les justes valeurs sont validées chaque trimestre à l'aide d'autres hypothèses raisonnablement possibles à titre de données de techniques d'évaluation, et tout écart important est communiqué dans les notes afférentes aux états financiers.

Par suite de l'acquisition de Canadian Hydro, nous avons également conclu divers contrats dont la durée s'étend au-delà de cinq ans. Comme les prévisions de prix à terme ne sont pas disponibles pour la durée complète de ces contrats, leur valeur doit être déterminée à partir d'une prévision reposant sur une combinaison de modèles fondamentaux externes et internes, y compris l'actualisation. Par conséquent, ces contrats sont classés dans le niveau III et sont conclus à un prix donné avec des contreparties solvables.

Au 30 septembre 2010, les instruments financiers de niveau III avaient une valeur comptable du passif (montant net) de 10 millions de dollars (26 millions de dollars au 31 décembre 2009).

ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Les tableaux suivants présentent les variations importantes dans les états des flux de trésorerie consolidés pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2010 par rapport aux trois mois et aux neuf mois terminés le 30 septembre 2009 :

| Trois mois terminés les 30 sept. | 2010 | 2009 | Principaux facteurs expliquant le changement |
|--|-------|-------|--|
| Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période | 43 | 54 | |
| Flux de trésorerie liés aux : | | | |
| Activités d'exploitation | 230 | 194 | Variations favorables du fonds de roulement de 30 millions de dollars liées au calendrier de réception de certains recouvrements d'impôts et aux mouvements de stocks favorables |
| Activités d'investissement | (126) | (270) | Diminution des dépenses en immobilisations de 85 millions de dollars et augmentation de 75 millions de dollars des garanties reçues de contreparties |
| Activités de financement | (72) | 110 | Baisse des emprunts découlant d'une diminution des dépenses en immobilisations, d'une augmentation de l'encaissement des garanties et de variations favorables du fonds de roulement |
| Conversion des liquidités en devises | 5 | (2) | |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période | 80 | 86 | |

| Neuf mois terminés les 30 sept. | 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 | 502 | 334 | Accroissement du bénéfice au comptant de 95 millions de dollars et variations favorables du fonds de roulement de 73 millions de dollars attribuables à des mouvements favorables des stocks et au calendrier de réception de certains recouvrements d'impôts |
| Activités d'investissement | (523) | (562) | Diminution des dépenses en capital de 88 millions de dollars, en partie contrebalancée par une baisse du montant des garanties reçues de contreparties de 19 millions de dollars |
| Activités de financement | 17 | 266 | Baisse des emprunts découlant d'un accroissement des flux de trésorerie d'exploitation et d'une diminution des dépenses en immobilisations |
| Conversion des liquidités en devises | 2 | (2) | |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période | 80 | 86 | |

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Le risque d'illiquidité découle de notre capacité à combler nos besoins généraux de financement, à mener des activités de négociation et de couverture et à gérer les actifs, les passifs et la structure du capital de la société. Nous gérons le risque d'illiquidité en maintenant suffisamment de ressources financières liquides pour financer les obligations à mesure qu'elles deviennent exigibles, et ce, d'une façon rentable.

Nos besoins de liquidités sont comblés par diverses sources, dont les flux de trésorerie d'exploitation, les emprunts en vertu de nos facilités de crédit à long terme et les titres d'emprunt à long terme émis dans le cadre de prospectus préalables au Canada et aux États-Unis. Nous utilisons surtout les fonds pour les charges d'exploitation, les dépenses en immobilisations, les dividendes, les distributions aux associés sans contrôle, le versement des intérêts sur les titres d'emprunt et le remboursement du capital.

Dette

La dette avec et sans recours totalisait 4,7 milliards de dollars au 30 septembre 2010 comparativement à 4,4 milliards de dollars au 31 décembre 2009. La dette totale a augmenté par rapport au 31 décembre 2009 en raison surtout de l'accroissement des dépenses en immobilisations.

Facilités de crédit

Au 30 septembre 2010, nos facilités de crédit consenties totalisaient 2,1 milliards de dollars (2,1 milliards de dollars au 31 décembre 2009), dont un montant de 0,8 milliard de dollars (0,7 milliard de dollars au 31 décembre 2009) n'a pas été prélevé et est disponible, sous réserve des modalités d'emprunt habituelles. Au 30 septembre 2010, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 1,3 milliard de dollars (1,4 milliard de dollars au 31 décembre 2009), ce qui correspondait à des retraits réels de 1,0 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars au 31 décembre 2009) et à des lettres de crédit de 0,3 milliard de dollars (0,3 milliard de dollars au 31 décembre 2009). Ces facilités comprennent une facilité bancaire consortiale consentie de 1,5 milliard de dollars, qui vient à échéance en 2012, le solde comprenant des facilités de crédit bilatérales qui viennent à échéance entre le quatrième trimestre de 2011 et 2013. Nous prévoyons renouveler ces facilités, selon des modalités commerciales raisonnables, avant leur échéance.

Outre le montant de 0,8 milliard de dollars disponible en vertu des facilités de crédit, nous disposons aussi de 80 millions de dollars de liquidités.

Capital social

Le 28 octobre 2010, nous avons 220,3 millions d'actions ordinaires en circulation.

Au 30 septembre 2010, nous avons 219,5 millions d'actions ordinaires (218,4 millions d'actions ordinaires au 31 décembre 2009) émises et en circulation. Au cours du trimestre terminé le 30 septembre 2010, 0,7 million d'actions ordinaires (0,1 million d'actions ordinaires au 30 septembre 2009) ont été émises pour un produit de 15 millions de dollars (néant au 30 septembre 2009) en vertu du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions de la société. Au cours des neuf mois terminés le 30 septembre 2010, 1,1 million (0,3 million d'actions ordinaires au 30 septembre 2009) d'actions ordinaires ont été émises pour un produit de 19 millions de dollars (néant au 30 septembre 2009), dont 18 millions de dollars ont trait à des actions émises en vertu du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions de la société.

Au cours des neuf mois terminés les 30 septembre 2010 et 2009, aucune action n'a été acquise ou annulée en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires avant son expiration le 6 mai 2010.

Nous avons recours à divers régimes de rémunération à base d'actions pour aligner les objectifs des employés et ceux de la société. Au 30 septembre 2010, nous avons attribué 2,3 millions d'options sur actions en cours à des employés (1,5 million d'options sur actions au 31 décembre 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 terminé le 30 septembre 2010, un nombre nominal d'options sont venues à échéance ou ont été exercées ou annulées (néant le 30 septembre 2009). Au cours des neuf mois terminés le 30 septembre 2010, 0,1 million d'options sont venues à échéance ou ont été exercées ou annulées (0,1 million d'options sont venues à échéance et 0,1 million d'options ont été annulées le 30 septembre 2009).

Contrats de garantie

Nous sommes tenus d'émettre des lettres de crédit et des garanties au comptant afin de garantir les obligations éventuelles à l'égard de certaines parties, y compris celles liées aux obligations environnementales, aux opérations sur les produits énergétiques, aux activités de couverture et aux obligations d'achat. Au 30 septembre 2010, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 332 millions de dollars (334 millions de dollars au 31 décembre 2009) et des garanties au comptant de 32 millions de dollars (27 millions de dollars au 31 décembre 2009). Ces lettres de crédit et garanties au comptant garantissent certains montants compris dans nos bilans consolidés aux postes Passifs de gestion du risque et Obligation liée à la mise hors service d'immobilisations.

CHANGEMENTS CLIMATIQUES ET ENVIRONNEMENT

Canada

Par suite de l'annonce par le gouvernement fédéral, le 23 juin 2010, d'un plan visant à réglementer les émissions de GES provenant du secteur des centrales alimentées au charbon, nous avons entrepris des pourparlers avec les gouvernements du Canada et de l'Alberta au sujet de la conception de la proposition de règlement. La proposition, si elle était promulguée, entrerait en vigueur en 2015 et exigerait que les centrales existantes alimentées au charbon respectent une norme de rendement relative aux émissions de gaz naturel avant leur 45^e année d'entrée en service ou avant que leur CAÉ arrive à échéance, selon la plus longue de ces deux périodes. Si, d'ici là, les centrales alimentées au charbon ne respectent pas la norme de rendement exigée, elles pourraient être forcées d'abandonner leurs activités d'exploitation. Entre-temps, les centrales ne sont assujetties à aucuns frais en matière de conformité aux normes du gouvernement fédéral relatives aux émissions de GES.

Bien que ces plans apporteraient un éclairage, sur le plan de la réglementation, pour la prise de décisions futures liées aux immobilisations, il reste certaines questions à résoudre, y compris la façon dont les coûts de transition seront recouverts par les producteurs, les incidences sur les CAÉ de l'Alberta, les normes limitant les émissions pour les centrales alimentées au gaz naturel et la manière dont le CSC continuera d'être soutenu. L'incidence de cette proposition sur le marché déréglementé de l'Alberta et la structure des CAÉ doit également être prise en compte. Le gouvernement fédéral a annoncé son intention de présenter la première ébauche du règlement au début de 2011.

En Ontario, le gouvernement provincial continue d'élaborer des plans visant à établir un cadre réglementaire en matière d'émissions de GES conformément au modèle d'initiative climatique de l'Ouest (Western Climate Initiative), qui utilise comme véhicule réglementaire le plafonnement et les échanges de droits d'émission. Aucun détail du projet de réglementation conçu par le gouvernement ontarien n'a encore été publié.

La technologie visant la capture du mercure dans les centrales alimentées au charbon de l'Alberta en est à l'étape finale de son installation et sera en exploitation d'ici la fin de 2010 afin de respecter la réglementation albertaine qui exige le début du retrait de 70 % des émissions de mercure d'ici janvier 2011.

États-Unis

Aux États-Unis, l'orientation future quant aux changements climatiques n'a pas été définie. Les propositions législatives continuent de faire l'objet de discussions au Sénat, mais aucune n'a été adoptée. Aucun nouveau développement important n'est attendu avant les élections de mi-mandat aux États-Unis, ni probablement avant 2011. Pendant ce temps, l'agence de protection environnementale des États-Unis (Environmental Protection Agency («EPA»)) maintient ses plans visant à réglementer les émissions de GES des centrales électriques et d'autres secteurs à compter du début de janvier 2011. Après cette date, les centrales neuves ou modifiées devront employer la meilleure technologie disponible pour réduire leurs émissions de GES. La définition de la meilleure technologie disponible n'a pas encore été établie. L'initiative de l'EPA devra sans doute faire face à des contestations judiciaires de même qu'à de l'opposition au Congrès.

Le Canada continue d'affirmer qu'il suivra l'exemple des États-Unis ainsi que son calendrier dans tous les secteurs sauf pour les centrales alimentées au charbon.

À Washington, nous avons travaillé avec le gouvernement de l'État à l'élaboration d'un plan de réduction des émissions de GES de notre centrale de Centralia, conformément au décret du gouverneur visant la réduction des émissions d'environ 50 % des niveaux actuels d'ici 2025. Des pourparlers avec l'État et d'autres parties intéressées sont en cours.

Les récentes modifications apportées à la réglementation environnementale sont susceptibles d'avoir un effet défavorable important sur notre société. Comme il est mentionné à la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle, bon nombre de nos activités et de nos biens sont assujettis à des exigences environnementales ainsi qu'aux modifications apportées à ces exigences ou aux responsabilités en découlant, lesquelles pourraient avoir une incidence défavorable importante sur nos résultats financiers consolidés.

PERSPECTIVES POUR 2010

En 2010, nous prévoyons une croissance d'au moins 10 % du résultat par action aux fins de comparaison d'après les facteurs importants décrits ci-dessous.

Contexte d'affaires

Prix de l'électricité

D'ici la fin de 2010, les prix de l'électricité devraient demeurer aux niveaux de 2009 ou en-dessous en raison des bas prix du gaz naturel. En Alberta, les facteurs fondamentaux du marché à plus long terme demeurent solides, et la production accrue des sables bitumineux devrait stimuler la croissance de la demande, conservant ainsi les prix de l'Alberta approximativement aux mêmes niveaux qu'au cours du quatrième trimestre de 2009. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, les prix de l'électricité dépendront dans une large mesure des prix du gaz naturel et de la reprise de l'économie. Ces deux facteurs fondamentaux resteront faibles et entraîneront probablement une baisse des prix de l'électricité par rapport à 2009. Les prix du gaz naturel devraient demeurer bas en 2011 et 2012.

Législation environnementale

L'annonce faite par le gouvernement du Canada, le 23 juin 2010, à l'égard d'un plan visant à réglementer les émissions de GES pour les centrales alimentées au charbon apporte des précisions sur la réglementation visant nos installations alimentées au charbon dans l'avenir. La mise au point des règlements relatifs aux émissions de GES pour les centrales alimentées au charbon est prévue en 2011, et leur mise en œuvre en 2015. Quant aux autres secteurs industriels canadiens, le gouvernement fédéral a annoncé son intention de coordonner le calendrier et la structure de son cadre réglementaire à l'égard des GHG avec les États-Unis. 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

Même si nous prévoyons que nos résultats d'exploitation en 2010 seront touchés par l'environnement économique actuel, nous prévoyons que cette incidence sera quelque peu atténuée par la production et les prix visés par des contrats comme les CAÉ de l'Alberta et d'autres contrats à long terme.

Nous continuons de gérer le risque de crédit lié aux contreparties 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 d'ici la fin de 2010 en raison de la mise en service des centrales de Kent Hills 2 et d'Ardenville. La production globale pour 2010 devrait progresser en raison de la baisse des interruptions planifiées et non planifiées dans l'ensemble de nos centrales et de l'acquisition de Canadian Hydro, contrebalancées en partie par la mise hors service de la centrale de Wabamun. La disponibilité pour 2010 devrait s'accroître du fait de la diminution des interruptions planifiées et non planifiées dans l'ensemble de nos centrales, et la disponibilité globale pour 2010 devrait se situer entre 89 % et 90 % environ.

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 70 % au quatrième exercice. À la fin du troisième trimestre, environ 94 % de notre capacité de 2010 était assujettie à des contrats. En 2010, 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 60 \$ à 65 \$ le MWh en Alberta, et de 50 \$ US à 55 \$ 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 2010, selon la méthode du coût standard, devraient augmenter de 5 % à 10 % par rapport à l'exercice précédent, du fait de l'amortissement accru découlant des dépenses en immobilisations liées aux mines et de l'augmentation du coût du diesel.

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 2010 devrait être sensiblement le même qu'en 2009.

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 par MWh de capacité installée varient d'un trimestre à l'autre et selon le calendrier et la nature des activités d'entretien. Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour 2010 devraient être inférieurs à ceux de 2009, car les frais liés à Canadian Hydro devraient être plus que contrebalancés par la diminution des travaux d'entretien planifié, les synergies opérationnelles et des mesures d'accroissement de la productivité. Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration par MWh installé pour 2010 devraient fléchir surtout en raison d'une baisse des travaux d'entretien planifié et d'une augmentation de la capacité installée du fait de l'acquisition de Canadian Hydro.

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 d'améliorer le bénéfice, tout en maintenant un profil de risque acceptable. Pour 2010, notre objectif pour le secteur Opérations sur les produits énergétiques est une contribution à la marge brute variant entre 30 millions de dollars et 50 millions de dollars. L'objectif annuel à l'égard de la contribution du secteur Opérations sur les produits énergétiques à la marge brute a diminué par rapport aux estimations antérieures pour tenir compte des résultats depuis le début de l'exercice.

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 2010 devraient être plus élevés qu'en 2009 en raison surtout de la hausse des soldes des dettes. 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 et de disposer de liquidités suffisantes pour répondre à nos besoins, nous maintenons des facilités de crédit consenties de 2,1 milliards de dollars, et nous surveillons continuellement nos expositions et obligations.

Estimations comptables

Un certain nombre de nos estimations comptables, y compris celles présentées dans les conventions et estimations comptables critiques de notre rapport de gestion annuel de 2009, sont fondées sur notre environnement et nos perspectives économiques actuels. Bien que nous ne prévoyions pas, à l'heure actuelle, que des modifications importantes seront apportées aux estimations, 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 futurs, car ils sont généralement établis selon les prix prévus aux contrats.

Impôts sur les bénéfices

Le taux d'imposition effectif pour 2010, compte non tenu des recouvrements liés à la résolution de certaines questions fiscales en suspens, 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

Nous avons six importants projets de croissance en cours actuellement, dont les dates d'achèvement s'échelonnent du quatrième trimestre de 2010 au quatrième trimestre de 2012. Chacun de ces projets et le projet que nous avons terminé en 2010 sont décrits sommairement ci-après :

| Projet | Total des projets | | 2010 | | Date d'achèvement prévue | Détails |
|--|-------------------|---------------------------------|-------------------|---------------------------------|--|---|
| | Dépenses estimées | Dépenses à ce jour ¹ | Dépenses estimées | Dépenses à ce jour ¹ | | |
| Keephills 3 | 988 | 885 | 225 - 245 | 178 | T2 2011 | Centrale supercritique alimentée au charbon de 450 MW (participation nette de 225 MW) et dépenses en immobilisations liées aux mines connexes en partenariat avec Capital Power |
| Summerview 2 | 118 | 117 | 10 - 15 | 11 | Début de l'exploitation commerciale au T1 2010 | Expansion du parc éolien de 66 MW de Summerview dans le sud de l'Alberta |
| Accroissement de la capacité nominale de l'unité 1 de la centrale de Keephills | 34 | 4 | 0 - 5 | 3 | T4 2011 | Accroissement de la capacité nominale de 23 MW à notre centrale de Keephills |
| Accroissement de la capacité nominale de l'unité 2 de la centrale de Keephills | 34 | 3 | 5 - 10 | 2 | T4 2012 | Accroissement de la capacité nominale de 23 MW à notre centrale de Keephills |
| Ardenville | 135 | 119 | 105 - 115 | 91 | T4 2010 | Parc éolien de 69 MW dans le sud de l'Alberta |
| Bone Creek | 48 | 41 | 50 - 55 | 37 | T1 2011 | Centrale hydroélectrique de 18 MW en Colombie-Britannique |
| Kent Hills 2 | 100 | 78 | 80 - 85 | 60 | T4 2010 | Expansion de 54 MW de notre parc éolien au Nouveau-Brunswick |
| Accroissement de la capacité nominale de l'unité 3 de la centrale de Sundance | 27 | 1 | 0 - 5 | 1 | T4 2012 | Accroissement de la capacité nominale de 15 MW à notre centrale de Sundance |
| Total de la croissance | 1 484 | 1 247 | 475 - 535 | 383 | | |

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

1) Représentent les montants engagés au 30 septembre 2010, y compris l'incidence des couvertures des projets.

Les dépenses totales liées au projet Summerview 2 ont diminué de même que les dépenses estimatives de 2010 par rapport aux estimations précédentes pour refléter les économies de coût découlant de la livraison anticipée des éoliennes.

Les dépenses estimatives de 2010 liées au projet Ardenville ont augmenté et la date d'achèvement cible a été révisée afin de refléter l'accélération de la construction au cours des troisième et quatrième trimestres de l'exercice. Les dépenses estimatives de 2010 pour Bone Creek se sont accrues par rapport aux estimations des périodes précédentes surtout en raison du calendrier des dépenses liées aux projets et des recouvrements connexes. Le total des dépenses liées à chacun de ces projets demeure inchangé.

Dépenses en immobilisations de maintien

Pour 2010, nos dépenses en immobilisations de maintien estimatives, déduction faite des apports reçus, sont réparties comme suit :

| Catégorie | Description | Dépenses prévues | Dépenses à ce jour ¹ |
|--|--|------------------|---------------------------------|
| Dépenses en immobilisations courantes | Dépenses visant à maintenir notre capacité de production existante | 120 - 140 | 90 |
| Dépenses en immobilisations liées à la productivité | Projets visant à améliorer l'efficacité de la production d'électricité | 10 - 15 | 7 |
| Matériel minier et achat de terrains | Dépenses liées au matériel minier et à l'achat de terrains | 20 - 25 | 6 |
| Travaux d'entretien planifié | Calendrier des importants travaux d'entretien | 125 - 140 | 99 |
| Total des dépenses en immobilisations de maintien | | 275 - 320 | 202 |

Les détails du programme d'entretien planifié de 2010 sont présentés ci-après :

| | Charbon | Gaz | Énergies renouvelables | Dépenses prévues | Dépenses à ce jour ¹ |
|--------------------|-----------|---------|------------------------|------------------|---------------------------------|
| Capitalisées | 70 - 75 | 30 - 35 | 25 - 30 | 125 - 140 | 99 |
| Passées en charges | 65 - 70 | 0 - 5 | - | 65 - 75 | 61 |
| | 135 - 145 | 30 - 40 | 25 - 30 | 190 - 215 | 160 |

| | Charbon | Gaz | Énergies renouvelables | Total | Dépenses à ce jour ¹ |
|------------|---------------|-----------|------------------------|---------------|---------------------------------|
| GWh perdus | 2 465 - 2 475 | 160 - 170 | - | 2 625 - 2 645 | 2 467 |

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 situation financière et du montant en capital dont nous disposons en vertu de nos facilités de crédit consenties existantes.

1) Montants engagés au 30 septembre 2010.

OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Le 16 décembre 2006, les sociétés remplacées par TransAlta Generation Partnership («TAGP»), entreprise appartenant à la société et à l'une de ses filiales, ont conclu une entente avec les partenaires du projet de coentreprise de la centrale de Keephills 3 visant l'approvisionnement en charbon de la centrale alimentée au charbon. Le projet est détenu en coentreprise par Keephills 3 Limited Partnership («K3LP»), filiale en propriété exclusive de la société, et Capital Power Corporation. TAGP fournira du charbon jusqu'à ce que la centrale de Keephills 3 ferme définitivement ou que TAGP et ses partenaires dans la coentreprise mettent fin à l'entente, selon la date la plus rapprochée. Au 30 septembre 2010, TAGP avait reçu 59 millions de dollars de K3LP pour les livraisons futures de charbon. L'exploitation commerciale de la centrale de Keephills devrait commencer au cours du deuxième trimestre de 2011. Les paiements reçus avant cette date pour des livraisons futures de charbon ont été constatés dans les produits comptabilisés d'avance et seront amortis par imputation aux produits sur la durée de l'entente d'approvisionnement en charbon lorsque TAGP commencera à livrer du charbon dans le cadre de la mise en service des activités.

TAGP exploite et gère trois centrales électriques à cycle combiné en Ontario et une centrale électrique à cycle combiné à Fort Saskatchewan, en Alberta, et une centrale de cogénération à Lloydminster, en Alberta, pour le compte de TA Cogen, qui est une filiale de TransAlta. TAGP offre également des services de gestion à la centrale thermique de Sheerness, laquelle est exploitée par Canadian Utilities Limited.

Pour la période allant de novembre 2002 à octobre 2012, TA Cogen a conclu divers swaps sur transport avec TransAlta Energy Marketing Corporation («TEMCO»). L'objectif commercial des swaps sur transport est d'assurer à TA Cogen un approvisionnement en gaz à prix fixe, afin qu'elle ne soit pas exposée à l'augmentation des coûts de transport par gazoduc pour deux de ses centrales pendant toute la durée du swap. Le notionnel des swaps, exprimé en volume de gaz, est égal au total des expéditions de combustible pour chacune des centrales. Les montants d'échange ont été calculés d'après la valeur marchande du contrat.

Pour la période allant d'octobre 2010 à octobre 2011, TA Cogen a conclu des contrats d'achat prévoyant la livraison de gaz avec TEMCO à l'égard de volumes qui seront consommés par une de ses centrales.

Pour la période allant de novembre 2012 à octobre 2017, TA Cogen a conclu des swaps financiers et des swaps de devises avec TEMCO afin d'atténuer le risque lié au prix du gaz naturel de l'une de ses centrales.

TEMCO a conclu des contrats en sens inverse, limitant ainsi son exposition au risque de contrepartie.

MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES

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

Le 8 mai 2009, le Conseil des normes comptables du Canada a confirmé de nouveau que les états financiers intermédiaires et annuels des périodes ouvertes à partir du 1^{er} janvier 2011 devront être présentés selon les IFRS, avec les informations financières comparatives appropriées pour 2010. Notre projet de conversion aux IFRS comprend les phases suivantes :

| Phase | Description | État d'avancement |
|-----------------------------|---|--------------------------|
| Évaluation diagnostique | Analyse approfondie et établissement des écarts entre les PCGR du Canada et les IFRS. | Terminée |
| Conception et planification | Des équipes interfonctionnelles spécialisées analysent les principaux secteurs de convergence et, en collaboration avec des ressources en contrôle interne et en technologies de l'information, déterminent les modifications à apporter aux processus, aux systèmes et aux contrôles à l'égard de l'information financière en vue de la conversion aux IFRS. | Terminée |
| Élaboration de solutions | Élaboration de plans visant à s'attaquer aux problèmes de conversion relevés et mise à l'essai de ces plans dans un environnement contrôlé. Mise en œuvre de programmes de formation et de plans de communication internes à l'intention des employés afin de communiquer tout changement aux processus découlant de la conversion aux IFRS. | En cours d'achèvement |
| Mise en œuvre | Mise en œuvre des processus requis pour assurer la présentation selon les deux régimes de normes en 2010 et la pleine convergence en 2011 dans un milieu réel, incluant la gestion des changements pour une transition efficace à un état stable. | En cours |

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

Bien que les IFRS utilisent un cadre conceptuel similaire à celui des PCGR du Canada, il y a des différences importantes au chapitre des conventions comptables qui doivent être prises en compte, dans le cadre de notre projet de conversion. La plupart des différences ne devraient avoir qu'une faible incidence sur nos résultats financiers consolidés. Établies dans le cadre du travail que nous avons réalisé jusqu'à ce jour, les incidences des IFRS les plus importantes sur la société sont décrites ci-après :

Immobilisations corporelles

- Principale modification comptable : Les coûts des inspections importantes, qui sont actuellement passés en charges, seront capitalisés et amortis sur la période jusqu'à la prochaine inspection importante.
- Incidence sur l'état des résultats : Le bénéfice sera vraisemblablement moins volatil.
- Incidence sur le bilan au moment de la transition aux IFRS : Augmentation nette des immobilisations corporelles d'environ 115 millions de dollars, les coûts des inspections importantes auparavant passés en charges étant capitalisés.
- Incidence sur l'état des flux de trésorerie : Les coûts des inspections importantes seront constatés dans les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement plutôt que dans les flux de trésorerie affectés aux activités d'exploitation.
- Autres différences : D'autres informations permettant de rapprocher les changements de coûts et d'amortissement cumulé pour chaque catégorie d'immobilisations corporelles seront requises.

Avantages sociaux

- Principale modification comptable : Tous les gains et pertes actuariels liés aux régimes à prestations déterminées seront comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu.
- Incidence sur l'état des résultats : Les dépenses liées aux régimes à prestations déterminées différeront. L'incidence sur le bénéfice net ne devrait pas être importante.
- Incidence sur le bilan au moment de la transition aux IFRS : Comptabilisation de pertes actuarielles cumulatives nettes de 78 millions de dollars (après impôts et taxes) dans les bénéfices non répartis d'ouverture.
- Incidence sur l'état des flux de trésorerie : Aucune.

Accords conjoints

- Principale modification comptable : Avant le 31 décembre 2010, l'International Accounting Standards Board («IASB») est sensé publier une nouvelle norme comptable à l'égard des coentreprises, qui devrait entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2013, l'adoption anticipée étant permise. Si nous décidons d'adopter cette nouvelle norme par anticipation à compter de janvier 2010, certains accords conjoints comptabilisés jusqu'à maintenant selon la méthode de la consolidation proportionnelle seront comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence.
- Incidence sur l'état des résultats : Les produits et les charges seront comptabilisés à titre de bénéfice ou de perte à l'état des résultats consolidé. Il n'y aura pas d'incidence sur le bénéfice net.
- Incidence sur le bilan au moment de la transition aux IFRS : Notre part des actifs et des passifs sera retirée des divers postes de l'état de la situation financière, et le montant net correspondant sera comptabilisé à titre de placement.
- Incidence sur l'état des flux de trésorerie : Notre quote-part des flux de trésorerie des coentreprises ne sera pas prise en compte dans l'état des flux de trésorerie consolidé. Seules les contributions aux placements et les distributions qui en sont tirées, comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, seront reflétées dans l'état des flux de trésorerie consolidé à titre d'activités d'investissement.

Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels

- Principale modification comptable : Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont réévaluées à la fin de chaque trimestre et annuellement au moyen des taux d'intérêt courant du marché plutôt qu'au moyen des taux historiques.
- Incidence sur l'état des résultats : La charge de désactualisation sera classée à titre de coût financier (intérêts) en vertu des IFRS plutôt qu'à titre de charge d'exploitation en vertu des PCGR du Canada, et peut fluctuer plus souvent en raison de l'incidence des réévaluations de fin de période.
- Incidence sur le bilan au moment de la transition aux IFRS : En raison des différences au titre des taux d'actualisation, le solde d'ouverture des provisions au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations augmentera d'environ 34 millions de dollars.
- Incidence sur l'état des flux de trésorerie : Aucune.

Accords assortis d'un contrat de location

- Principale modification comptable : Toutes les ententes contractuelles seront évaluées afin de déterminer si elles contiennent des contrats de location-financement ou de location-exploitation.
- Incidence sur l'état des résultats : Pour les contrats considérés comme des contrats de location-financement, une tranche des paiements reçus en vertu du contrat sera comptabilisée à titre de coût financier (intérêts). Pour les contrats considérés comme des contrats de location-exploitation, le moment de la constatation des produits peut différer. Dans les deux cas, l'incidence sur le bénéfice net ne devrait pas être importante.
- Incidence sur le bilan au moment de la transition aux IFRS : Pour certains contrats à long terme considérés comme des contrats de location-financement, les immobilisations corporelles connexes de 30 millions de dollars seront retirées des bilans consolidés et remplacées par des créances à long terme d'environ 50 millions de dollars, représentant la valeur actualisée des versements au titre des baux à recevoir sur la durée de vie du contrat.
- Incidence sur l'état des flux de trésorerie : Les paiements reçus en vertu du contrat de location-financement seront comptabilisés à titre de flux de trésorerie de financement plutôt que de flux de trésorerie d'exploitation.

Dépréciation d'actifs

- Principale modification comptable : Le test de dépréciation d'actifs n'utilise plus les flux de trésorerie futurs désactualisés pour l'évaluation initiale de la dépréciation. Au lieu de cela, la valeur comptable des actifs est comparée à leur valeur d'utilité ou à leur juste valeur diminuée des frais de vente, selon le plus élevé des deux montants. Des charges de dépréciation d'actifs peuvent être reprises si les conditions ayant créé la dépréciation changent. Le travail associé à cette norme devrait être terminé au quatrième trimestre de 2010.

- Incidence sur l'état des résultats : La dotation aux amortissements pour les actifs dépréciés sera moins élevée au cours de la vie utile de l'actif.
- Incidence sur le bilan du passage aux IFRS : L'imputation pour dépréciation réduira les immobilisations et le solde d'ouverture des bénéfices non répartis.
- Incidence sur l'état des flux de trésorerie : Aucune.

Plusieurs exemptions au principe d'application rétrospective de certaines normes IFRS sont prévues en vertu de la norme IFRS 1, *Première adoption des Normes internationales d'information financière*, pour faciliter le passage aux IFRS. À l'heure actuelle, nous prévoyons utiliser plusieurs exemptions qui auront les incidences suivantes :

- Les pertes latentes cumulatives découlant de la conversion des comptes d'établissements étrangers autonomes, déduction faite des couvertures et des impôts et taxes, de 63 millions de dollars, seront ramenées à zéro;
- Les lignes directrices des IFRS visant les paiements fondés sur les actions ne s'appliqueront qu'aux instruments de capitaux propres en cours au moment de la transition qui ont été attribués le 7 novembre 2002 ou après cette date, et dont les droits n'avaient pas été acquis à la date de transition. L'incidence ne devrait pas être importante;
- Les regroupements d'entreprises qui sont survenus avant le 1^{er} janvier 2010 continueront d'être évalués et comptabilisés selon les PCGR du Canada;
- Nous utiliserons une méthode simplifiée pour recalculer le coût de démantèlement des actifs inclus dans les immobilisations corporelles;
- Nous n'ajusterons pas les intérêts déjà capitalisés dans les immobilisations corporelles en vertu des PCGR du Canada.

En outre, diverses modifications doivent être apportées à la présentation selon les IFRS qui n'auront pas d'incidence sur les bénéfices non répartis d'ouverture.

Pour le moment, nous ne prévoyons pas que d'autres nouvelles normes ou modifications importantes s'appliqueront lors de la convergence en 2011. Cependant, l'avancement et les recommandations d'autres projets de l'IASB touchant les instruments financiers, les avantages postérieurs à l'emploi, la présentation des états financiers, la comptabilisation des produits et les baux sont surveillés de près afin de s'assurer que les conséquences néfastes sur la convergence sont relevées et réduites au minimum.

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité selon diverses mesures. Les mesures qui sont analysées ci-après ne sont pas définies selon les PCGR 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 est présenté comme suit :

| | Trois mois terminés les 30 sept. | | Neuf mois terminés les 30 sept. | |
|--|-------------------------------------|------|------------------------------------|-------|
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Produits | 700 | 666 | 2 008 | 2 007 |
| Combustible et achats d'électricité | 320 | 286 | 871 | 900 |
| Marge brute | 380 | 380 | 1 137 | 1 107 |
| Exploitation, entretien et administration | 149 | 144 | 481 | 525 |
| Amortissement | 126 | 111 | 348 | 346 |
| Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices | 7 | 5 | 21 | 17 |
| Charges d'exploitation | 282 | 260 | 850 | 888 |
| Bénéfice d'exploitation | 98 | 120 | 287 | 219 |
| Gain de change | 1 | 1 | 4 | 4 |
| Intérêts débiteurs nets | (49) | (36) | (130) | (102) |
| Autres produits | - | - | - | 8 |
| Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices | 50 | 85 | 161 | 129 |
| Participations sans contrôle | 8 | 3 | 20 | 27 |
| Bénéfice avant impôts sur les bénéfices | 42 | 82 | 141 | 102 |
| Charge (recouvrement) d'impôts | 4 | 16 | (15) | - |
| Bénéfice net | 38 | 66 | 156 | 102 |

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.

Pour calculer le bénéfice aux fins de comparaison pour 2010, nous avons exclu l'incidence des recouvrements d'impôts liés à la résolution de certaines questions fiscales en suspens, parce qu'il ne se rapporte pas au bénéfice de la période où il a été présenté.

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

| | Trois mois terminés les 30 sept. | | Neuf mois terminés les 30 sept. | |
|---|-------------------------------------|------|------------------------------------|------|
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Bénéfice net | 38 | 66 | 156 | 102 |
| 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 à Centralia, déduction faite des impôts et taxes | - | - | - | 1 |
| Bénéfice aux fins de comparaison | 38 | 66 | 126 | 97 |
| Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période | 220 | 198 | 220 | 198 |
| Résultat par action aux fins de comparaison | 0,17 | 0,34 | 0,57 | 0,49 |

BAIIA

La présentation du BAIIA 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 les intérêts débiteurs nets, les participations sans contrôle, les impôts sur les bénéfices et les ajustements du fonds de roulement.

| | Trois mois terminés les 30 sept. | | Neuf mois terminés les 30 sept. | |
|---|-------------------------------------|------------|------------------------------------|------------|
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Bénéfice d'exploitation | 98 | 120 | 287 | 219 |
| Obligation liée à la mise hors service d'immobilisations, selon les états des flux de trésorerie consolidés | 5 | 5 | 15 | 17 |
| Amortissement selon les états des flux de trésorerie consolidés ¹ | 130 | 116 | 362 | 359 |
| BAIIA | 233 | 241 | 664 | 595 |

Fonds provenant de l'exploitation et des 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.

| | Trois mois terminés les 30 sept. | | Neuf mois terminés les 30 sept. | |
|--|-------------------------------------|-------------|------------------------------------|-------------|
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Fonds provenant de l'exploitation | 184 | 178 | 558 | 463 |
| Variation des soldes hors caisse du fonds de roulement liés à l'exploitation | 46 | 16 | (56) | (129) |
| Flux de trésorerie d'exploitation | 230 | 194 | 502 | 334 |
| Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pendant la période | 220 | 198 | 220 | 198 |
| Flux de trésorerie d'exploitation par action | 1,05 | 0,98 | 2,28 | 1,69 |

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 terminé le 30 septembre 2010 représentent le total des acquisitions d'immobilisations corporelles d'après les états des flux de trésorerie consolidés, moins 115 millions de dollars (113 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) investis dans des projets de croissance². Pour la période correspondante en 2009, nous avons investi 154 millions de dollars (153 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) dans des projets de croissance. Pour les neuf mois terminés les 30 septembre 2010 et 2009, nous avons investi respectivement 390 millions de dollars (383 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) et 387 millions de dollars (378 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) dans des projets de croissance.

1) Dans le calcul du BAIIA, 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 et des bénéfices non répartis consolidés.

2) Le calcul des dépenses en immobilisations de maintien pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2010 exclut également l'incidence des couvertures de projets.

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

| | Trois mois terminés les 30 sept. | | Neuf mois terminés les 30 sept. | |
|--|-------------------------------------|-------|------------------------------------|-------|
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Flux de trésorerie d'exploitation | 230 | 194 | 502 | 334 |
| Ajouter (déduire) : | | | | |
| Dépenses en immobilisations de maintien | (59) | (116) | (202) | (294) |
| Dividendes en espèces sur actions ordinaires | (49) | (58) | (169) | (169) |
| Distributions versées sur les participations sans contrôle des filiales | (15) | (7) | (44) | (40) |
| Remboursements de la dette sans recours ¹ | - | (1) | (13) | (19) |
| Autres produits | - | - | - | (8) |
| Flux de trésorerie disponibles (insuffisance) | 107 | 12 | 74 | (196) |

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

PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

| | T4 2009 | T1 2010 | T2010 | T3 2010 |
|---|---------|---------|-------|-------------|
| Produits | 763 | 726 | 582 | 700 |
| Bénéfice net | 79 | 67 | 51 | 38 |
| Résultat de base et dilué par action | 0,37 | 0,31 | 0,23 | 0,17 |
| Résultat par action aux fins de comparaison | 0,40 | 0,31 | 0,10 | 0,17 |

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

Le résultat de base et dilué par action et le résultat par action aux fins de comparaison sont calculés à 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.

CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION

Comme il est exigé par la Règle 13a-15 de la loi intitulée *Securities Exchange Act of 1934* (l'«Exchange Act»), la direction a évalué, avec la participation de notre chef de la direction et de notre chef des finances, l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information à la fin de la période visée par le présent rapport. Les contrôles et procédures de communication de l'information désignent les contrôles et autres procédures visant à assurer que l'information devant être communiquée dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu de l'Exchange Act est constatée, traitée, résumée et présentée dans les délais prescrits et selon les règles et formules de la Securities and Exchange Commission. Les contrôles et procédures de communication de l'information comprennent, sans s'y limiter, les contrôles et procédures conçus pour assurer que l'information que nous devons

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.

communiquer dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu de l'Exchange Act est consignée et communiquée à la direction, y compris notre chef de la direction et notre chef des finances, selon le cas, pour permettre la prise de décision en temps opportun se rapportant à notre obligation de communication de l'information. En concevant et en évaluant nos contrôles et procédures de communication de l'information, la direction reconnaît que tous les contrôles et procédures, quelle qu'en soit la qualité de conception et de fonctionnement, ne peuvent que fournir l'assurance raisonnable d'atteindre les objectifs souhaités en matière de contrôle. En outre, la direction était tenue de faire preuve de jugement dans l'évaluation et la mise en œuvre des contrôles et procédures possibles.

Pour la période couverte par ce rapport, le contrôle interne à l'égard de l'information financière n'a fait l'objet d'aucune modification ayant eu une incidence importante ou pouvant raisonnablement avoir une incidence importante sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, notre chef de la direction et notre chef des finances ont attesté qu'au 30 septembre 2010, fin de la période visée par le présent rapport, nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces à un niveau d'assurance raisonnable.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent rapport de gestion, 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 rapport de gestion 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 de mise en valeur, 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 notre centrale 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 annuel de 2009 et à la rubrique «Facteurs de risque» dans notre notice annuelle de 2009.

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 | Trois mois terminés les 30 septembre | | Neuf mois terminés les 30 septembre | |
|--|---|------|--|-------|
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Produits | 700 | 666 | 2 008 | 2 007 |
| Combustible et achats d'électricité | 320 | 286 | 871 | 900 |
| | 380 | 380 | 1 137 | 1 107 |
| Exploitation, entretien et administration | 149 | 144 | 481 | 525 |
| Amortissement (note 22) | 126 | 111 | 348 | 346 |
| Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices | 7 | 5 | 21 | 17 |
| | 282 | 260 | 850 | 888 |
| | 98 | 120 | 287 | 219 |
| Gain de change | 1 | 1 | 4 | 4 |
| Intérêts débiteurs nets (notes 5 et 12) | (49) | (36) | (130) | (102) |
| Autres produits (note 3) | - | - | - | 8 |
| Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices | 50 | 85 | 161 | 129 |
| Participations sans contrôle (note 4) | 8 | 3 | 20 | 27 |
| Bénéfice avant impôts sur les bénéfices | 42 | 82 | 141 | 102 |
| Charge (recouvrement) d'impôts (note 5) | 4 | 16 | (15) | - |
| Bénéfice net | 38 | 66 | 156 | 102 |
| Bénéfices non répartis | | | | |
| Solde d'ouverture | 625 | 610 | 634 | 688 |
| Dividendes sur actions ordinaires | 63 | 58 | 190 | 172 |
| Solde de clôture | 600 | 618 | 600 | 618 |
| Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période | 220 | 198 | 220 | 198 |
| Résultat net par action, de base et dilué | 0,17 | 0,34 | 0,71 | 0,52 |

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

TRANSALTA CORPORATION
BILANS CONSOLIDÉS

(en millions de dollars canadiens)

| Non vérifié | Aux | |
|---|----------------------|---------------------|
| | 30 septembre 2010 | 31 décembre 2009 |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie (note 6) | 80 | 82 |
| Débiteurs (notes 6 et 20) | 361 | 421 |
| Garanties versées (notes 6 et 7) | 32 | 27 |
| Charges payées d'avance | 27 | 18 |
| Actifs de gestion du risque (notes 6 et 7) | 289 | 144 |
| Impôts sur les bénéfices à recevoir (note 10) | 53 | 39 |
| Stocks (note 8) | 69 | 90 |
| Liquidités soumises à restrictions (note 9) | 7 | - |
| | 918 | 821 |
| Créances à long terme (note 10) | - | 49 |
| Immobilisations corporelles | | |
| Coût | 11 865 | 11 721 |
| Amortissement cumulé | (4 076) | (4 143) |
| | 7 789 | 7 578 |
| Écart d'acquisition (note 22) | 432 | 434 |
| Actifs incorporels | 311 | 333 |
| Actifs d'impôts futurs | 198 | 234 |
| Actifs de gestion du risque (notes 6 et 7) | 335 | 224 |
| Autres actifs (note 11) | 112 | 102 |
| Total de l'actif | 10 095 | 9 775 |
| Créditeurs et charges à payer (note 6) | 406 | 521 |
| Garanties reçues (notes 6 et 7) | 169 | 86 |
| Passifs de gestion du risque (notes 6 et 7) | 30 | 45 |
| Impôts sur les bénéfices à payer | 6 | 10 |
| Passifs d'impôts futurs | 86 | 45 |
| Dividendes à verser | 65 | 61 |
| Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, avec recours (notes 6 et 12) | 235 | 7 |
| Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, sans recours (notes 6 et 12) | 21 | 24 |
| Tranche des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations échéant à moins d'un an (note 13) | 39 | 32 |
| | 1 057 | 831 |
| Dette à long terme, avec recours (notes 6 et 12) | 3 887 | 3 857 |
| Dette à long terme, sans recours (notes 6 et 12) | 541 | 554 |
| Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 13) | 210 | 250 |
| Crédits reportés et autres passifs à long terme | 153 | 136 |
| Passifs d'impôts futurs | 655 | 662 |
| Passifs de gestion du risque (notes 6 et 7) | 81 | 78 |
| Participations sans contrôle (note 4) | 439 | 478 |
| Capitaux propres | | |
| Actions ordinaires (notes 14 et 15) | 2 194 | 2 169 |
| Bénéfices non répartis (note 15) | 600 | 634 |
| Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 15) | 278 | 126 |
| Total des capitaux propres | 3 072 | 2 929 |
| Total du passif et des capitaux propres | 10 095 | 9 775 |
| Éventualités (notes 18 et 20) | | |
| Engagements (notes 6 et 19) | | |
| Événements postérieurs à la date du bilan (note 25) | | |

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉS

(en millions de dollars canadiens)

| | Trois mois terminés les 30 septembre | | Neuf mois terminés les 30 septembre | |
|--|---|------|--|-----------|
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Non vérifié | | | | |
| Bénéfice net | 38 | 66 | 156 | 102 |
| Autres éléments du résultat étendu | | | | |
| Pertes à la conversion d'actifs nets d'établissements étrangers autonomes | (14) | (96) | (22) | (158) |
| Gains sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes d'établissements étrangers autonomes, déduction faite des impôts et taxes ¹ | 8 | 72 | 10 | 103 |
| Gains sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ² | 122 | 11 | 239 | 225 |
| Reclassement des pertes (gains) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie au bilan, déduction faite des impôts et taxes ³ | 1 | - | 8 | (8) |
| Reclassement des gains sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans le bénéfice net, déduction faite des impôts et taxes ⁴ | (11) | (38) | (83) | (95) |
| Autres éléments du résultat étendu | 106 | (51) | 152 | 67 |
| Résultat étendu | 144 | 15 | 308 | 169 |

1) Déduction faite de la charge d'impôts de 2 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010 (charges respectivement de 12 millions de dollars et 21 millions de dollars en 2009).

2) Déduction faite de la charge d'impôts respectivement de 64 millions de dollars et 124 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010 (recouvrement de 2 millions de dollars et charge de 96 millions de dollars respectivement en 2009).

3) Déduction faite de la charge d'impôts respectivement de 1 million de dollars et 3 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010 (recouvrements respectivement de néant et 3 millions de dollars en 2009).

4) Déduction faite du recouvrement d'impôts respectivement de 8 millions de dollars et 43 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010 (recouvrements respectivement de 21 millions de dollars et 52 millions de dollars en 2009).

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

(en millions de dollars canadiens)

| Non vérifié | Trois mois terminés les 30 septembre | | Neuf mois terminés les 30 septembre | |
|---|---|--------------|--|--------------|
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Activités d'exploitation | | | | |
| Bénéfice net | 38 | 66 | 156 | 102 |
| Amortissement (note 22) | 130 | 116 | 362 | 359 |
| Gain à la vente d'équipement | - | - | (1) | - |
| Participations sans contrôle (note 4) | 8 | 3 | 20 | 27 |
| Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 13) | 5 | 5 | 15 | 17 |
| Coûts de mise hors service d'immobilisations réglés (note 13) | (12) | (11) | (27) | (27) |
| Impôts futurs | 2 | 4 | 19 | - |
| Perte (gain) latent(e) de change | 2 | (4) | - | (15) |
| Perte (gain) latent(e) découlant des activités de gestion du risque | 2 | (1) | 2 | (1) |
| Autres éléments hors caisse | 9 | - | 12 | 1 |
| | 184 | 178 | 558 | 463 |
| Variation des soldes hors caisse du fonds de roulement liés à l'exploitation (note 23) | 46 | 16 | (56) | (129) |
| Flux de trésorerie d'exploitation | 230 | 194 | 502 | 334 |
| Activités d'investissement | | | | |
| Acquisitions d'immobilisations corporelles | (184) | (269) | (593) | (681) |
| Produit de la vente d'immobilisations corporelles | - | 4 | 3 | 5 |
| Produit de la vente de la participation sans contrôle dans Kent Hills (note 3) | - | - | - | 29 |
| Augmentation du recouvrement d'impôts (note 10) | 12 | - | 12 | - |
| Liquidités soumises à restrictions | (7) | 1 | (7) | (1) |
| Pertes réalisées sur les instruments financiers | (1) | (2) | (22) | (16) |
| Augmentation (diminution) nette des garanties reçues des contreparties | 60 | (15) | 86 | 105 |
| (Augmentation) diminution nette des garanties versées aux contreparties | (4) | 2 | (6) | 9 |
| Règlement des rajustements sur la vente du placement au Mexique (note 3) | - | - | - | (7) |
| Divers | (2) | 9 | 4 | (5) |
| Flux de trésorerie d'investissement | (126) | (270) | (523) | (562) |
| Activités de financement | | | | |
| (Diminution) augmentation nette des facilités de crédit | (15) | 182 | (44) | 300 |
| Remboursement de la dette à long terme | (2) | (2) | (20) | (20) |
| Émission de titres d'emprunt à long terme (note 12) | - | - | 301 | 200 |
| Dividendes versés sur actions ordinaires (note 2) | (49) | (58) | (169) | (169) |
| Produit net de l'émission d'actions ordinaires (notes 2 et 14) | - | - | 1 | - |
| Gains (pertes) réalisé(e)s sur les instruments financiers | 9 | - | (8) | - |
| Distributions versées aux détenteurs de participations sans contrôle dans des filiales | (15) | (7) | (44) | (40) |
| Divers | - | (5) | - | (5) |
| Flux de trésorerie de financement | (72) | 110 | 17 | 266 |
| Flux de trésorerie d'exploitation, d'investissement et de financement | 32 | 34 | (4) | 38 |
| Incidence de la conversion de liquidités en devises | 5 | (2) | 2 | (2) |
| Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie | 37 | 32 | (2) | 36 |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période | 43 | 54 | 82 | 50 |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période | 80 | 86 | 80 | 86 |
| Impôts au comptant (recouvrés) payés | (40) | 3 | (21) | 35 |
| Intérêts au comptant payés | 42 | 12 | 96 | 78 |

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (NON VÉRIFIÉ)

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

1. CONVENTIONS COMPTABLES

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

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

Les résultats de TransAlta sont en partie à caractère saisonnier en raison de la nature du marché de l'électricité et des coûts connexes du combustible. Les coûts d'entretien sont généralement plus élevés au cours des deuxième et troisième trimestres, période durant laquelle les prix de l'électricité sont censés être inférieurs étant donné qu'ils augmentent habituellement durant les mois d'hiver sur le marché canadien.

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

2. MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications comptables de l'exercice

Stocks

Au cours du deuxième trimestre, la société a modifié sa politique d'évaluation des stocks de produits de base détenus dans le secteur Opérations sur les produits énergétiques afin de mieux refléter la nature des stocks sous-jacents et les objectifs du secteur d'activité. Les stocks de produits de base détenus dans le secteur Opérations sur les produits énergétiques sont maintenant évalués à la juste valeur moins les coûts de la vente plutôt qu'au coût ou à la valeur de réalisation, si elle est inférieure. Les variations de la juste valeur moins les coûts de la vente sont comptabilisées dans le bénéfice net de la période de changement. L'incidence de cette modification sur les périodes actuelles et précédentes n'est pas importante. Par conséquent, la modification a été appliquée prospectivement, et les chiffres des périodes précédentes n'ont pas été retraités.

Modifications des estimations – Durée de vie utile

En 2010, la direction a entrepris un examen exhaustif de la durée de vie utile estimative de la totalité des centrales alimentées au charbon et des actifs miniers de charbon compte tenu, entre autres, du programme d'entretien de TransAlta pendant le cycle de vie économique, de l'état existant des actifs, des progrès réalisés au titre des technologies de captage du carbone et d'autres technologies, ainsi que d'autres facteurs liés au marché.

La direction a effectué l'examen de ses centrales alimentées au charbon et de ses actifs miniers de charbon et a mis à jour la durée de vie utile estimative de ces actifs pour tenir compte de leur durée de vie économique actuellement prévue. Ainsi, l'amortissement a été réduit de 7 millions de dollars et 19 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010, par rapport aux périodes correspondantes de 2009. L'incidence avant impôts estimative annuelle de cette modification s'élève à 29 millions de dollars et se reflétera dans la dotation aux amortissements et le coût des ventes.

Il sera tenu compte de tout autre rajustement découlant de l'examen de ses autres centrales au cours des périodes ultérieures.

Modifications comptables futures

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

En 2005, le Conseil des normes comptables du Canada («CNC») a annoncé la convergence des normes comptables du Canada avec les IFRS. Le 8 mai 2009, le CNC a confirmé de nouveau que les états financiers intermédiaires et annuels des périodes ouvertes à partir du 1^{er} janvier 2011 devront être présentés selon les IFRS, avec les informations financières comparatives appropriées pour 2010. Bien que les IFRS utilisent un cadre conceptuel semblable à celui des PCGR du Canada, il y a des différences importantes en ce qui a trait aux conventions comptables qui seront abordées dans le cadre du projet de conversion et qui ont été décrites plus en détail à la note 2 D) afférente aux états financiers consolidés annuels de la société. Au cours du troisième trimestre de 2010, aucune nouvelle différence importante n'a été relevée.

Le projet, qui progresse comme prévu, aborde actuellement la phase de mise en œuvre des processus requis pour la présentation selon deux régimes de normes en 2010 et la phase d'élaboration et de mise en œuvre des solutions requises pour assurer une pleine convergence en 2011. Des équipes interfonctionnelles spécialisées ont été formées pour analyser l'incidence de l'adoption des IFRS et se concentrer sur l'élaboration et la mise en œuvre de solutions de convergence précises.

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

Chiffres correspondants

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.

3. AUTRES PRODUITS

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

4. PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

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

| | |
|---|------------|
| Solde au 31 décembre 2009 | 478 |
| Distributions versées | (44) |
| Quote-part des détenteurs de participations sans contrôle dans le bénéfice net | 20 |
| Quote-part des détenteurs de participations sans contrôle dans les autres éléments du résultat étendu | (15) |
| Solde au 30 septembre 2010 | 439 |

5. CHARGE (RECOUVREMENT) D'IMPÔTS

Les composantes de la charge (du recouvrement) d'impôts sont comme suit :

| | Trois mois terminés les 30 septembre | | Neuf mois terminés les 30 septembre | |
|--|---|-----------|--|----------|
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Charge (recouvrement) d'impôts exigibles | 2 | 12 | (34) | - |
| Charge d'impôts futurs | 2 | 4 | 19 | - |
| Charge (recouvrement) d'impôts | 4 | 16 | (15) | - |

Au cours du deuxième trimestre de 2010, TransAlta a comptabilisé un recouvrement d'impôts de 30 millions de dollars lié à la résolution de certaines questions fiscales en cours. Les intérêts débiteurs ont aussi diminué de 14 millions de dollars par suite de recouvrements d'intérêts connexes (note 12). Un montant de 30 millions de dollars provenant de la résolution de ces questions fiscales a été reçu au cours du troisième trimestre, et le reste est attendu avant la fin de l'exercice.

6. INSTRUMENTS FINANCIERS

A. Actifs financiers et passifs financiers – Classement et évaluation

Les actifs financiers et les passifs financiers sont évalués régulièrement au coût, à la juste valeur ou au coût après amortissement. La rubrique « Instruments financiers et couvertures » de la note 1 F) afférente aux états financiers consolidés annuels de 2009 de la société décrit comment les instruments financiers sont évalués et comment les produits et charges, y compris les gains et pertes au titre de la juste valeur, sont constatés. Le tableau suivant présente les valeurs comptables et le classement des actifs financiers et des passifs financiers :

Valeur comptable des instruments financiers au 30 septembre 2010

| | Dérivés utilisés à des fins de couverture | Dérivés classés comme détenus à des fins de transaction | Prêts et créances | Autres passifs financiers | Total |
|---|--|--|----------------------|---------------------------------|-------|
| Actifs financiers | | | | | |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie | - | - | 80 | - | 80 |
| Débiteurs | - | - | 361 | - | 361 |
| Garanties versées | - | - | 32 | - | 32 |
| Actifs de gestion du risque | | | | | |
| À court terme | 270 | 19 | - | - | 289 |
| À long terme | 332 | 3 | - | - | 335 |
| Liquidités soumises à restrictions | - | - | 7 | - | 7 |
| Passifs financiers | | | | | |
| Créditeurs et charges à payer | - | - | - | 406 | 406 |
| Garanties reçues | - | - | - | 169 | 169 |
| Passifs de gestion du risque | | | | | |
| À court terme | 11 | 19 | - | - | 30 |
| À long terme | 76 | 5 | - | - | 81 |
| Dette à long terme, avec recours ¹ | - | - | - | 4 122 | 4 122 |
| Dette à long terme, sans recours ¹ | - | - | - | 562 | 562 |

Valeur comptable des instruments financiers au 31 décembre 2009

| | Dérivés utilisés à des fins de couverture | Dérivés classés comme détenus à des fins de transaction | Prêts et créances | Autres passifs financiers | Total |
|---|--|--|----------------------|---------------------------------|-------|
| Actifs financiers | | | | | |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie | - | - | 82 | - | 82 |
| Débiteurs | - | - | 421 | - | 421 |
| Garanties versées | - | - | 27 | - | 27 |
| Actifs de gestion du risque | | | | | |
| À court terme | 130 | 14 | - | - | 144 |
| À long terme | 219 | 5 | - | - | 224 |
| Passifs financiers | | | | | |
| Créditeurs et charges à payer | - | - | - | 521 | 521 |
| Garanties reçues | - | - | - | 86 | 86 |
| Passifs de gestion du risque | | | | | |
| À court terme | 28 | 17 | - | - | 45 |
| À long terme | 75 | 3 | - | - | 78 |
| Dette à long terme, avec recours ¹ | - | - | - | 3 864 | 3 864 |
| Dette à long terme, sans recours ¹ | - | - | - | 578 | 578 |

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

B. Juste valeur des instruments financiers

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

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

I. Calculs des niveaux et classements

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

Niveau I

Les justes valeurs sont calculées en utilisant les cours du marché (non rajustés) dans les marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques auxquels la société a accès. Pour calculer les justes valeurs des opérations sur les produits énergétiques de niveau I¹, la société utilise les cours du marché pour des produits de base négociés identiques obtenus des Bourses actives comme la New York Mercantile Exchange.

Niveau II

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

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

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

Niveau III

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

Dans des cas restreints, le secteur Opérations sur les produits énergétiques peut conclure des opérations sur des produits de base comportant des caractéristiques non standardisées pour lesquelles il n'y a pas de données de marché observables disponibles. Dans ces cas-là, les justes valeurs de niveau III sont établies en utilisant des techniques d'évaluation avec des données reposant sur les données historiques comme la disponibilité de l'unité, la congestion du transport, les profils de la demande pour des contrats non standardisés distincts et des produits structurés, et/ou les volatilités ainsi que les corrélations entre les produits provenant des prix historiques. Lorsque des opérations sur des produits de base se déroulent au cours de périodes où il n'y a pas de données de marché observables disponibles, un modèle de prévisions de prix fondamentaux mis au point en interne est utilisé dans l'évaluation.

Par suite de l'acquisition de Canadian Hydro Developers, Inc., TransAlta détient aussi divers contrats ayant une durée s'étirant sur plus de cinq ans. Comme les prévisions de prix à terme ne sont pas disponibles pour la durée complète de ces contrats, leur valeur

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

est déterminée à partir d'une prévision reposant sur une combinaison de modèles fondamentaux externes et internes, y compris l'actualisation. Par conséquent, ces contrats sont classés dans le niveau III et sont conclus à un prix donné avec des contreparties solvables.

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

Opérations sur les produits énergétiques

Le tableau suivant résume les facteurs clés influant sur la juste valeur des actifs et des passifs nets de gestion du risque par niveau de classement pour les opérations sur les produits énergétiques effectuées au cours des neuf mois terminés le 30 septembre 2010 :

| | Couvertures | | | Autres que de couverture | | | Total | | |
|---|-------------|------------|-------------|--------------------------|------------|------------|----------|------------|-------------|
| | Niveau I | Niveau II | Niveau III | Niveau I | Niveau II | Niveau III | Niveau I | Niveau II | Niveau III |
| Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 décembre 2009 | - | 297 | (27) | - | - | 1 | - | 297 | (26) |
| Variations attribuables aux : | | | | | | | | | |
| Variations du cours du marché pour les contrats existants | - | 227 | 21 | 9 | (2) | - | 9 | 225 | 21 |
| Variations du cours du marché pour les nouveaux contrats | - | 73 | - | (6) | (3) | (1) | (6) | 70 | (1) |
| Contrats réglés | - | (96) | (3) | (1) | 2 | - | (1) | (94) | (3) |
| Variation des taux de change | - | (3) | - | - | - | - | - | (3) | - |
| Cessions au sein / hors du niveau III | - | 1 | (1) | - | - | - | - | 1 | (1) |
| Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 30 septembre 2010 | - | 499 | (10) | 2 | (3) | - | 2 | 496 | (10) |
| Information additionnelle sur le gain – Niveau III : | | | | | | | | | |
| Variation de la juste valeur incluse dans les autres éléments du résultat étendu | | | 17 | | | - | | | 17 |
| Gain réalisé inclus dans le bénéfice avant impôts sur les bénéfices | | | 3 | | | - | | | 3 |
| Gain (perte) latent(e) inclus(e) dans le bénéfice avant impôts sur les bénéfices lié aux actifs nets détenus au 30 septembre 2010 | | | - | | | (1) | | | (1) |

Dans la mesure du possible, les variations des actifs et des passifs nets de gestion du risque pour les positions des éléments autres que de couverture sont reflétées dans la marge brute des secteurs Opérations sur les produits énergétiques et Production.

On estime que l'incidence de l'utilisation d'autres hypothèses raisonnablement possibles comme données pour les techniques d'évaluation à partir desquelles les justes valeurs des opérations sur les produits énergétiques de niveau III sont déterminées au 30 septembre 2010 est de +/- 18 millions de dollars (24 millions de dollars au 31 décembre 2009). Lorsqu'un modèle de prévisions de prix fondamentaux mis au point en interne est utilisé, d'autres prévisions de prix fondamentaux raisonnables provenant de consultants externes sont incluses dans l'estimation. Dans des cas restreints, certains contrats sont assortis d'une durée qui s'étend au-delà de cinq ans, de sorte que leur évaluation doit faire l'objet d'une extrapolation, car, en raison de leur durée, d'autres modèles de prévisions de prix fondamentaux raisonnables ne peuvent être établis.

La variation totale des actifs financiers et des passifs financiers de niveau III détenus au 30 septembre 2010, qui a été constatée dans le bénéfice avant impôts et taxes pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2010, correspond à un gain de 2 millions de dollars (1 million de dollars au 30 septembre 2009).

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

| | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 et par la suite | Total |
|--|------------|-----------|------------|------------|-----------|-----------|-------------------------|------------|
| Couvertures | Niveau I | - | - | - | - | - | - | - |
| | Niveau II | 57 | 244 | 163 | 40 | 10 | (15) | 499 |
| | Niveau III | 2 | 6 | 2 | 1 | - | (21) | (10) |
| Autres que de couverture | Niveau I | 2 | - | - | - | - | - | 2 |
| | Niveau II | 1 | (4) | (1) | 5 | - | (4) | (3) |
| | Niveau III | - | - | - | - | - | - | - |
| Total par niveau | Niveau I | 2 | - | - | - | - | - | 2 |
| | Niveau II | 58 | 240 | 162 | 45 | 10 | (19) | 496 |
| | Niveau III | 2 | 6 | 2 | 1 | - | (21) | (10) |
| Total des actifs (passifs) nets | | 62 | 246 | 164 | 46 | 10 | (40) | 488 |

Autres actifs et passifs de gestion du risque

Le tableau suivant résume les facteurs clés influant sur la juste valeur des autres actifs et passifs de gestion du risque par niveau de classement, au cours des neuf mois terminés le 30 septembre 2010 :

| | Couvertures | | | Autres que de couverture | | | Total | | |
|--|-------------|-----------|------------|--------------------------|------------|------------|----------|-----------|------------|
| | Niveau I | Niveau II | Niveau III | Niveau I | Niveau II | Niveau III | Niveau I | Niveau II | Niveau III |
| Passifs nets de gestion du risque au 31 décembre 2009 | - | (24) | - | - | (2) | - | - | (26) | - |
| Variations attribuables aux : | | | | | | | | | |
| Variations du cours du marché pour les contrats existants | - | 19 | - | - | - | - | - | 19 | - |
| Variations du cours du marché pour les nouveaux contrats | - | 10 | - | - | (1) | - | - | 9 | - |
| Contrats réglés | - | 21 | - | - | 2 | - | - | 23 | - |
| Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 30 septembre 2010 | - | 26 | - | - | (1) | - | - | 25 | - |

Les variations des autres actifs et passifs de gestion du risque liés aux positions de couverture sont reflétées dans le bénéfice net lorsque ces opérations ont été réglées au cours de la période ou lorsqu'il existe un niveau d'inefficacité dans la relation de couverture. En ce qui a trait aux couvertures qui demeurent efficaces et sont admissibles à la comptabilité de couverture, toute variation de la valeur sera reportée dans les autres éléments du résultat étendu jusqu'à ce que l'instrument soit réglé, ou jusqu'à ce que l'élément couvert ait une incidence sur le bénéfice net ou que l'investissement net dans les établissements étrangers soit réduit.

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

| | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 et par la suite | Total |
|--|------------|------------|----------|----------|----------|------------|-------------------------|-----------|
| Couvertures | Niveau I | - | - | - | - | - | - | - |
| | Niveau II | (5) | 3 | 1 | 4 | (1) | 24 | 26 |
| | Niveau III | - | - | - | - | - | - | - |
| Autres que de couverture | Niveau I | - | - | - | - | - | - | - |
| | Niveau II | (1) | - | - | - | - | - | (1) |
| | Niveau III | - | - | - | - | - | - | - |
| Total par niveau | Niveau I | - | - | - | - | - | - | - |
| | Niveau II | (6) | 3 | 1 | 4 | (1) | 24 | 25 |
| | Niveau III | - | - | - | - | - | - | - |
| Total des (passifs) actifs nets | | (6) | 3 | 1 | 4 | (1) | 24 | 25 |

La juste valeur de la dette à long terme de la société se présente comme suit :

| Au 30 septembre 2010 | Juste valeur ¹ | | | | Valeur comptable totale |
|---|---------------------------|-----------|------------|-------|-------------------------|
| | Niveau I | Niveau II | Niveau III | Total | |
| Actifs financiers et passifs financiers évalués autrement qu'à la juste valeur | | | | | |
| Dette à long terme – 30 septembre 2010 ² | - | 4 968 | - | 4 968 | 4 684 |
| Dette à long terme – 31 décembre 2009 ² | - | 4 499 | - | 4 499 | 4 442 |

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

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

C. Gains et pertes à l'établissement des instruments dérivés

La majorité des instruments dérivés de la société ne sont pas négociés sur une Bourse active ou se prolongent au-delà de la période pour laquelle les cours en Bourse sont disponibles. Les justes valeurs de ces instruments dérivés ont été calculées selon des techniques ou des modèles d'évaluation.

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

| Aux | 30 sept. 2010 | 31 déc. 2009 |
|--|---------------|--------------|
| (Perte non amortie) gain non amorti au début de la période | (1) | 2 |
| Nouveaux gains (pertes) à l'établissement des instruments dérivés | 2 | (1) |
| Amortissement constaté dans le bénéfice net au cours de la période | (1) | (2) |
| Perte non amortie à la fin de la période | - | (1) |

7. ACTIVITÉS DE GESTION DU RISQUE

A. Actifs et passifs de gestion du risque

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

| Aux | 30 septembre 2010 | | | | 31 décembre 2009 | |
|---|-------------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|-------------------------------|------------------|-------|
| | Couvertures de l'investissement net | Couvertures de flux de trésorerie | Couvertures de la juste valeur | Non désignés comme couverture | Total | Total |
| Actifs de gestion du risque | | | | | | |
| Opérations sur les produits énergétiques | | | | | | |
| À court terme | - | 267 | - | 19 | 286 | 144 |
| À long terme | - | 288 | - | 3 | 291 | 207 |
| Total des actifs de gestion du risque – Opérations sur les produits énergétiques | - | 555 | - | 22 | 577 | 351 |
| Autres | | | | | | |
| À court terme | - | 3 | - | - | 3 | - |
| À long terme | - | - | 44 | - | 44 | 17 |
| Total des autres actifs de gestion du risque | - | 3 | 44 | - | 47 | 17 |
| Passifs de gestion du risque | | | | | | |
| Opérations sur les produits énergétiques | | | | | | |
| À court terme | - | 6 | - | 18 | 24 | 30 |
| À long terme | - | 60 | - | 5 | 65 | 50 |
| Total des passifs de gestion du risque – Opérations sur les produits énergétiques | - | 66 | - | 23 | 89 | 80 |
| Autres | | | | | | |
| À court terme | 5 | - | - | 1 | 6 | 15 |
| À long terme | - | 16 | - | - | 16 | 28 |
| Total des autres passifs de gestion du risque | 5 | 16 | - | 1 | 22 | 43 |
| Actifs (passifs) de gestion du risque sur les produits énergétiques, montant net | | | | | | |
| | - | 489 | - | (1) | 488 | 271 |
| Autres (passifs) actifs de gestion du risque, montant net | | | | | | |
| | (5) | (13) | 44 | (1) | 25 | (26) |
| Total des (passifs) actifs de gestion du risque, montant net | | | | | | |
| | (5) | 476 | 44 | (2) | 513 | 245 |

Des informations additionnelles sur les instruments dérivés sont présentées à leur montant net ci-après.

I. Couvertures

a. Couvertures de l'investissement net

i. Couvertures des comptes des établissements étrangers

La dette à long terme libellée en dollars américains d'une valeur nominale de 820 millions de dollars américains (1 100 millions de dollars américains au 31 décembre 2009) et une facilité de crédit libellée en dollars américains d'une valeur nominale de 300 millions de dollars américains (300 millions de dollars américains au 31 décembre 2009) ont été désignées comme faisant partie de la couverture de l'investissement net de TransAlta dans les établissements étrangers autonomes.

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

Swap de devises

Le passif en cours découlant du swap de devises utilisé dans le cadre de la couverture de l'investissement net se présente comme suit :

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

Contrats de change à terme

Les contrats de vente (d'achat) à terme de devises en cours, utilisés dans le cadre de la couverture de l'investissement net, se présentent comme suit :

| 30 septembre 2010 | | | 31 décembre 2009 | | |
|-------------------|--------------------------|----------|------------------|--------------------------|----------|
| Notionnel | Passif à la juste valeur | Échéance | Notionnel | Passif à la juste valeur | Échéance |
| 180 \$ AU | (2) | 2010 | 120 \$ AU | (2) | 2010 |
| 13 \$ US | (3) | 2010 | (182) \$ US | (1) | 2010 |

ii. Incidence sur les états du résultat étendu consolidés

Pour la période de trois mois terminée le 30 septembre 2010, une perte nette après impôts et taxes de 6 millions de dollars (perte de 24 millions de dollars au 30 septembre 2009) liée à la conversion de l'investissement net de la société dans les établissements étrangers autonomes, déduction faite de la couverture, a été comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, une perte nette après impôts et taxes de 12 millions de dollars (perte de 55 millions de dollars au 30 septembre 2009) liée à la conversion de l'investissement net de la société dans les établissements étrangers autonomes, déduction faite de la couverture, a été comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu.

À l'heure actuelle, aucune couverture de l'investissement net ne comporte de tranche inefficace. Le tableau suivant résume l'incidence avant impôts et taxes des couvertures de l'investissement net sur les états du résultat étendu consolidés pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées les 30 septembre 2010 et 2009 :

| Instruments financiers dans des relations de couverture de l'investissement net | Gain (perte) avant impôts et taxes constaté(e) dans les autres éléments du résultat étendu pour les trois mois terminés le 30 sept. 2010 | Gain (perte) avant impôts et taxes constaté(e) dans les autres éléments du résultat étendu pour les trois mois terminés le 30 sept. 2009 |
|---|--|--|
| Dette à long terme | 26 | 101 |
| Swap de devises | - | (1) |
| Change | (16) | (16) |
| Incidence sur les autres éléments du résultat étendu | 10 | 84 |

| Instruments financiers dans des relations de couverture de l'investissement net | Gain (perte) avant impôts et taxes constaté(e) dans les autres éléments du résultat étendu pour les neuf mois terminés le 30 sept. 2010 | Gain (perte) avant impôts et taxes constaté(e) dans les autres éléments du résultat étendu pour les neuf mois terminés le 30 sept. 2009 |
|---|---|---|
| Dette à long terme | 35 | 185 |
| Swap de devises | 3 | (4) |
| Change | (26) | (57) |
| Incidence sur les autres éléments du résultat étendu | 12 | 124 |

b. Couvertures de flux de trésorerie

i. Gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques

Les instruments dérivés désignés comme instruments de couverture au titre des opérations sur les produits énergétiques en cours de la société au 30 septembre 2010 se présentent comme suit :

| (en milliers) Type | 30 septembre 2010 | | 31 décembre 2009 | |
|-----------------------|-------------------------------|--------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|
| | Montant notionnel vendu | Montant notionnel acheté | Montant notionnel vendu | Montant notionnel acheté |
| Électricité (MWh) | 35 217 | 11 | 28 989 | - |
| Gaz naturel (GJ) | 485 | 33 719 | 2 163 | 360 |
| Pétrole (gallons) | - | 16 254 | - | 25 074 |

ii. Gestion du risque de change

Contrats de change à terme sur les encaissements et dépenses libellés en devises

La société utilise des contrats de change à terme pour couvrir une tranche de ses encaissements et dépenses futurs libellés en devises :

| 30 septembre 2010 | | | | 31 décembre 2009 | | | |
|--------------------|---------------------|-----------------------------|-----------|--------------------|---------------------|-----------------------------|----------|
| Notionnel vendu | Notionnel acheté | Passif à la juste valeur | Échéance | Notionnel vendu | Notionnel acheté | Passif à la juste valeur | Échéance |
| 222 | 205 \$ US | (5) | 2010-2017 | 91 | 78 \$ US | (8) | 2010 |
| 3 \$ US | 3 | - | 2010 | 14 \$ US | 15 | - | 2010 |
| - | - | - | - | 4 \$ AU | 3 \$ US | - | 2010 |

Contrats de change à terme sur la dette libellée en devises

Les contrats d'achat à terme de devises en cours utilisés dans le cadre de la gestion du risque de change lié à la dette et non désignés à titre de couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

| 30 septembre 2010 | | | 31 décembre 2009 | | |
|-------------------|--------------|----------|------------------|--------------|----------|
| Notionnel | Actif à la | | Notionnel | Actif à la | |
| | juste valeur | Échéance | | juste valeur | Échéance |
| 300 \$ US | 1 | 2012 | - | - | - |
| 300 \$ US | 2 | 2013 | - | - | - |

Swap de devises

TransAlta utilise des swaps de devises dans le cadre de la gestion du risque de change lié à la dette libellée en devises comme suit :

| 30 septembre 2010 | | | 31 décembre 2009 | | |
|-------------------|--------------|----------|------------------|--------------|----------|
| Notionnel | Passif à la | | Notionnel | Passif à la | |
| | juste valeur | Échéance | | juste valeur | Échéance |
| 500 \$ US | (11) | 2015 | 500 \$ US | (16) | 2015 |

iii. Gestion du risque de taux d'intérêt

La société avait aussi des swaps de taux d'intérêt à terme d'ouverture en cours qui convertissaient la dette à taux variable en dette à taux fixe, ces taux fixes se situant entre 3,5 % et 4,6 %. Ces swaps ont été dénoués au moment de l'émission de billets de premier rang d'un capital de 300 millions de dollars américains au cours du premier trimestre de 2010, et les pertes qui en ont découlé ont été portées dans les autres éléments du résultat étendu et seront amorties par imputation aux résultats sur la durée initiale de dix ans des swaps.

| 30 septembre 2010 | | | 31 décembre 2009 | | |
|-------------------|--------------|----------|------------------|--------------|----------|
| Notionnel | Passif à la | | Notionnel | Passif à la | |
| | juste valeur | Échéance | | juste valeur | Échéance |
| - | - | - | 300 \$ US | (8) | 2020 |

iv. Incidence sur les états du résultat étendu consolidés

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

Les tableaux suivants résumant l'incidence des couvertures de flux de trésorerie sur les états du résultat étendu consolidés, les états des résultats consolidés et les bilans consolidés pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées les 30 septembre 2010 et 2009 :

| Trois mois terminés le 30 septembre 2010 | | | | | |
|---|--|--|---|--|--|
| Tranche efficace | | | Tranche inefficace | | |
| Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie | Gain (perte) avant impôts et taxes constaté(e) dans les autres éléments du résultat étendu | Endroit où (le gain) la perte est reclassé(e) des autres éléments du résultat étendu | (Gain) perte avant impôts et taxes reclassé(e) des autres éléments du résultat étendu | Endroit où le gain est comptabilisé dans le bénéfice | Gain avant impôts et taxes constaté dans le bénéfice |
| Produits de base | 212 | Produits | (46) | Produits | - |
| | | | | Intérêts débiteurs | 1 |
| (Perte) de change sur les couvertures de projets | (6) | Immobilisations corporelles | 2 | | |
| (Perte) de change sur la dette en dollars américains | (10) | Perte de change sur la dette en dollars américains | 26 | | |
| Swaps de devises | (10) | Intérêts débiteurs | 1 | | |
| Taux d'intérêt | - | | | | |
| Incidence sur les autres éléments du résultat étendu | 186 | Incidence sur les autres éléments du résultat étendu | (17) | Incidence sur le bénéfice net | 1 |

| Trois mois terminés le 30 septembre 2009 | | | | | |
|---|--|--|---|--|---|
| Tranche efficace | | | Tranche inefficace | | |
| Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie | (Perte) gain avant impôts et taxes constaté(e) dans les autres éléments du résultat étendu | Endroit où (le gain) la perte est reclassé(e) des autres éléments du résultat étendu | (Gain) perte avant impôts et taxes reclassé(e) des autres éléments du résultat étendu | Endroit où la perte est comptabilisée dans le bénéfice | Gain (perte) avant impôts et taxes constaté(e) dans le bénéfice |
| Produits de base | (24) | Produits | (60) | Produits | 2 |
| | | | | Intérêts débiteurs | (1) |
| (Perte) de change sur les couvertures de projets | (25) | Immobilisations corporelles | - | | |
| Swaps de devises | - | Intérêts débiteurs | 1 | | |
| Taux d'intérêt | 58 | | | | |
| Incidence sur les autres éléments du résultat étendu | 9 | Incidence sur les autres éléments du résultat étendu | (59) | Incidence sur le bénéfice net | 1 |

Neuf mois terminés le 30 septembre 2010

| Tranche efficace | | | Tranche inefficace | | |
|---|--|--|---|--|--|
| Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie | Gain (perte) avant impôts et taxes constaté(e) dans les autres éléments du résultat étendu | Endroit où (le gain) la perte est reclassé(e) des autres éléments du résultat étendu | (Gain) perte avant impôts et taxes reclassé(e) des autres éléments du résultat étendu | Endroit où la perte est comptabilisée dans le bénéfice | Perte avant impôts et taxes constatée dans le bénéfice |
| Produits de base | 372 | Produits | (134) | Produits | - |
| Gain (perte) de change sur les couvertures de projets | (7) | Immobilisations corporelles | 11 | Intérêts débiteurs | - |
| Perte de change sur la dette en dollars américains | - | Perte de change sur la dette en dollars américains | 7 | | |
| Swaps de devises | 7 | Intérêts débiteurs | 1 | | |
| Taux d'intérêt | (9) | | | | |
| Incidence sur les autres éléments du résultat étendu | 363 | Incidence sur les autres éléments du résultat étendu | (115) | Incidence sur le bénéfice net | - |

Neuf mois terminés le 30 septembre 2009

| Tranche efficace | | | Tranche inefficace | | |
|---|--|--|---|--|--|
| Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie | Gain (perte) avant impôts et taxes constaté(e) dans les autres éléments du résultat étendu | Endroit où (le gain) la perte est reclassé(e) des autres éléments du résultat étendu | (Gain) perte avant impôts et taxes reclassé(e) des autres éléments du résultat étendu | Endroit où la perte est comptabilisée dans le bénéfice | Perte avant impôts et taxes constatée dans le bénéfice |
| Produits de base | 312 | Produits | (148) | Produits | - |
| Perte de change sur les couvertures de projets | (15) | Immobilisations corporelles | (11) | Intérêts débiteurs | (2) |
| Swaps de devises | - | Intérêts débiteurs | 1 | | |
| Taux d'intérêt | 24 | | | | |
| Incidence sur les autres éléments du résultat étendu | 321 | Incidence sur les autres éléments du résultat étendu | (158) | Incidence sur le bénéfice net | (2) |

Au cours des 12 prochains mois, la société estime que des gains après impôts et taxes de 174 millions de dollars (gains après impôts et taxes de 77 millions de dollars au 31 décembre 2009) seront reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net.

c. Couvertures de la juste valeur

i. Gestion du risque de taux d'intérêt

La société a converti une tranche de sa dette à taux d'intérêt fixe, dont le taux varie entre 5,75 % et 6,9 %, en une dette à taux d'intérêt variable au moyen de swaps de taux d'intérêt, comme il est présenté dans le tableau qui suit :

| Notionnel | 30 septembre 2010 | | 31 décembre 2009 | |
|------------------|-------------------------|-------------|------------------|----------------------------------|
| | Actif à la juste valeur | Échéance | Notionnel | Actif (passif) à la juste valeur |
| 100 | 3 | 2011 | 100 | 7 |
| 100 \$ US | 4 | 2013 | 50 \$ US | (1) |
| 300 \$ US | 37 | 2018 | 150 \$ US | 7 |

Y compris les swaps de taux d'intérêt décrits ci-dessus, un pourcentage de 33 % de la dette de la société est assujéti à des taux d'intérêt variables (31 % au 31 décembre 2009).

ii. Incidence sur les états du résultat étendu consolidés

Aucune tranche inefficace des couvertures de la juste valeur n'a été comptabilisée pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées les 30 septembre 2010 et 2009.

Le tableau suivant résume l'incidence et l'emplacement des couvertures de la juste valeur dans les états des résultats consolidés pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées les 30 septembre 2010 et 2009 :

| Dérivés inclus dans des relations de couverture de la juste valeur | Endroit où le gain (la perte) est constaté(e) dans l'état des résultats | Trois mois terminés les 30 septembre | | Neuf mois terminés les 30 septembre | |
|--|---|--------------------------------------|------|-------------------------------------|------|
| | | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Contrats de taux d'intérêt | Intérêts débiteurs | 6 | (1) | 33 | 13 |
| Dette à long terme | Intérêts débiteurs | (6) | 1 | (33) | (13) |
| Incidence sur le bénéfice net | | - | - | - | - |

II. Éléments autres que de couverture

La société conclut diverses opérations sur instruments dérivés qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture ou pour lesquelles il a été décidé de ne pas appliquer la comptabilité de couverture, car les actifs et passifs connexes étaient classés comme détenus à des fins de transaction. Les gains ou pertes réalisés et latents nets découlant des variations de la juste valeur de ces instruments dérivés sont présentés dans le bénéfice au cours de la période où surviennent les variations.

a. Gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques

La société conclut certaines opérations de couverture sur produits de base qui sont classées comme détenues à des fins de transaction. Les gains ou pertes réalisés et latents nets découlant des variations de la juste valeur de ces instruments dérivés sont présentés dans les produits au cours de la période où surviennent les variations. Les instruments dérivés visant des opérations sur les produits énergétiques qui ne sont pas désignés comme des instruments de couverture au 30 septembre 2010 se présentent comme suit :

| (en milliers) | 30 septembre 2010 | | 31 décembre 2009 | |
|-------------------|-------------------------|--------------------------|-------------------------|--------------------------|
| | Montant notionnel vendu | Montant notionnel acheté | Montant notionnel vendu | Montant notionnel acheté |
| Électricité (MWh) | 17 185 | 18 461 | 14 107 | 14 844 |
| Gaz naturel (GJ) | 659 293 | 675 908 | 323 793 | 309 764 |
| Transport (MWh) | - | 2 587 | - | 4 852 |

b. Swaps de devises

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

| 30 septembre 2010 | | | 31 décembre 2009 | | |
|-------------------|--------------------------|----------|------------------|--------------------------|----------|
| Notionnel | Passif à la juste valeur | Échéance | Notionnel | Passif à la juste valeur | Échéance |
| - | - | - | 13 \$ AU | (2) | 2010 |

c. Contrats de change à terme

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

Les notionnels et les justes valeurs en cours associés à ces contrats à terme se présentent comme suit :

| 30 septembre 2010 | | | | 31 décembre 2009 | | | |
|-------------------|------------------|--------------------------|----------|------------------|------------------|--------------------------|----------|
| Notionnel vendu | Notionnel acheté | Passif à la juste valeur | Échéance | Notionnel vendu | Notionnel acheté | Passif à la juste valeur | Échéance |
| 7 \$ AU | 6 | - | 2010 | - | - | - | - |
| 4 \$ AU | 3 \$ US | (1) | 2010 | - | - | - | - |
| 35 \$ US | 37 | - | 2010 | 13 \$ US | 14 | - | 2010 |

d. Swaps sur rendement total

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

e. Incidence sur les états du résultat étendu consolidés

Les tableaux suivants résument les gains et pertes réalisés et latents nets compris dans le bénéfice net qui sont associés aux instruments dérivés non désignés comme couvertures :

| | Trois mois terminés les 30 septembre 2010 | | | 2009 | | |
|------------------|---|-------------------------------------|-------|--------------------|-------------------------------------|-------|
| | Pertes latentes nettes | Gains (pertes) réalisé(e)s net(te)s | Total | Gains latents nets | (Pertes) gains réalisé(e)s net(te)s | Total |
| Produits de base | (4) | 5 | 1 | 1 | (1) | - |
| Change | (1) | (4) | (5) | - | 3 | 3 |
| Divers | (2) | (1) | (3) | - | - | - |

Neuf mois terminés les 30 septembre

| | 2010 | | | 2009 | | |
|------------------|------------------------|-------------------------------------|-------|--------------------|-------------------------------------|-------|
| | Pertes latentes nettes | Gains (pertes) réalisé(e)s net(te)s | Total | Gains latents nets | Gains (pertes) réalisé(e)s net(te)s | Total |
| Produits de base | (4) | 11 | 7 | 2 | 33 | 35 |
| Intérêts | - | - | - | - | (1) | (1) |
| Change | - | - | - | 4 | (2) | 2 |
| Divers | - | (1) | (1) | - | (1) | (1) |

B. Nature et étendue des risques découlant des instruments financiers

I. Risque de marché

a. Risque lié au prix des produits de base – Négociation pour compte propre – Opérations sur les produits énergétiques

Les fluctuations des prix du marché associés aux activités de négociation pour compte propre influent sur le bénéfice net de la période au cours de laquelle elles se produisent. Au 30 septembre 2010, la valeur à risque («VaR») liée aux activités de négociation pour compte propre dans le cadre d'opérations sur les produits énergétiques de la société était de 4 millions de dollars (3 millions de dollars au 31 décembre 2009).

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

Au 30 septembre 2010, la VaR liée aux instruments dérivés sur les produits de base de la société utilisés dans les activités de couverture de production s'établissait à 21 millions de dollars (45 millions de dollars au 31 décembre 2009).

La politique de la société relative aux opérations adossées à des actifs consiste à essayer d'atteindre le statut des contrats d'achat ou de vente dans le cours normal des affaires ou de répondre aux conditions d'application de la comptabilité de couverture. En ce qui concerne les positions et couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture ou les opérations d'optimisation à court terme comme les rachats conclus afin de compenser les positions de couverture existantes, ces opérations sont évaluées à la valeur du marché, et les variations des prix du marché associés à ces opérations ont une incidence sur le bénéfice net au cours de la période pendant laquelle elles surviennent. Au 30 septembre 2010, la VaR liée aux instruments dérivés sur les produits de base de la société utilisés dans le secteur de la production, mais qui ne sont pas désignés comme couvertures, était de néant (néant au 31 décembre 2009).

c. Risque de taux d'intérêt

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

Neuf mois terminés les 30 septembre

| | 2010 | | 2009 | |
|--------------------------------|---|--|---|--|
| | Augmentation du bénéfice net¹ | Perte au titre des autres éléments du résultat étendu¹ | Augmentation du bénéfice net¹ | Perte au titre des autres éléments du résultat étendu¹ |
| Variation de 50 points de base | 5 | - | 3 | (8) |

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

d. Risque de change

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

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

Neuf mois terminés les 30 septembre

| | 2010 | | 2009 | |
|-------------------|---|---|---|---|
| Devise | Diminution du bénéfice net¹ | Gain au titre des autres éléments du résultat étendu^{1,2} | Diminution du bénéfice net¹ | Gain au titre des autres éléments du résultat étendu^{1,2} |
| Dollar américain | (4) | 8 | (1) | 2 |
| Dollar australien | (1) | - | (2) | - |
| Total | (5) | 8 | (3) | 2 |

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

2) L'incidence du change liée aux instruments financiers utilisés comme instruments de couverture dans les couvertures de l'investissement net a été exclue.

II. Risque de crédit

Au 30 septembre 2010, TransAlta avait conclu un contrat avec une contrepartie dont la position de règlement nette représentait plus de 10 % du total des créances clients à la fin de la période.

L'exposition maximale au risque de crédit de la société au 30 septembre 2010 et au 31 décembre 2009, compte non tenu de la garantie détenue, est représentée par les valeurs comptables actuelles des débiteurs et des actifs de gestion du risque figurant dans les bilans consolidés. Les lettres de crédit et les liquidités sont les principaux types de garanties détenues à titre de sûreté par rapport à ces montants. L'exposition maximale au risque de crédit à l'égard d'un seul client sur le plan des opérations et des couvertures liées aux produits de base, à l'exception des créances du marché de la Californie et compte tenu de la juste valeur des opérations ouvertes, déduction faite des garanties détenues, était de 56 millions de dollars au 30 septembre 2010 (63 millions de dollars au 31 décembre 2009).

La société utilise les notes de solvabilité externes, ainsi que les notes de solvabilité internes dans les situations où des notes de solvabilité externes ne sont pas disponibles, pour établir les limites de crédit des contreparties. Le tableau suivant présente la distribution, par note de solvabilité, des actifs financiers au 30 septembre 2010 :

| | Notation de première qualité % | Notation de qualité inférieure % | Total % |
|-----------------------------|--------------------------------------|--|------------|
| Débiteurs | 95 | 5 | 100 |
| Actifs de gestion du risque | 100 | - | 100 |

La société utilise une provision pour créances douteuses pour la comptabilisation des créances irrécouvrables potentielles associées à ses créances clients. Un rapprochement du compte pour la période est présenté ci-après :

| Aux | 30 sept. 2010 | 31 déc. 2009 |
|---|---------------|--------------|
| Provision au début de la période | 49 | 57 |
| Variation des taux de change | (1) | (8) |
| Provision à la fin de la période | 48 | 49 |

Au 30 septembre 2010, la société n'avait aucune créance client d'un montant important en souffrance, à l'exception de ce qui est décrit à la note 20.

III. Risque d'illiquidité

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

| | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 et par la suite | Total |
|--|------------|------------|--------------|------------|------------|-------------------------|--------------|
| Créditeurs et charges à payer | 406 | - | - | - | - | - | 406 |
| Garanties reçues | 169 | - | - | - | - | - | 169 |
| Dettes ¹ | 11 | 253 | 1 044 | 647 | 231 | 2 491 | 4 677 |
| (Actifs) passifs de gestion du risque – Opérations sur les produits énergétiques ² | (62) | (246) | (164) | (46) | (10) | 40 | (488) |
| Autres passifs (actifs) de gestion du risque ² | 6 | (3) | (1) | (4) | 1 | (24) | (25) |
| Intérêts sur la dette à long terme | 72 | 265 | 238 | 212 | 180 | 1 141 | 2 108 |
| Total | 602 | 269 | 1 117 | 809 | 402 | 3 648 | 6 847 |

1) Exclut l'incidence de la comptabilité de couverture et inclut les facilités de crédit prélevées qui doivent venir à échéance en 2012 et 2013.

2) Actifs et passifs nets de gestion du risque, comme il est mentionné ci-dessus.

C. Garanties

I. Actifs financiers donnés en garantie

Au 30 septembre 2010, 56 millions de dollars (45 millions de dollars au 31 décembre 2009) d'actifs financiers constitués de liquidités et de débiteurs liés à la quote-part de la société dans CE Generation, LLC («CE Gen») ont été donnés en garantie de certaines dettes de CE Gen. En cas de défaut de paiement, les détenteurs de titres d'emprunt auraient la priorité sur ces actifs.

Au 30 septembre 2010, la société a donné 32 millions de dollars (27 millions de dollars au 31 décembre 2009) au comptant en garantie à des chambres de compensation réglementées à titre de sûreté pour des opérations liées aux produits de base. Ces fonds sont détenus dans des comptes distincts par les chambres de compensation.

II. Actifs financiers détenus en garantie

Au 30 septembre 2010, la société avait reçu 169 millions de dollars (86 millions de dollars au 31 décembre 2009) en garantie des obligations de contreparties. Selon les modalités du contrat, la société peut être tenue de verser des intérêts sur le solde impayé et de rembourser le capital lorsque la contrepartie s'acquitte de ses obligations contractuelles, ou lorsque le montant de l'obligation diminue par suite des variations de la valeur du marché. Les intérêts à payer aux contreparties sur les garanties reçues sont calculés selon les modalités de chaque contrat.

III. Clauses liées aux instruments dérivés

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

Au 30 septembre 2010, la société avait fourni une garantie de 19 millions de dollars (37 millions de dollars au 31 décembre 2009) sous la forme de lettres de crédit sur des instruments dérivés dans une position de passif net. Si les clauses liées au risque de crédit comprises dans certains contrats de dérivés étaient mises en application, d'après la valeur des instruments dérivés au 30 septembre 2010, la société serait tenue de fournir une garantie additionnelle de 19 millions de dollars à ses contreparties.

8. STOCKS

Les stocks détenus dans le cours normal des affaires, qui comprennent du charbon, des crédits d'émission et du gaz naturel, sont évalués au coût ou à leur valeur de réalisation nette, si elle est inférieure. Les stocks détenus aux fins des opérations sur produits de base, qui comprennent aussi le gaz naturel, sont évalués à la juste valeur moins les coûts de la vente (note 2). Le classement est présenté dans le tableau qui suit :

| Aux | 30 sept. 2010 | 31 déc. 2009 |
|--------------|----------------------|---------------------|
| Charbon | 62 | 86 |
| Gaz naturel | 7 | 4 |
| Total | 69 | 90 |

La diminution des stocks de charbon au 30 septembre 2010 par rapport au 31 décembre 2009 est principalement attribuable à l'augmentation de la production aux centrales alimentées au charbon.

La variation des stocks est présentée ci-après :

| | |
|-----------------------------------|-----------|
| Solde au 31 décembre 2009 | 90 |
| Consommation nette | (21) |
| Solde au 30 septembre 2010 | 69 |

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

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010, aucun stock n'a subi de dépréciation par rapport à sa valeur comptable, et aucune réduction de valeur n'a été comptabilisée pendant les périodes précédentes et reprise par la suite dans le bénéfice net.

9. LIQUIDITÉS SOUMISES À RESTRICTIONS

Les liquidités soumises à restrictions sont des liquidités détenues dans un compte bancaire distinct maintenu par CE Gen conformément à certains arrangements relatifs à la dette sans recours.

10. CRÉANCES À LONG TERME

En 2008, la société a fait l'objet d'une nouvelle cotisation par les autorités fiscales du Canada relativement à la vente du secteur Transport qu'elle exploitait précédemment, en vertu de laquelle elle a dû verser 49 millions de dollars en impôts et intérêts. La société a contesté cette nouvelle cotisation. Au cours du troisième trimestre, la cour de l'impôt a rendu une décision autorisant le recouvrement par la société d'un montant de 38 millions de dollars payé précédemment au titre des impôts et intérêts. La société a reçu un remboursement de 12 millions de dollars et devrait recevoir le reste au quatrième trimestre de 2010 ou au début de 2011. En septembre, TransAlta a interjeté appel auprès de la Cour fédérale.

11. AUTRES ACTIFS

Les composantes des autres actifs sont comme suit :

| Aux | 30 sept. 2010 | 31 déc. 2009 |
|--|----------------------|---------------------|
| Frais de permis reportés | 23 | 22 |
| Actif au titre des prestations constituées | 23 | 18 |
| Frais de mise en valeur de projets | 48 | 45 |
| Dépôt au titre du transport vers Keephills 3 | 8 | 8 |
| Divers | 10 | 9 |
| Total des autres actifs | 112 | 102 |

12. DETTE À LONG TERME ET INTÉRÊTS DÉBITEURS NETS

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

| Aux | 30 septembre 2010 | | | 31 décembre 2009 | | |
|---|-----------------------------|----------------------------|----------------------------|-----------------------------|----------------------------|----------------------------|
| | Valeur comptable | Valeur nominale | Intérêt¹ | Valeur comptable | Valeur nominale | Intérêt¹ |
| Facilités de crédit ² | 1 014 | 1 014 | 1,5 % | 1 063 | 1 063 | 1,0 % |
| Débitures | 1 057 | 1 076 | 6,7 % | 1 055 | 1 076 | 6,7 % |
| Billets de premier rang ³ | 1 997 | 1 957 | 6,0 % | 1 687 | 1 684 | 5,9 % |
| Dette sans recours | 562 | 576 | 6,5 % | 578 | 581 | 6,3 % |
| Divers | 54 | 54 | 6,7 % | 59 | 59 | 6,7 % |
| | 4 684 | 4 677 | | 4 442 | 4 463 | |
| Moins : tranche échéant à moins d'un an | 256 | 253 | | 31 | 31 | |
| Total de la dette à long terme | 4 428 | 4 424 | | 4 411 | 4 432 | |

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

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

3) 1 900 millions de dollars américains en 2010, 1 600 millions de dollars en 2009.

Le 12 mars 2010, la société a émis des billets de premier rang d'un capital de 300 millions de dollars américains, portant intérêt à un taux de 6,5 % et venant à échéance en 2040.

Les composantes des intérêts débiteurs nets sont comme suit :

| | Trois mois terminés les | | Neuf mois terminés les | |
|---------------------------------------|-------------------------|-----------|------------------------|------------|
| | 30 septembre | | 30 septembre | |
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Intérêts sur la dette | 63 | 46 | 181 | 132 |
| Intérêts créditeurs (<i>note 5</i>) | (1) | (3) | (16) | (6) |
| Intérêt capitalisé | (13) | (10) | (35) | (27) |
| Divers | - | 3 | - | 3 |
| Intérêts débiteurs nets | 49 | 36 | 130 | 102 |

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

13. OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS

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

| | |
|--|------------|
| Solde au 31 décembre 2009 | 282 |
| Passifs contractés pendant la période | 2 |
| Passifs réglés pendant la période | (27) |
| Charge de désactualisation | 15 |
| Révision des flux de trésorerie estimatifs | (21) |
| Variation des taux de change | (2) |
| | 249 |
| Moins : tranche échéant à moins d'un an | 39 |
| Solde au 30 septembre 2010 | 210 |

Les révisions des flux de trésorerie estimatifs sont surtout imputables aux variations des estimations liées à la mise hors service de la centrale de Wabamun qui a été fermée le 31 mars 2010.

14. ACTIONS ORDINAIRES ÉMISES ET EN CIRCULATION

A. Émises et en circulation

TransAlta est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires avec droit de vote sans valeur nominale. Au 30 septembre 2010, la société avait 219,5 millions d'actions ordinaires (218,4 millions d'actions ordinaires au 31 décembre 2009) émises et en circulation. Au cours du trimestre terminé le 30 septembre 2010, 0,7 million d'actions ordinaires (0,1 million d'actions ordinaires au 30 septembre 2009) ont été émises pour un produit de 15 millions de dollars (néant au 30 septembre 2009). Au cours des neuf mois terminés le 30 septembre 2010, 1,1 million d'actions ordinaires (0,3 million d'actions ordinaires au 30 septembre 2009) ont été émises pour un produit de 19 millions de dollars (néant au 30 septembre 2009).

Au cours de 2010, aucune action n'a été acquise ou annulée en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires avant son échéance le 6 mai 2010. Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2009, aucune action n'a été acquise ou annulée en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires.

B. Options sur actions

Au 30 septembre 2010, la société avait attribué 2,3 millions d'options sur actions en cours à des employés (1,5 million d'options sur actions au 31 décembre 2009), soit 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 terminé le 30 septembre 2010, un nombre nominal d'options sont venues à échéance ou ont été exercées ou annulées (néant au 30 septembre 2009). Au cours de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, 0,1 million d'options sont venues à échéance ou ont été exercées ou annulées (0,1 million d'options sont venues à échéance et 0,1 million d'options ont été annulées au 30 septembre 2009).

La juste valeur estimative de ces options attribuées a été calculée à l'aide du modèle de Black et Scholes et d'après les hypothèses qui suivent, ce qui a donné lieu à une juste valeur de 3,67 \$ l'option :

| | |
|---|------|
| Taux d'intérêt sans risque (%) | 2,5 |
| Durée de vie prévue des options (en années) | 4,9 |
| Rendement annuel de l'action prévu (%) | 5,1 |
| Volatilité du cours des actions de la société (%) | 29,7 |

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010, la charge de rémunération à base d'actions liée aux options sur actions constatée dans les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration a été respectivement de 1 million de dollars (néant au 30 septembre 2009) et 2 millions de dollars (1 million de dollars au 30 septembre 2009).

C. Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions

Aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions, les participants admissibles peuvent acheter des actions ordinaires additionnelles en réinvestissant des dividendes ou en versant un apport additionnel jusqu'à concurrence de 5 000 \$ par trimestre. Le 29 avril 2010, conformément aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions, le conseil d'administration a approuvé l'émission de nouvelles actions moyennant un escompte de 3 % par rapport au cours moyen pondéré des actions négociées à la Bourse de Toronto les cinq derniers jours précédant la date de paiement des dividendes. Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010, la société a émis 0,7 million et 0,9 million d'actions ordinaires pour respectivement 15 millions de dollars et 18 millions de dollars. En vertu du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions, la société se réserve le droit de modifier l'escompte ou de recommencer à acheter les actions sur le marché libre en tout temps.

15. CAPITAUX PROPRES

Le tableau qui suit présente un rapprochement des capitaux propres :

| | Actions ordinaires | Bénéfices non répartis | Cumul des autres éléments du résultat étendu | Total des capitaux propres |
|---|-----------------------|---------------------------|--|-------------------------------|
| Solde au 31 décembre 2009 | 2 169 | 634 | 126 | 2 929 |
| Bénéfice net | - | 156 | - | 156 |
| Actions ordinaires émises | 25 | - | - | 25 |
| Dividendes déclarés | - | (190) | - | (190) |
| Pertes à la conversion de l'actif net d'établissements étrangers autonomes, déduction faite des couvertures et des impôts et taxes | - | - | (12) | (12) |
| Gains sur des instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes | - | - | 239 | 239 |
| Instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie pendant les périodes antérieures transférés aux bilans consolidés et au bénéfice net de la période considérée, déduction faite des impôts et taxes | - | - | (75) | (75) |
| Solde au 30 septembre 2010 | 2 194 | 600 | 278 | 3 072 |

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

| Aux | 30 sept. 2010 | 31 déc. 2009 |
|---|----------------------|---------------------|
| Pertes latentes cumulatives découlant de la conversion des comptes d'établissements étrangers autonomes, déduction faite des couvertures et des impôts et taxes | (75) | (63) |
| Gains latents cumulatifs découlant de la couverture de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes | 353 | 189 |
| Total du cumul des autres éléments du résultat étendu | 278 | 126 |

16. CAPITAL

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

| Aux | 30 sept. 2010 | 31 déc. 2009 | Augmentation / (diminution) |
|--|---------------|--------------|--------------------------------|
| Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an | 256 | 31 | 225 |
| Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie | (80) | (82) | 2 |
| | 176 | (51) | 227 |
| Dette à long terme | | | |
| Avec recours | 3 887 | 3 857 | 30 |
| Sans recours | 541 | 554 | (13) |
| Participations sans contrôle | 439 | 478 | (39) |
| Capitaux propres | | | |
| Actions ordinaires | 2 194 | 2 169 | 25 |
| Bénéfices non répartis | 600 | 634 | (34) |
| Autres éléments du résultat étendu | 278 | 126 | 152 |
| | 7 939 | 7 818 | 121 |
| Total du capital | 8 115 | 7 767 | 348 |

La stratégie globale de gestion du capital de TransAlta est demeurée inchangée par rapport à celle du 31 décembre 2009.

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

| | 30 sept. 2010 | 31 déc. 2009 | Cible |
|--|---------------|--------------|----------------|
| Flux de trésorerie/intérêts (multiples) ¹ | 4,6 | 4,9 | De 4 à 5 fois |
| Flux de trésorerie/dette (%) ¹ | 21,2 | 20,1 | De 20 % à 25 % |
| Dette/capital investi (%) | 56,7 | 56,1 | De 55 % à 60 % |

^{1) Pour les 12 derniers mois.}

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées les 30 septembre 2010 et 2009, les sorties de fonds nettes attribuables aux activités d'exploitation, après les dividendes en espèces et les achats d'immobilisations, sont résumées comme suit :

| | Trois mois terminés les 30 septembre | | | Neuf mois terminés les 30 septembre | | |
|-----------------------------------|---|--------------|------------------------------|--|--------------|------------------------------|
| | 2010 | 2009 | Favorable / (défavorable) | 2010 | 2009 | Favorable / (défavorable) |
| Flux de trésorerie d'exploitation | 230 | 194 | 36 | 502 | 334 | 168 |
| Dividendes versés | (49) | (58) | 9 | (169) | (169) | - |
| Dépenses en immobilisations | (184) | (269) | 85 | (593) | (681) | 88 |
| Sorties de fonds nettes | (3) | (133) | 130 | (260) | (516) | 256 |

Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2010, les flux de trésorerie nets ont augmenté en regard du troisième trimestre de 2009 en raison surtout de la baisse des dépenses en immobilisations et de la progression des flux de trésorerie d'exploitation. Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2010, la hausse des flux de trésorerie nets en regard de la période correspondante de 2009 est surtout attribuable à la progression des flux de trésorerie d'exploitation et à la diminution des dépenses en immobilisations. TransAlta cherche à maintenir des soldes de trésorerie suffisants et à obtenir des facilités de crédit consenties pour financer les sorties de fonds nettes périodiques liées à ses activités.

Les modalités et conditions financières des facilités de crédit de la société n'ont pas changé par rapport au 31 décembre 2009.

La politique officielle de TransAlta en matière de dividendes n'a pas changé depuis le 31 décembre 2009.

17. OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Le 16 décembre 2006, les sociétés remplacées par TransAlta Generation Partnership («TAGP»), entreprise appartenant à la société et à l'une de ses filiales, ont conclu une entente avec les partenaires du projet de coentreprise de la centrale de Keephills 3 visant l'approvisionnement en charbon de la centrale alimentée au charbon. Le projet est détenu en coentreprise par Keephills 3 Limited Partnership («K3LP»), filiale en propriété exclusive de la société, et Capital Power Corporation. TAGP fournira du charbon jusqu'à ce que la centrale de Keephills 3 ferme définitivement ou que TAGP et ses partenaires dans la coentreprise mettent fin à l'entente, selon la date la plus rapprochée. Au 30 septembre 2010, TAGP avait reçu 59 millions de dollars de K3LP pour les livraisons futures de charbon. L'exploitation commerciale de la centrale de Keephills devrait commencer au cours du deuxième trimestre de 2011. Les paiements reçus avant cette date pour des livraisons futures de charbon ont été constatés dans les produits comptabilisés d'avance et seront amortis par imputation aux produits sur la durée de l'entente d'approvisionnement en charbon lorsque TAGP commencera à livrer du charbon dans le cadre de la mise en service des activités.

TAGP exploite et voit à l'entretien de trois centrales électriques à cycle combiné en Ontario, d'une centrale électrique à cycle combiné à Fort Saskatchewan, en Alberta, et d'une centrale de cogénération à Lloydminster, en Alberta, au nom de TransAlta Cogeneration, L.P. («TA Cogen»), filiale de TransAlta. TAGP offre également des services de gestion à la centrale thermique de Sheerness, laquelle est exploitée par Canadian Utilities Limited.

Pendant la période allant de novembre 2002 à octobre 2012, TA Cogen a conclu divers swaps sur transport avec TransAlta Energy Marketing Corporation («TEMC»). L'objectif commercial des swaps sur transport est d'assurer à TA Cogen un approvisionnement en gaz à prix fixe, afin qu'elle ne soit pas exposée à l'augmentation des coûts de transport par gazoduc pour deux de ses centrales pendant toute la durée du swap. Le notionnel des swaps, exprimé en volume de gaz, est égal au total des expéditions de combustible pour chacune des centrales. Les montants d'échange ont été calculés d'après la valeur marchande du contrat.

Pendant la période allant d'octobre 2010 à octobre 2011, TA Cogen a conclu des opérations d'achat de gaz avec TEMC pour des volumes qui seront consommés par l'une de ses centrales.

Pendant la période allant de novembre 2012 à octobre 2017, TA Cogen a conclu des opérations financières et des contrats de swaps de devises avec TEMC afin d'atténuer l'exposition au prix du gaz naturel à l'une de ses centrales.

TEMC a conclu des contrats de compensation, limitant ainsi son risque au risque lié aux contreparties.

18. ÉVENTUALITÉS

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

19. ENGAGEMENTS

Hausse de la capacité nominale de l'unité 3 de la centrale de Sundance

Le 13 septembre 2010, TransAlta a obtenu du conseil d'administration l'autorisation d'accroître de 15 mégawatts («MW») la capacité nominale de l'unité 3 de sa centrale de Sundance. Le total du coût en capital du projet est estimé à 27 millions de dollars, le démarrage des activités commerciales étant prévu au cours du quatrième trimestre de 2012.

Expansion de Kent Hills

Le 11 janvier 2010, TransAlta a annoncé qu'elle avait conclu un contrat de 25 ans avec Énergie Nouveau-Brunswick portant sur la fourniture de 54 MW d'énergie éolienne additionnels. En vertu de cette entente, TransAlta agrandira la centrale éolienne de 96 MW de Kent Hills pour en faire passer la capacité à 150 MW. Le total du coût en capital du projet est estimé à 100 millions de dollars, dont 78 millions de dollars ont été engagés à ce jour, le démarrage des activités commerciales étant prévu pour la fin de 2010. Natural Forces aura l'option de faire l'acquisition d'une participation maximale de 17 % dans la nouvelle installation une fois les travaux terminés.

20. DÉCISION RÉGLEMENTAIRE D'UNE PÉRIODE ANTÉRIEURE

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

21. GARANTIES – LETTRES DE CRÉDIT

Les lettres de crédit sont émises à des contreparties dans le cadre d'arrangements contractuels avec certaines filiales de la société. Si la société ou ses filiales ne respectent pas les dispositions de ces contrats, la contrepartie peut présenter une réclamation de paiement à l'institution financière, par l'entremise de laquelle la lettre de crédit a été émise. Tous les montants à payer par la société ou ses filiales figurent aux bilans consolidés. Toutes les lettres de crédit arrivent à échéance à moins d'un an et seront renouvelées, au besoin, dans le cours normal des affaires. Les lettres de crédit en cours au 30 septembre 2010 totalisaient 332 millions de dollars (334 millions de dollars au 31 décembre 2009), et aucun montant (néant au 31 décembre 2009) n'a été exercé par des tierces parties en vertu de ces arrangements. TransAlta a des facilités de crédit consenties totalisant 2,1 milliards de dollars (2,1 milliards de dollars au 31 décembre 2009), dont un montant non prélevé de 0,8 milliard de dollars (0,7 milliard de dollars au 31 décembre 2009) était disponible au 30 septembre 2010, sous réserve des modalités d'emprunt habituelles.

Outre le montant de 0,8 milliard de dollars disponible en vertu des facilités de crédit, TransAlta dispose également de 80 millions de dollars de liquidités.

22. INFORMATIONS SECTORIELLES

A. Chaque secteur d'activité est responsable de ses propres résultats d'exploitation, exprimés en termes de bénéfices ou pertes d'exploitation.

| Trois mois terminés le 30 septembre 2010 | Production | Opérations sur les produits énergétiques | Siège social | Total |
|--|------------|--|-----------------|-----------|
| Produits | 697 | 3 | - | 700 |
| Combustible et achats d'électricité | 320 | - | - | 320 |
| | 377 | 3 | - | 380 |
| Exploitation, entretien et administration | 131 | 4 | 14 | 149 |
| Amortissement | 121 | - | 5 | 126 |
| Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices | 7 | - | - | 7 |
| Répartition (recouvrement) des coûts intersectoriels | 1 | (1) | - | - |
| | 260 | 3 | 19 | 282 |
| | 117 | - | (19) | 98 |
| Gain de change | | | | 1 |
| Intérêts débiteurs nets (notes 5 et 12) | | | | (49) |
| Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices | | | | 50 |

| Trois mois terminés le 30 septembre 2009 | Production | Opérations sur les produits énergétiques | Siège social | Total |
|--|------------|--|-----------------|-----------|
| Produits | 659 | 7 | - | 666 |
| Combustible et achats d'électricité | 286 | - | - | 286 |
| | 373 | 7 | - | 380 |
| Exploitation, entretien et administration | 116 | 9 | 19 | 144 |
| Amortissement | 106 | 1 | 4 | 111 |
| Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices | 5 | - | - | 5 |
| Répartition (recouvrement) des coûts intersectoriels | 8 | (8) | - | - |
| | 235 | 2 | 23 | 260 |
| | 138 | 5 | (23) | 120 |
| Gain de change | | | | 1 |
| Intérêts débiteurs nets (note 12) | | | | (36) |
| Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices | | | | 85 |

| Neuf mois terminés le 30 septembre 2010 | Production | Opérations sur les produits énergétiques | Siège social | Total |
|--|------------|--|-----------------|------------|
| Produits | 1 991 | 17 | - | 2 008 |
| Combustible et achats d'électricité | 871 | - | - | 871 |
| | 1 120 | 17 | - | 1 137 |
| Exploitation, entretien et administration | 419 | 12 | 50 | 481 |
| Amortissement | 333 | 1 | 14 | 348 |
| Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices | 21 | - | - | 21 |
| Répartition (recouvrement) des coûts intersectoriels | 4 | (4) | - | - |
| | 777 | 9 | 64 | 850 |
| | 343 | 8 | (64) | 287 |
| Gain de change | | | | 4 |
| Intérêts débiteurs nets (notes 5 et 12) | | | | (130) |
| Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices | | | | 161 |

| Neuf mois terminés le 30 septembre 2009 | Production | Opérations sur les produits énergétiques | Siège social | Total |
|---|------------|--|-----------------|-------|
| Produits | 1 970 | 37 | - | 2 007 |
| Combustible et achats d'électricité | 900 | - | - | 900 |
| | 1 070 | 37 | - | 1 107 |
| Exploitation, entretien et administration | 434 | 25 | 66 | 525 |
| Amortissement | 330 | 2 | 14 | 346 |
| Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices | 17 | - | - | 17 |
| Répartition (recouvrement) des coûts intersectoriels | 24 | (24) | - | - |
| | 805 | 3 | 80 | 888 |
| | 265 | 34 | (80) | 219 |
| Gain de change | | | | 4 |
| Intérêts débiteurs nets (<i>note 12</i>) | | | | (102) |
| Autres produits (<i>note 3</i>) | | | | 8 |
| Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices | | | | 129 |

Pour les trimestres terminés les 30 septembre 2010 et 2009, le secteur Production figurant dans le tableau ci-dessus comprend des montants respectivement de 4 millions de dollars et 1 million de dollars au titre d'incitatifs reçus en vertu d'un programme du gouvernement du Canada visant des projets de production d'hydroélectricité et d'énergie éolienne admissibles. Pour les périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2010 et 2009, le secteur Production figurant dans le tableau ci-dessus comprend des montants respectivement de 13 millions de dollars et 5 millions de dollars.

Le montant de la répartition (du recouvrement) des coûts intersectoriels a diminué pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010, en raison des coûts déjà assumés par le secteur Opérations sur les produits énergétiques et recouverts au moyen des frais intersectoriels imputés directement au secteur Production en 2010.

B. Principales informations sur les bilans consolidés

| Au 30 septembre 2010 | Production | Opérations sur les produits énergétiques | Siège social | Total |
|-----------------------------|------------|--|-----------------|--------|
| Écart d'acquisition | 402 | 30 | - | 432 |
| Total des actifs sectoriels | 9 489 | 119 | 487 | 10 095 |
| Au 31 décembre 2009 | | | | |
| Écart d'acquisition | 404 | 30 | - | 434 |
| Total des actifs sectoriels | 9 133 | 148 | 494 | 9 775 |

Une variation des taux de change a donné lieu à une baisse de 2 millions de dollars de l'écart d'acquisition dans un établissement étranger autonome.

C. Principales informations sur les flux de trésorerie consolidés

| Trois mois terminés le 30 septembre 2010 | Production | Opérations sur les produits énergétiques | Siège social | Total |
|--|------------|--|-----------------|-------|
| Dépenses en immobilisations | 175 | - | 9 | 184 |

Trois mois terminés le 30 septembre 2009

| | | | | |
|-----------------------------|-----|---|---|-----|
| Dépenses en immobilisations | 262 | 2 | 5 | 269 |
|-----------------------------|-----|---|---|-----|

| Neuf mois terminés le 30 septembre 2010 | Production | Opérations sur les produits énergétiques | Siège social | Total |
|---|------------|--|-----------------|-------|
| Dépenses en immobilisations | 570 | - | 23 | 593 |

Neuf mois terminés le 30 septembre 2009

| | | | | |
|-----------------------------|-----|---|----|-----|
| Dépenses en immobilisations | 664 | 3 | 14 | 681 |
|-----------------------------|-----|---|----|-----|

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

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

| | Trois mois terminés les 30 septembre | | Neuf mois terminés les 30 septembre | |
|---|---|------------|--|------------|
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Dotation aux amortissements selon les états des résultats consolidés | 126 | 111 | 348 | 346 |
| Amortissement compris dans le poste Combustible et achats d'électricité | 9 | 9 | 28 | 29 |
| Charge de désactualisation comprise dans la dotation aux amortissements | (5) | (5) | (15) | (17) |
| Divers | - | 1 | 1 | 1 |
| Amortissement selon les états des flux de trésorerie consolidés | 130 | 116 | 362 | 359 |

23. VARIATION DES SOLDES HORS CAISSE DU FONDS DE ROULEMENT LIÉS À L'EXPLOITATION

| | Trois mois terminés les 30 sept. | | Neuf mois terminés les 30 sept. | |
|---|----------------------------------|-----------|---------------------------------|--------------|
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Provenance (utilisation) : | | | | |
| Débiteurs | 7 | (64) | 61 | 150 |
| Charges payées d'avance | (2) | 1 | (8) | (7) |
| Impôts sur les bénéfices à recevoir | 49 | 4 | (10) | (35) |
| Stocks | 28 | (3) | 19 | (42) |
| Créditeurs et charges à payer | (36) | 71 | (114) | (191) |
| Impôts sur les bénéfices à payer | - | 7 | (4) | (4) |
| Variation des soldes hors caisse du fonds de roulement liés à l'exploitation | 46 | 16 | (56) | (129) |

24. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

Les coûts constatés pendant la période sont comme suit :

| | Régime agrée | Régime complémentaire | Autre | Total |
|---|-----------------|--------------------------|----------|----------|
| Trois mois terminés le 30 septembre 2010 | | | | |
| Coût des services rendus au cours de l'exercice | 1 | - | - | 1 |
| Intérêts débiteurs | 5 | - | 1 | 6 |
| Rendement réel des actifs des régimes | (5) | - | - | (5) |
| Perte actuarielle | 1 | 1 | 1 | 3 |
| Amortissement de l'actif transitoire net | (3) | - | - | (3) |
| (Produit) charge au titre des prestations déterminées | (1) | 1 | 2 | 2 |
| Charge au titre des cotisations déterminées | 5 | - | - | 5 |
| Charge nette | 4 | 1 | 2 | 7 |

| | Régime agrée | Régime complémentaire | Autre | Total |
|---|-----------------|--------------------------|----------|----------|
| Trois mois terminés le 30 septembre 2009 | | | | |
| Coût des services rendus au cours de l'exercice | - | - | 1 | 1 |
| Intérêts débiteurs | 6 | 1 | - | 7 |
| Rendement réel des actifs des régimes | (4) | - | - | (4) |
| Perte actuarielle | 1 | - | - | 1 |
| Amortissement de l'actif transitoire net | (3) | - | - | (3) |
| Charge au titre des prestations déterminées | - | 1 | 1 | 2 |
| Charge au titre des cotisations déterminées | 4 | - | - | 4 |
| Charge nette | 4 | 1 | 1 | 6 |

| | Régime agrée | Régime complémentaire | Autre | Total |
|---|-----------------|--------------------------|----------|-----------|
| Neuf mois terminés le 30 septembre 2010 | | | | |
| Coût des services rendus au cours de l'exercice | 2 | 1 | 1 | 4 |
| Intérêts débiteurs | 15 | 2 | 2 | 19 |
| Rendement réel des actifs des régimes | (15) | - | - | (15) |
| Perte actuarielle | 3 | 1 | 1 | 5 |
| Amortissement de l'actif transitoire net | (7) | - | - | (7) |
| (Produit) charge au titre des prestations déterminées | (2) | 4 | 4 | 6 |
| Charge au titre des cotisations déterminées | 15 | - | - | 15 |
| Charge nette | 13 | 4 | 4 | 21 |

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

25. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

Le 20 octobre 2010, le Balancing Pool a confirmé qu'il était d'accord avec TransAlta concernant le fait que la défaillance mécanique survenue au deuxième trimestre à l'unité 3 de 353 MW de la centrale de Sundance répondait aux critères d'un événement à faible probabilité et à incidence élevée en vertu du contrat d'achat d'électricité. Bien que cette décision ne constitue pas une détermination d'un cas de force majeure, ni une résolution définitive du litige, la direction estime qu'elle renforce notre position en ce qui concerne notre protection financière à l'égard de l'événement, et demeure confiante que ce fait sera confirmé en temps voulu. L'unité continue de fonctionner à capacité réduite, et rien ne garantit qu'elle retournera à un niveau d'exploitation normal avant l'achèvement d'importants travaux d'entretien actuellement prévus vers le milieu de 2012.

INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

| | | 30 sept. 2010 | 31 déc. 2009 |
|--|------|---------------|--------------|
| Cours de clôture (TSX) (\$) | | 21,96 | 23,48 |
| Fourchette des prix des 12 derniers mois (TSX) (\$) | Haut | 23,98 | 25,30 |
| | Bas | 19,61 | 18,11 |
| Dette sur le capital investi, y compris la dette sans recours (%) | | 56,7 | 56,1 |
| Dette sur le capital investi, excluant la dette sans recours (%) | | 53,5 | 52,6 |
| Rendement des capitaux propres (%) | | 9,1 | 6,9 |
| Rendement des capitaux propres aux fins de comparaison ^{1, 2} (%) | | 8,1 | 6,9 |
| Rendement du capital utilisé ¹ (%) | | 6,4 | 5,7 |
| Rendement du capital utilisé aux fins de comparaison ^{1, 2} (%) | | 6,6 | 5,8 |
| Dividendes en espèces par action ¹ (\$) | | 1,16 | 1,16 |
| Ratio cours/bénéfice ¹ (multiples) | | 20,1 | 26,1 |
| Couverture par les bénéfices ¹ (multiples) | | 1,9 | 1,9 |
| Ratio dividende/bénéfice (fondé sur le bénéfice net) ¹ (%) | | 107,7 | 129,8 |
| Ratio dividende/bénéfice (fondé sur le bénéfice aux fins de comparaison) ^{1, 2} (%) | | 120,5 | 129,8 |
| Couverture des dividendes ¹ (multiples) | | 3,0 | 2,5 |
| Rendement des actions ¹ (%) | | 5,3 | 4,9 |
| Flux de trésorerie/dette ¹ (%) | | 21,2 | 20,1 |
| Flux de trésorerie/couverture des intérêts (multiples) ¹ | | 4,6 | 4,9 |

1) Pour les 12 derniers mois.

2) Ces ratios intègrent des composantes qui ne sont pas définies selon les PCGR du Canada. Aucune de ces mesures n'est utilisée pour améliorer le rendement financier ou la situation financière de la société. 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 rapport de gestion.

FORMULES DES RATIOS

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

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

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

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

Couverture par les bénéfices = [bénéfice net + impôts sur les bénéfices + intérêts débiteurs nets] / (intérêts sur la dette – intérêts créditeurs)

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

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

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

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

Flux de trésorerie sur couverture des intérêts = (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'énergie électrique 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 limitations ambiantes qu'une unité de production ou une centrale peut soutenir pendant une durée déterminée, moins la capacité utilisée pour répondre à la demande de service des centrales et aux besoins auxiliaires.

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

Interruption non planifiée – Arrêt d'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

Jeff Gaulin

Vice-président, Communications et relations gouvernementales

Téléphone

403.267.7543

Courriel

jeff_gaulin@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