

**TransAlta annonce une hausse de 7 % du résultat par action aux fins de comparaison pour 2011; et dépose ses documents d'information de fin d'exercice**

- Le résultat par action aux fins de comparaison<sup>1</sup> de 2011 a progressé de 7 %, atteignant 1,04 \$ contre 0,97 \$ en 2010
- Les fonds provenant des activités opérationnelles<sup>1</sup> se sont établis à 809 millions de dollars pour l'exercice
- La disponibilité ajustée pour l'ensemble de nos centrales a été de 88,2 % pour l'exercice

CALGARY, Alberta (le 2 mars 2012) – TransAlta Corporation («TransAlta») (TSX : TA; NYSE : TAC) a annoncé aujourd'hui un résultat aux fins de comparaison<sup>1</sup> de 230 millions de dollars (1,04 \$ l'action) pour 2011, contre 213 millions de dollars (0,97 \$ l'action) en 2010, et un résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de 290 millions de dollars (1,31 \$ l'action ordinaire) contre 255 millions de dollars (1,16 \$ l'action ordinaire) en 2010.

La croissance des résultats aux fins de comparaison a principalement découlé de l'importance des ressources renouvelables au cours de l'exercice, de l'optimisation de la production de la centrale thermique de Centralia, de l'acquisition de l'unité 3 de Keephills et de la hausse des marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques. Cette croissance a toutefois été partiellement contrebalancée par l'interruption non planifiée à l'unité 3 de la centrale de Genesee, la progression des charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration imputable surtout à la hausse des charges de rémunération et des coûts liés aux initiatives en matière de productivité, ainsi que par l'accroissement de la charge d'amortissement et de la charge d'intérêt, surtout par suite de la mise en service de l'unité 3 de Keephills.

«Depuis 2009, nous avons amélioré notre performance financière en concentrant nos efforts sur nos activités de base et en ajoutant des actifs de production de qualité dans les marchés que nous connaissons bien», a déclaré Dawn Farrell, présidente et chef de la direction de TransAlta. En 2012, nous prévoyons produire 129 mégawatts de plus au moyen de l'accroissement de la capacité nominale de nos centrales alimentées au charbon et de la capacité éolienne. Nous avons également marqué des progrès à l'égard d'un bon nombre de nos plans de croissance dans nos principaux marchés.»

Le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour l'exercice a grimpé, surtout du fait de l'augmentation des profits liés à l'évaluation à la valeur du marché de 78 millions de dollars sur les couvertures au titre de l'électricité qui ne répondent plus aux conditions d'application de la comptabilité de couverture.

Les fonds provenant des activités opérationnelles pour l'exercice se sont établis à 809 millions de dollars, en regard de 805 millions de dollars en 2010. Ils se sont accrus par suite de la hausse du résultat au comptant. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles pour l'exercice ont été de 694 millions de dollars contre 838 millions de dollars en 2010, en raison surtout du calendrier des paiements et des encaissements et de la hausse des stocks.

1) Le résultat par action aux fins de comparaison, les fonds provenant des activités opérationnelles et le résultat aux fins de comparaison ne sont pas définis selon les Normes internationales d'information financières («IFRS»). La présentation de ces mesures d'une période à l'autre permet à la direction et aux actionnaires d'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» dans la version longue du communiqué de presse pour obtenir de plus amples renseignements sur ces éléments, y compris, s'il y a lieu, un rapprochement avec le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles.

La disponibilité ajustée pour l'ensemble de nos centrales pour l'exercice a été de 88,2 %, compte tenu de la décision de procéder à une répartition économique en ce qui a trait à la centrale thermique de Centralia, comparativement à 88,9 % en 2010. La disponibilité ajustée a diminué en raison surtout de la fermeture des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance avant la déclaration d'un effondrement économique et de l'interruption non planifiée à l'unité 3 de la centrale de Genesee au quatrième trimestre. La disponibilité non ajustée pour l'exercice s'est fixée à 85,4 % contre 88,9 % en 2010.

Au cours du quatrième trimestre de 2011, TransAlta a affiché un résultat aux fins de comparaison de 29 millions de dollars (0,13 \$ l'action), en regard de 80 millions de dollars (0,36 \$ l'action) pour le quatrième trimestre de 2010. Le fléchissement du résultat aux fins de comparaison a découlé d'une baisse des marges brutes du secteur Production qui s'explique principalement par les pénalités accrues versées en raison des interruptions aux centrales thermiques de l'Alberta en vertu des CAÉ applicables, de l'interruption non planifiée à l'unité 3 de la centrale de Genesee et du recul des prix dans la région du nord-ouest du Pacifique. Au cours du quatrième trimestre de 2011, TransAlta a également enregistré une hausse de la charge d'amortissement et de la charge d'intérêt, du fait surtout de la mise en service de l'unité 3 de la centrale de Keephills et d'une progression des charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration découlant principalement de l'accroissement des charges de rémunération et des coûts liés aux initiatives en matière de productivité. Ces résultats ont été en partie neutralisés par une production accrue liée à la mise en service de l'unité 3 de Keephills et les résultats du secteur Opérations sur les produits énergétiques.

Le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour le quatrième trimestre de 2011 a été de 24 millions de dollars (0,11 \$ l'action). Le résultat net du quatrième trimestre de 2011 a été légèrement inférieur au résultat aux fins de comparaison essentiellement par suite de la comptabilisation d'une provision après impôt à l'égard d'une garantie de 13 millions de dollars auprès de MF Global Inc., en partie contrebalancée par la vente de certains actifs. En ce qui concerne MF Global Inc., la provision après impôt de 13 millions de dollars représente environ 50 % du total de la garantie auprès de MF Global Inc. En octobre 2011, MF Global Holdings Ltd. a demandé la protection de la loi américaine sur la faillite. MF Global Holdings Ltd. est la société mère de MF Global Inc., à laquelle TransAlta faisait appel comme courtier pour certaines opérations sur des produits de base. TransAlta continue de recouvrer ces montants, mais aucune certitude ne peut être donnée quant à l'issue de cette procédure.

Les fonds provenant des activités opérationnelles pour le quatrième trimestre de 2011 se sont établis à 189 millions de dollars, en regard de 234 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2010. La diminution est imputable à la baisse du résultat au comptant au cours du trimestre. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles pour le quatrième trimestre de 2011 ont été de 182 millions de dollars comparativement à 317 millions de dollars en 2010.

La disponibilité pour le trimestre a été de 90,3 % contre 91,4 % pour le quatrième trimestre de 2010. La diminution de la disponibilité s'explique par l'augmentation des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales thermiques en Alberta et l'interruption non planifiée à l'unité 3 de la centrale de Genesee, contrebalancées en partie par la baisse des interruptions planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee.

### **Événements ultérieurs**

#### **Régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires avec Dividende Bonifié<sup>MC</sup>**

Le 21 février 2012, TransAlta a annoncé qu'elle avait ajouté une composante Dividende Bonifié<sup>MC</sup> à son régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions («RRDAA») («régime précédent»). Le régime modifié et mis à jour porte maintenant le nom de régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires avec Dividende Bonifié<sup>MC</sup> (le «régime»).

Le régime offre aux actionnaires admissibles deux options, soit de réinvestir leurs dividendes à un escompte actuel de 3 % dans le cadre de l'achat de nouvelles actions de TransAlta, ou de recevoir un montant équivalant à 102 % des dividendes à verser en espèces. Tous les renseignements liés au régime sont disponibles sur le site Web de TransAlta, à l'adresse [www.transalta.com](http://www.transalta.com), à la rubrique portant sur les relations avec les investisseurs.

Les actionnaires admissibles ne sont pas tenus de participer au régime. Les actionnaires qui n'ont pas choisi de participer au régime ou qui sont réputés ne pas avoir choisi de participer au régime continueront de recevoir leurs dividendes en espèces de la façon habituelle.

Pour participer au régime, les actionnaires admissibles doivent être résidents du Canada. Les résidents des États-Unis ou un particulier qui est autrement une «personne des États-Unis» selon les lois sur les valeurs mobilières en vigueur aux États-Unis, ne peuvent pas participer au régime. Les actionnaires qui sont résidents d'une juridiction à l'extérieur du Canada (autre que les États-Unis) peuvent participer au régime seulement si leur participation est permise par les lois de la juridiction où ils résident et si TransAlta est d'avis, à sa discrétion exclusive, que le régime, TransAlta, l'agent du régime ou le courtier du régime ne sont pas assujettis à des exigences réglementaires ou juridiques additionnelles en raison de ces lois.

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

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

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

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

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

Numéros à composer :

Pour les participants de Toronto – 1.416.340.2216

Numéro sans frais pour les participants de l'Amérique du Nord – 1.866.226.1792

Un lien vers la webémission en direct et la présentation sera disponible sur le site Web de TransAlta, à l'adresse [www.transalta.com](http://www.transalta.com), sous l'onglet Investor Centre, Events and Presentations, WebCasts and Conference Calls. Si vous n'êtes pas en mesure de participer à la conférence téléphonique, vous pourrez accéder à son enregistrement en composant le 1.800.408.3053, code d'accès de TransAlta 5257384. Une transcription de la conférence téléphonique sera publiée sur le site de TransAlta dès qu'elle sera disponible.

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

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

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

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

**Pour de plus amples renseignements :**

**Médias**

Glen Whelan  
Directeur, Communications  
Téléphone : 403.267.7287  
Courriel : glen\_whelan@transalta.com

**Investisseurs**

Jess Nieuwerk  
Directeur, Relations avec les investisseurs  
Téléphone : 1.800.387.3598  
Courriel : investor\_relations@transalta.com

## **MODE DE PRÉSENTATION**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2011, nous avons adopté les Normes internationales d'information financière («IFRS») pour les entreprises ayant une obligation d'information du public au Canada. Avant l'adoption des IFRS, nous appliquions les principes comptables généralement reconnus du Canada («PCGR du Canada» ou «nos PCGR précédents»). Bien que les IFRS présentent de nombreuses ressemblances avec les PCGR du Canada, certaines de nos méthodes comptables ont changé par suite de notre transition aux IFRS. Les changements les plus significatifs aux méthodes comptables ayant eu une incidence sur les résultats des activités opérationnelles sont présentés aux rubriques pertinentes du présent communiqué de presse, et de manière plus détaillée à la rubrique «Première application des IFRS» du présent communiqué de presse.

Ce communiqué de presse doit être lu avec nos états financiers consolidés audités et le rapport de gestion annuel de 2011. Dans le présent communiqué, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», la «société» et «TransAlta» désignent TransAlta Corporation et ses filiales. Les états financiers consolidés ont été préparés selon les IFRS. Tous les chiffres comparatifs ont été retraités selon les IFRS, à moins d'indication contraire. Les montants de tous les tableaux du rapport de gestion qui suit sont en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

## **RÉSULTATS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES**

Les résultats des activités opérationnelles sont présentés sous forme de résultats consolidés et par secteur d'activité. Nous comptons trois secteurs d'activité : Production, Opérations sur les produits énergétiques et Siège social. Dans le présent communiqué de presse, l'incidence des fluctuations des taux de change sur les opérations et les soldes libellés en devises est abordée en même temps que les éléments pertinents du compte consolidé de résultat et de l'état consolidé de la situation financière. Bien que les éléments des états consolidés de la situation financière subissent l'incidence des fluctuations des taux de change, l'incidence nette de la conversion de chacun des éléments liés aux établissements à l'étranger est reflétée dans le cumul des autres éléments du résultat global à la rubrique «Capitaux propres» des états consolidés de la situation financière.

Le tableau suivant présente les principaux résultats financiers et les principales données opérationnelles statistiques :

|   | Trimestres clos les 31 déc. |        | Exercices clos les 31 déc. |              |
|---|-----------------------------|--------|----------------------------|--------------|
|   | 2011                        | 2010   | 2011                       | 2010         |
| Disponibilité (%) <sup>1</sup>  | 90,3                        | 91,4   | 85,4                       | 88,9         |
| Production (GWh) <sup>1</sup>   | 11 662                      | 12 757 | 41 012                     | 48 614       |
| Produits des activités ordinaires   | 701                         | 779    | 2 663                      | 2 673        |
| Marge brute <sup>2</sup>  | 409                         | 451    | 1 716                      | 1 488        |
| Produits opérationnels <sup>2</sup>   | 125                         | 199    | 662                        | 487          |
| Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires                              | 24                          | 92     | 290                        | 255          |
| Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué | 0,11                        | 0,42   | 1,31                       | 1,16         |
| Résultat par action aux fins de comparaison <sup>2</sup>                                | 0,13                        | 0,36   | 1,04                       | 0,97         |
| BAlIA aux fins de comparaison <sup>2</sup>  | 273                         | 295    | 1 077                      | 955          |
| Fonds provenant des activités opérationnelles <sup>2</sup>                              | 189                         | 234    | 809                        | 805          |
| Fonds provenant des activités opérationnelles par action <sup>2</sup>                   | 0,84                        | 1,06   | 3,64                       | 3,68         |
| Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles                                   | 182                         | 317    | 694                        | 838          |
| Flux de trésorerie disponibles <sup>2</sup>   | 9                           | 56     | 181                        | 172          |
| Dividendes versés par action ordinaire  | 0,29                        | 0,29   | 1,16                       | 1,16         |
| Aux   |                             |        | 31 déc. 2011               | 31 déc. 2010 |
| Total de l'actif  |                             |        | 9 760                      | 9 635        |
| Total du passif à long terme  |                             |        | 4 942                      | 5 009        |

## DISPONIBILITÉ ET PRODUCTION

La disponibilité a diminué au cours du trimestre clos le 31 décembre 2011 par rapport à la période correspondante de 2010, surtout du fait de l'augmentation des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et la hausse des interruptions non planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee, en partie contrebalancées par la baisse des interruptions planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee.

La disponibilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 a diminué par rapport à 2010, surtout du fait de l'augmentation des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia et de la hausse des interruptions non planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee, compensées en partie par la baisse des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et par la diminution des interruptions planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee.

La production pour le trimestre clos le 31 décembre 2011 a diminué de 1 095 gigawattheures («GWh») en regard de la période correspondante de 2010 en raison de la fermeture des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, de l'augmentation des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, de la vente de la centrale de Meridian, de la baisse de la demande des clients des CAÉ et de la hausse des interruptions non planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee, en partie contrebalancées par le démarrage des activités commerciales de l'unité 3 de la centrale de Keephills en 2011, une hausse des volumes d'énergie éolienne et une baisse des interruptions planifiées à l'unité 3 de Genesee.

1) La disponibilité et la production comprennent tous les actifs de production (les activités de production, les contrats de location-financement et les placements).

2) La marge brute, les produits opérationnels, le résultat par action aux fins de comparaison, le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement («BAlIA») aux fins de comparaison, les fonds provenant des activités opérationnelles, les fonds provenant des activités opérationnelles par action et les flux de trésorerie disponibles ne sont pas définis selon les IFRS. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent communiqué de presse pour obtenir de plus amples renseignements sur ces éléments, y compris, s'il y a lieu, un rapprochement avec le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles.

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 a fléchi de 7 602 GWh comparativement à 2010, principale conséquence de la fermeture des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, de l'augmentation des interruptions planifiées et non planifiées et de la hausse de l'acheminement économique à la centrale thermique de Centralia, de la vente de la centrale de Meridian, du démantèlement de la centrale de Wabamun et du nombre accru d'interruptions non planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee, partiellement compensés par le démarrage des activités commerciales de l'unité 3 de la centrale de Keephills en 2011, une baisse des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, un accroissement des volumes d'énergie éolienne, une hausse des volumes d'énergie hydroélectrique et une baisse des interruptions planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee.

Les interruptions à la centrale thermique de Centralia n'ont pas eu une incidence négative sur nos marges brutes pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, car nous avons été en mesure de prolonger les interruptions planifiées afin de profiter de prix du marché à la baisse pour acheter de l'électricité et ainsi honorer nos contrats d'électricité. La disponibilité pour l'ensemble de nos centrales, compte tenu de l'ajustement de la hausse de l'acheminement économique à la centrale de Centralia, s'est élevée à 88,2 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, soit sensiblement le même taux qu'à l'exercice précédent.

## RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX PORTEURS D' ACTIONS ORDINAIRES

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2011 sont présentés ci-après :

|  | Trimestres clos les 31 déc. | Exercices clos les 31 déc. |
|--|-----------------------------|----------------------------|
| Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires en 2010                     | 92                          | 255                        |
| (Diminution) augmentation des marges brutes du secteur Production                      | (6)                         | 54                         |
| Variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché – Production              | (52)                        | 78                         |
| Augmentation des marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques     | 16                          | 96                         |
| Augmentation des charges opérationnelles et des frais d'entretien et d'administration  | (16)                        | (35)                       |
| Augmentation de la dotation aux amortissements   | (16)                        | (18)                       |
| Augmentation du profit à la vente d'actifs   | 13                          | 16                         |
| Diminution de l'imputation pour dépréciation d'actifs                                  | 25                          | 11                         |
| Augmentation de la charge d'intérêt nette  | (16)                        | (37)                       |
| (Diminution) augmentation de la quote-part du résultat de coentreprises                | (1)                         | 7                          |
| Diminution (augmentation) de la charge d'impôts sur le résultat                        | 20                          | (82)                       |
| Augmentation du résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle | (7)                         | (14)                       |
| Augmentation des dividendes sur actions privilégiées                                   | (3)                         | (14)                       |
| Augmentation de la provision à l'égard d'une garantie                                  | (18)                        | (18)                       |
| Divers   | (7)                         | (9)                        |
| <b>Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires en 2011</b>              | <b>24</b>                   | <b>290</b>                 |

Les marges brutes du secteur Production, compte non tenu des variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché, pour le trimestre clos le 31 décembre 2011 ont diminué en regard de la période correspondante de 2010, surtout sous l'effet de la hausse des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, une baisse des récupérations de la centrale de base de Poplar Creek que nous n'exploitons plus, une hausse des interruptions non planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee et des prix défavorables liés aux pénalités versées en vertu des CAÉ en Alberta au cours des interruptions, en partie contrebalancés par le démarrage des activités commerciales de l'unité 3 de la centrale de Keephills en 2011 et la baisse des interruptions planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee.

Les marges brutes du secteur Production, compte non tenu des variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché, pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 ont augmenté en regard de 2010, surtout sous l'effet de l'accroissement des marges des centrales hydroélectriques, du démarrage des activités commerciales de l'unité 3 de la centrale de Keephills en 2011, de la hausse des volumes d'énergie éolienne, de la diminution des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et de la baisse des interruptions planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee, en partie contrebalancés par une baisse des récupérations de la centrale de base de Poplar Creek, que nous n'exploitons plus, la vente de la centrale de Meridian, des prix défavorables liés aux pénalités versées en vertu des CAÉ en Alberta au cours des interruptions, du démantèlement de la centrale de Wabamun et de la hausse des interruptions non planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee. Cette baisse des récupérations à la centrale de base de Poplar Creek a été compensée par un repli des charges opérationnelles et des frais d'entretien et d'administration.

Les variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché ont diminué pour le trimestre clos le 31 décembre 2011 par rapport à la période correspondante de 2010, par suite de la comptabilisation de profits latents découlant de certaines relations de couverture de l'électricité qui ont été jugées inefficaces aux fins comptables au cours du quatrième trimestre de 2010.

Les variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché se sont accrues pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 comparativement à 2010, par suite de la comptabilisation de profits latents découlant de certaines couvertures qui ont été jugées inefficaces aux fins comptables et de l'affaiblissement plus marqué des cours dans la région du nord-ouest du Pacifique relativement à nos prix couverts.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2011, les marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques ont progressé comparativement à 2010, principalement en raison des solides résultats des activités de négociation dans les régions de l'Ouest. Ces résultats positifs ont été en partie neutralisés par les marges brutes moins élevées dans la région du nord-ouest du Pacifique découlant de l'affaiblissement des prix.

La marge brute du secteur Opérations sur les produits énergétiques a progressé pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 comparativement à la période correspondante de 2010, grâce aux solides résultats des activités de négociation dans l'ouest et aux résultats accrus découlant de l'acquisition de contrats d'électricité et de gaz naturel. Ces résultats positifs ont été en partie neutralisés par une baisse des marges brutes dans la région du nord-ouest du Pacifique, entraînée par l'affaiblissement des prix.

Les charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration pour le trimestre clos le 31 décembre 2011 sont plus élevés qu'en 2010, en raison surtout de la hausse des charges de rémunération imputable aux résultats favorables du secteur Opérations sur les produits énergétiques et des coûts associés à plusieurs initiatives en matière de productivité, en partie contrebalancés par une baisse des coûts liés à l'abandon de la gestion de la centrale de base de Poplar Creek.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, les charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration ont augmenté par rapport à la période correspondante de 2010, en raison de la hausse des charges de rémunération surtout imputable aux résultats favorables du secteur Opérations sur les produits énergétiques, de la sortie du bilan de certains frais d'aménagement de projets éoliens et des coûts associés à plusieurs initiatives en matière de productivité, en partie contrebalancés par une baisse des coûts liés à l'abandon de la gestion de la centrale de base de Poplar Creek.

La dotation aux amortissements pour le trimestre clos le 31 décembre 2011 a grimpé par rapport à 2010, essentiellement par suite d'une augmentation des actifs, l'incidence la plus importante découlant du démarrage des activités commerciales à l'unité 3 de la centrale de Keephills en 2011.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, la dotation aux amortissements a augmenté comparativement à la période correspondante de 2010 en raison surtout d'une augmentation des actifs, de l'incidence de la diminution en 2010 des coûts de



démantèlement et de remise en état de la centrale de Wabamun, et de la réduction de la valeur des pièces de rechange, qui ont été en partie contrebalancées par les fluctuations des valeurs résiduelles estimées, la vente de la centrale de Meridian et les taux de change favorables.

Le profit à la vente d'actifs pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2011 a augmenté par rapport aux périodes correspondantes de 2010 en raison de la vente de la centrale alimentée au gaz de Meridian, de l'installation de biomasse située à Grande Prairie et d'autres projets de mise en valeur.

Les imputations pour dépréciation d'actifs pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2011 ont diminué par rapport aux périodes correspondantes de 2010, en raison des imputations pour dépréciation liées aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et de la centrale de Meridian enregistrées en 2010. Se reporter à la rubrique «Imputation pour dépréciation d'actifs» du présent communiqué de presse pour plus de détails.

La charge d'intérêt nette pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2011 s'est accrue par rapport aux périodes correspondantes de 2010, conséquence du recul des intérêts incorporés dans le coût de l'actif, de la baisse des produits d'intérêt liée à la résolution de certaines questions fiscales en 2010 et de la hausse des taux d'intérêt, en partie compensés par les taux de change favorables et la diminution de la dette.

La quote-part du résultat de coentreprises pour le trimestre clos le 31 décembre 2011 a été comparable à celle de la période correspondante en 2010.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, la quote-part du résultat de coentreprises s'est accrue par rapport à 2010 surtout en raison de la conjoncture favorable du marché, en partie contrebalancée par les taux de change défavorables et une hausse des interruptions planifiées et non planifiées.

La charge d'impôts sur le résultat pour le trimestre clos le 31 décembre 2011 a été plus faible qu'à la période correspondante de 2010, en raison de la baisse du résultat.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, la charge d'impôts sur le résultat a été plus élevée qu'en 2010, en raison d'une hausse du résultat et des variations du résultat selon le territoire où le résultat avant impôts et taxes est réalisé.

Pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2011, le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle a augmenté comparativement aux périodes correspondantes de 2010, sous l'effet d'une hausse du résultat de TransAlta Cogeneration, L.P. («TA Cogen»).

Les dividendes sur actions privilégiées pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2011 ont progressé par rapport aux périodes correspondantes de 2010 en raison du nombre plus élevé d'actions privilégiées en circulation au cours de 2011. Des actions privilégiées ont été émises au quatrième trimestre de 2010, et une autre émission a eu lieu au quatrième trimestre de 2011.

Une provision à l'égard d'une garantie a été constituée au quatrième trimestre de 2011 relativement à la garantie auprès de MF Global Inc. En octobre 2011, MF Global Holdings Ltd. a demandé la protection de la loi américaine sur la faillite. MF Global Holdings Ltd. est la société mère de MF Global Inc., à laquelle nous faisons appel comme courtier-revendeur pour certaines opérations sur des produits de base. Un fiduciaire a été nommé pour prendre le contrôle des actifs de MF Global Inc. et les liquider, et remettre les garanties aux clients. La provision a été comptabilisée en raison du recouvrement incertain de la garantie.

## **FONDS PROVENANT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES ET FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES**

Les fonds provenant des activités opérationnelles pour le trimestre clos le 31 décembre 2011 ont diminué de 45 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2010, surtout en raison de la baisse du résultat net.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, les fonds provenant des activités opérationnelles ont augmenté de 4 millions de dollars en regard de 2010, surtout par suite de la hausse du résultat net.

Les flux de trésorerie disponibles pour le trimestre clos le 31 décembre 2011 ont régressé de 47 millions de dollars par rapport à la même période en 2010 en raison d'une diminution des fonds provenant des activités opérationnelles et d'une augmentation des dividendes sur actions privilégiées.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, les flux de trésorerie disponibles ont augmenté de 9 millions de dollars par rapport à 2010, du fait de la hausse des fonds provenant des activités opérationnelles et du recul des dividendes sur actions ordinaires versés en espèces résultant de la participation accrue dans le cadre du RRDAA, en partie neutralisés par l'accroissement des dividendes sur actions privilégiées et des dépenses d'investissement de maintien plus élevées.

## **CONTEXTE D'AFFAIRES**

*Nous exerçons nos activités dans divers contextes d'affaires afin de produire de l'électricité, de trouver des acheteurs pour l'énergie que nous produisons et d'assurer le transport de cette énergie. Les principaux marchés que nous détenons au sein desquels nous exerçons nos activités sont l'ouest du Canada, l'ouest des États-Unis et l'est du Canada. Pour une description plus détaillée des régions où nous évoluons ainsi que de l'incidence des prix de l'électricité et du gaz naturel sur nos résultats financiers, se reporter à notre rapport de gestion annuel de 2011.*

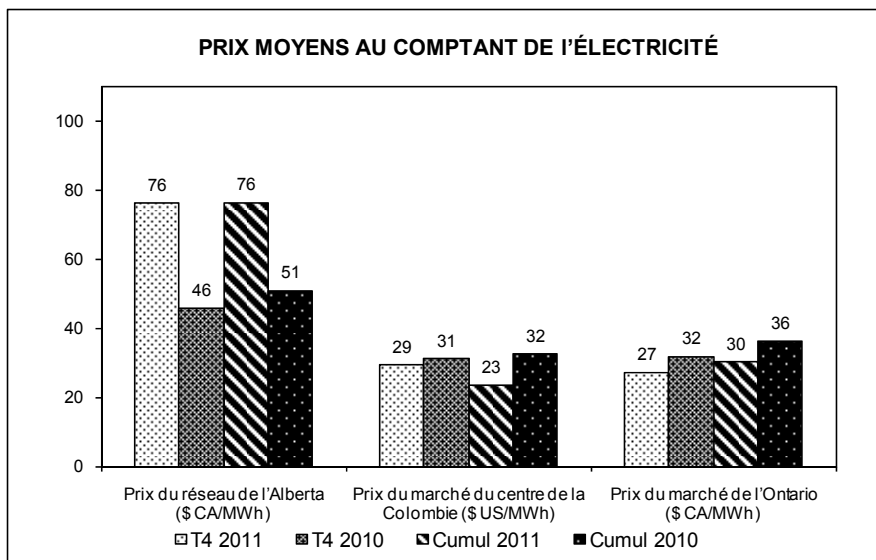
### **Flux de trésorerie contractuels**

Au cours de l'exercice, environ 93 % de notre portefeuille consolidé en électricité étaient sous contrat au moyen de CAÉ et d'autres contrats à long terme. 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 2011 s'échelonnant de 65 \$ à 70 \$ le mégawattheure («MWh») en Alberta, et de 50 \$ US à 55 \$ US le MWh dans la région du nord-ouest du Pacifique.

### **Prix de l'électricité**

Veillez vous reporter à la rubrique «Contexte d'affaires» de notre rapport de gestion annuel de 2011 pour une analyse détaillée du marché au comptant de l'électricité et de l'incidence des prix de l'électricité sur nos activités, et de notre stratégie de couverture du risque lié aux variations de ces prix.

Les prix moyens au comptant de l'électricité pour le trimestre et les exercices clos les 31 décembre 2011 et 2010 sur nos trois principaux marchés sont présentés dans les graphiques suivants.



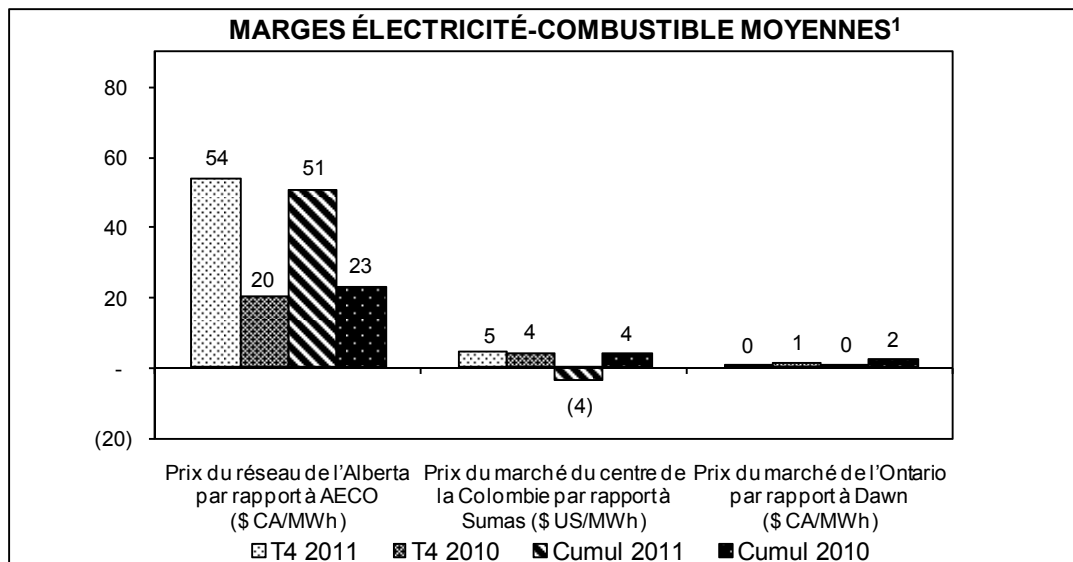
Pour le trimestre clos le 31 décembre 2011, les prix moyens au comptant ont augmenté en Alberta en raison de la croissance de la charge par rapport à l'exercice précédent et du resserrement de l'offre dans le marché. Dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario, les prix moyens au comptant ont baissé par rapport à la période correspondante de 2010 en raison du recul des prix du gaz naturel.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, les prix moyens au comptant ont augmenté en Alberta en raison de la croissance de la charge par rapport à l'exercice précédent et du resserrement de l'offre dans le marché. Dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario, les prix moyens au comptant ont baissé par rapport à la période correspondante de 2010 en raison du recul des prix du gaz naturel et de la hausse des coûts de production hydroélectrique dans les deux régions.

#### **Marges électricité-combustible**

Veillez vous reporter à la rubrique «Contexte d'affaires» de notre rapport de gestion annuel de 2011 pour un meilleur aperçu des marges électricité-combustible et de leur incidence sur notre entreprise.

Les marges électricité-combustible moyennes pour le trimestre et les exercices clos les 31 décembre 2011 et 2010 dans nos trois principaux marchés figurent dans les graphiques qui suivent.



1) Pour une centrale consommant 7000 Btu/kWh de chaleur.

Pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2011, les marges électricité-combustible moyennes ont grimpé en Alberta sous l'effet de l'augmentation des prix de l'électricité. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, les marges électricité-combustible moyennes au cours du quatrième trimestre ont augmenté par suite de la baisse des prix du gaz naturel. En Ontario, les marges électricité-combustible se sont effritées, les prix de l'électricité ayant diminué davantage que les prix du gaz naturel.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, les marges électricité-combustible moyennes ont grimpé en Alberta sous l'effet de l'augmentation des prix de l'électricité. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, les marges électricité-combustible moyennes ont diminué en raison d'une hausse considérable de la production d'hydroélectricité qui a entraîné une baisse des prix de l'électricité plus importante que celle des prix du gaz naturel par rapport à 2010. En Ontario, les marges électricité-combustible se sont effritées, les prix de l'électricité ayant diminué davantage que les prix du gaz naturel.

## ANALYSE DES RÉSULTATS SECTORIELS

Les résultats opérationnels de nos secteurs se présentent comme suit :

| Trimestre clos le 31 déc. 2011                                 | Production | Opérations sur les produits |              | Total |
|--|------------|-----------------------------|--------------|-------|
|  |            | énergétiques                | Siège social |       |
| Produits des activités ordinaires                              | 661        | 40                          | -            | 701   |
| Combustible et achats d'électricité                            | 292        | -                           | -            | 292   |
| Marge brute  | 369        | 40                          | -            | 409   |
| Activités opérationnelles, entretien et administration         | 110        | 16                          | 19           | 145   |
| Amortissement  | 127        | -                           | 6            | 133   |
| Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat         | 6          | -                           | -            | 6     |
| Répartition des coûts intersectoriels                          | 2          | (2)                         | -            | -     |
| Charges opérationnelles  | 245        | 14                          | 25           | 284   |
| Produits opérationnels   | 124        | 26                          | (25)         | 125   |
| Produits financiers tirés des contrats de location-financement | 2          | -                           | -            | 2     |
| Quote-part de la perte de coentreprises                        | (2)        | -                           | -            | (2)   |
| Profit à la vente d'actifs                                     | 13         | -                           | -            | 13    |
| Imputation pour dépréciation d'actifs                          | (3)        | -                           | -            | (3)   |
| Provision à l'égard d'une garantie                             | -          | (18)                        | -            | (18)  |
| Perte de change  |            |                             |              | (3)   |
| Charge d'intérêt nette   |            |                             |              | (64)  |
| Résultat avant impôts sur le résultat                          |            |                             |              | 50    |

| Trimestre clos le 31 déc. 2010                                 | Production | Opérations sur les produits |              | Total |
|--|------------|-----------------------------|--------------|-------|
|  |            | énergétiques                | Siège social |       |
| Produits des activités ordinaires                              | 755        | 24                          | -            | 779   |
| Combustible et achats d'électricité                            | 328        | -                           | -            | 328   |
| Marge brute  | 427        | 24                          | -            | 451   |
| Activités opérationnelles, entretien et administration         | 107        | 4                           | 18           | 129   |
| Amortissement  | 111        | 1                           | 5            | 117   |
| Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat         | 6          | -                           | -            | 6     |
| Répartition des coûts intersectoriels                          | 1          | (1)                         | -            | -     |
| Charges opérationnelles  | 225        | 4                           | 23           | 252   |
| Produits opérationnels   | 202        | 20                          | (23)         | 199   |
| Produits financiers tirés des contrats de location-financement | 2          | -                           | -            | 2     |
| Quote-part de la perte de coentreprises                        | (1)        | -                           | -            | (1)   |
| Imputation pour dépréciation d'actifs                          | (28)       | -                           | -            | (28)  |
| Profit de change   |            |                             |              | 4     |
| Charge d'intérêt nette   |            |                             |              | (48)  |
| Résultat avant impôts sur le résultat                          |            |                             |              | 128   |

| Exercice clos le 31 déc. 2011                                  | Opérations sur les produits énergétiques |              |          | Total        |
|--|--|--------------|----------|--------------|
|  | Production                               | Siège social |          |              |
| Produits des activités ordinaires                              | 2 526                                    | 137          | -        | 2 663        |
| Combustible et achats d'électricité                            | 947                                      | -            | -        | 947          |
| <b>Marge brute</b>   | <b>1 579</b>                             | <b>137</b>   | <b>-</b> | <b>1 716</b> |
| Activités opérationnelles, entretien et administration         | 419                                      | 43           | 83       | 545          |
| Amortissement  | 460                                      | 1            | 21       | 482          |
| Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat         | 27                                       | -            | -        | 27           |
| Répartition des coûts intersectoriels                          | 8  | (8)          | -        | -            |
| Charges opérationnelles  | 914                                      | 36           | 104      | 1 054        |
| Produits opérationnels   | 665                                      | 101          | (104)    | 662          |
| Produits financiers tirés des contrats de location-financement | 8  | -            | -        | 8            |
| Quote-part du résultat de coentreprises                        | 14                                       | -            | -        | 14           |
| Profit à la vente d'actifs                                     | 16                                       | -            | -        | 16           |
| Imputation pour dépréciation d'actifs                          | (17)                                     | -            | -        | (17)         |
| Provision à l'égard d'une garantie                             | -  | (18)         | -        | (18)         |
| Autres produits  |  |              |          | 2            |
| Perte de change  |  |              |          | (3)          |
| Charge d'intérêt nette   |  |              |          | (215)        |
| <b>Résultat avant impôts sur le résultat</b>                   |  |              |          | <b>449</b>   |

| Exercice clos le 31 déc. 2010                                  | Opérations sur les produits énergétiques |              |          | Total        |
|--|--|--------------|----------|--------------|
|  | Production                               | Siège social |          |              |
| Produits des activités ordinaires                              | 2 632                                    | 41           | -        | 2 673        |
| Combustible et achats d'électricité                            | 1 185                                    | -            | -        | 1 185        |
| <b>Marge brute</b>   | <b>1 447</b>                             | <b>41</b>    | <b>-</b> | <b>1 488</b> |
| Activités opérationnelles, entretien et administration         | 424                                      | 17           | 69       | 510          |
| Amortissement  | 443                                      | 2            | 19       | 464          |
| Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat         | 27                                       | -            | -        | 27           |
| Répartition des coûts intersectoriels                          | 5  | (5)          | -        | -            |
| Charges opérationnelles  | 899                                      | 14           | 88       | 1 001        |
| Produits opérationnels   | 548                                      | 27           | (88)     | 487          |
| Produits financiers tirés des contrats de location-financement | 8  | -            | -        | 8            |
| Quote-part du résultat de coentreprises                        | 7  | -            | -        | 7            |
| Imputation pour dépréciation d'actifs                          | (28)                                     | -            | -        | (28)         |
| Profit de change   |  |              |          | 8            |
| Charge d'intérêt nette   |  |              |          | (178)        |
| <b>Résultat avant impôts sur le résultat</b>                   |  |              |          | <b>304</b>   |

**PRODUCTION** : TransAlta détient et exploite des centrales hydroélectriques, des centrales éoliennes, des centrales alimentées au gaz naturel et au charbon ainsi que des activités minières connexes au Canada, aux États-Unis et en Australie. Les produits du secteur Production et la rentabilité globale sont tirés de la disponibilité et de la production d'électricité et de vapeur ainsi que de services accessoires, comme le soutien du réseau. Pour une liste complète de nos actifs de production et de nos régions d'exploitation, voir la rubrique « Tableau récapitulatif des centrales » dans notre rapport de gestion annuel de 2011.

En raison de notre transition aux IFRS, notre participation dans la centrale de production de Fort Saskatchewan est maintenant comptabilisée comme un contrat de location-financement, et notre participation dans les coentreprises CE Generation, LLC («CE Gen») et Wailuku River Hydroelectric, L.P. («Wailuku») est maintenant comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. Par conséquent, les résultats des activités opérationnelles et les résultats financiers connexes de ces centrales ne sont pas inclus dans nos régions géographiques Ouest du Canada et International. Selon les PCGR du Canada, ces actifs ont été consolidés proportionnellement. Même si ces actifs ne contribuent plus au résultat des activités opérationnelles du secteur Production aux fins comptables, la direction est d'avis que ces centrales font encore partie intégrante de notre secteur Production. Veuillez vous reporter aux rubriques «Contrat de location-financement» et «Placements» de l'analyse du secteur Production du présent communiqué de presse pour obtenir plus de détails.

**ACTIVITÉS DE PRODUCTION :** *En 2011, nous avons démarré les activités commerciales de l'unité 3 de la centrale de Keephills, une centrale alimentée au charbon supercritique de 450 mégawatts («MW») en Alberta, dans laquelle nous détenons une participation de 50 %, et de Bone Creek, une centrale hydroélectrique de 19 MW en Colombie-Britannique. Au 31 décembre 2011, nos actifs de production affichaient une capacité de production brute<sup>1</sup> de 8 174 MW en activité (participation nette de 7 831 MW) et une capacité de production nette de 129 MW en construction. L'information suivante exclut les actifs qui sont comptabilisés comme un contrat de location-financement ou selon la méthode de la mise en équivalence, qui sont abordés séparément dans l'analyse du secteur Production.*

Les résultats des activités de production sont comme suit :

|  | 2011       |                                      |                               |                  | 2010                          |                  |
|--|------------|--------------------------------------|-------------------------------|------------------|-------------------------------|------------------|
|  | Total      | Ajustements comparables <sup>2</sup> | Total comparable <sup>2</sup> | Par MWh installé | Total comparable <sup>2</sup> | Par MWh installé |
| Trimestres clos les 31 déc.                            |            |                                      |                               |                  |                               |                  |
| Produits des activités ordinaires                      | 661        | (2)                                  | 659                           | 36,52            | 712                           | 37,28            |
| Combustible et achats d'électricité                    | 292        | -                                    | 292                           | 16,18            | 328                           | 17,18            |
| <b>Marge brute</b>                                     | <b>369</b> | <b>(2)</b>                           | <b>367</b>                    | <b>20,34</b>     | 384                           | 20,10            |
| Activités opérationnelles, entretien et administration | 110        | (1)                                  | 109                           | 6,04             | 107                           | 5,60             |
| Amortissement  | 127        | -                                    | 127                           | 7,04             | 111                           | 5,81             |
| Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat | 6          | -                                    | 6                             | 0,33             | 6                             | 0,31             |
| Répartition des coûts intersectoriels                  | 2          | -                                    | 2                             | 0,11             | 1                             | 0,05             |
| <b>Charges opérationnelles</b>                         | <b>245</b> | <b>(1)</b>                           | <b>244</b>                    | <b>13,52</b>     | 225                           | 11,77            |
| <b>Produits opérationnels</b>                          | <b>124</b> | <b>(1)</b>                           | <b>123</b>                    | <b>6,82</b>      | 159                           | 8,33             |
| Capacité installée (GWh)                               | 18 047     |                                      | 18 047                        |                  | 19 097                        |                  |
| Production (GWh)                                       | 11 158     |                                      | 11 158                        |                  | 12 200                        |                  |
| Disponibilité (%)                                      | 90,2       |                                      | 90,2                          |                  | 91,0                          |                  |

1) Nous mesurons la capacité comme la capacité maximale nette (voir le glossaire pour la définition de cette expression et d'autres termes clés), conformément aux normes de l'industrie. À moins d'indication contraire, les chiffres relatifs à la capacité représentent la capacité détenue et en activité.

2) Les chiffres comparatifs ne sont pas définis selon les IFRS. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent communiqué de presse pour obtenir de plus amples renseignements sur ces événements, y compris, s'il y a lieu, un rapprochement avec le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles.

| Exercices clos les 31 déc.                             | 2011         |                                      |                               |                  | 2010                          |                  |
|--|--------------|--------------------------------------|-------------------------------|------------------|-------------------------------|------------------|
|  | Total        | Ajustements comparables <sup>1</sup> | Total comparable <sup>1</sup> | Par MWh installé | Total comparable <sup>1</sup> | Par MWh installé |
| Produits des activités ordinaires                      | 2 526        | (127)                                | 2 399                         | 33,94            | 2 589                         | 34,26            |
| Combustible et achats d'électricité                    | 947          | -                                    | 947                           | 13,40            | 1 185                         | 15,68            |
| <b>Marge brute</b>                                     | <b>1 579</b> | <b>(127)</b>                         | <b>1 452</b>                  | <b>20,54</b>     | <b>1 404</b>                  | <b>18,58</b>     |
| Activités opérationnelles, entretien et administration | 419          | (6)                                  | 413                           | 5,84             | 424                           | 5,61             |
| Amortissement  | 460          | (4)                                  | 456                           | 6,45             | 443                           | 5,86             |
| Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat | 27           | -                                    | 27                            | 0,38             | 27                            | 0,36             |
| Répartition des coûts intersectoriels                  | 8            | -                                    | 8                             | 0,11             | 5                             | 0,07             |
| <b>Charges opérationnelles</b>                         | <b>914</b>   | <b>(10)</b>                          | <b>904</b>                    | <b>12,78</b>     | <b>899</b>                    | <b>11,90</b>     |
| <b>Produits opérationnels</b>                          | <b>665</b>   | <b>(117)</b>                         | <b>548</b>                    | <b>7,76</b>      | <b>505</b>                    | <b>6,68</b>      |
| Capacité installée (GWh)                               | 70 681       |                                      | 70 681                        |                  | 75 559                        |                  |
| Production (GWh)                                       | 38 911       |                                      | 38 911                        |                  | 46 416                        |                  |
| Disponibilité (%)                                      | 84,8         |                                      | 84,8                          |                  | 88,5                          |                  |

### Production et marges brutes aux fins de comparaison<sup>1</sup>

Les volumes de production, les produits des activités ordinaires aux fins de comparaison<sup>1</sup>, les coûts du combustible et les achats d'électricité et les marges brutes aux fins de comparaison<sup>1</sup> d'après les régions géographiques et les types de combustible se présentent comme suit.

| Trimestre clos le 31 déc. 2011 | Production (GWh) | Installé (GWh) | Produits des activités ordinaires <sup>2</sup> | Combustible et achats d'électricité | Marge brute <sup>2</sup> | Produits des activités ordinaires par MWh installé <sup>2</sup> | Combustible et achats d'électricité par MWh installé | Marge brute par MWh installé <sup>2</sup> |
|--------------------------------|------------------|----------------|--|-------------------------------------|--------------------------|---|--|---|
| Charbon                        | 5 418            | 7 022          | 214  | 116                                 | 98                       | 30,48   | 16,52  | 13,96                                     |
| Gaz                            | 691              | 786            | 32   | 8                                   | 24                       | 40,71   | 10,18  | 30,53                                     |
| Énergies renouvelables         | 815              | 2 953          | 65   | 3                                   | 62                       | 22,01   | 1,02   | 20,99                                     |
| Total – Ouest du Canada        | 6 924            | 10 761         | 311  | 127                                 | 184                      | 28,90   | 11,80  | 17,10                                     |
| Gaz                            | 855              | 1 656          | 102  | 47                                  | 55                       | 61,59   | 28,38  | 33,21                                     |
| Énergies renouvelables         | 486              | 1 459          | 48   | 2                                   | 46                       | 32,90   | 1,37   | 31,53                                     |
| Total – Est du Canada          | 1 341            | 3 115          | 150  | 49                                  | 101                      | 48,15   | 15,73  | 32,42                                     |
| Charbon                        | 2 552            | 2 956          | 168  | 107                                 | 61                       | 56,83   | 36,20  | 20,63                                     |
| Gaz                            | 341              | 1 215          | 30   | 9                                   | 21                       | 24,69   | 7,41   | 17,28                                     |
| Total – International          | 2 893            | 4 171          | 198  | 116                                 | 82                       | 47,47   | 27,81  | 19,66                                     |
|                                | 11 158           | 18 047         | 659  | 292                                 | 367                      | 36,52   | 16,18  | 20,34                                     |

1) Les chiffres comparatifs ne sont pas définis selon les IFRS. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent communiqué de presse pour obtenir de plus amples renseignements sur ces événements, y compris, s'il y a lieu, un rapprochement avec le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles.

2) Les montants représentent des chiffres comparatifs.



| Trimestre clos le 31 déc. 2010 | Production (GWh) | Installé (GWh) | Produits des activités ordinaires <sup>1</sup> | Combustible et achats d'électricité | Marge brute <sup>1</sup> | Produits des activités ordinaires par MWh installé <sup>1</sup> | Combustible et achats d'électricité par MWh installé | Marge brute par MWh installé <sup>1</sup> |
|--------------------------------|------------------|----------------|--|-------------------------------------|--------------------------|---|--|---|
| Charbon                        | 6 418            | 7 744          | 221  | 97                                  | 124                      | 28,54   | 12,53  | 16,01                                     |
| Gaz                            | 898              | 1 084          | 61   | 19                                  | 42                       | 56,27   | 17,53  | 38,74                                     |
| Énergies renouvelables         | 705              | 2 904          | 45   | 3                                   | 42                       | 15,50   | 1,03   | 14,47                                     |
| Total – Ouest du Canada        | 8 021            | 11 732         | 327  | 119                                 | 208                      | 27,87   | 10,14  | 17,73                                     |
| Gaz                            | 946              | 1 656          | 111  | 60                                  | 51                       | 67,03   | 36,23  | 30,80                                     |
| Énergies renouvelables         | 424              | 1 459          | 40   | 2                                   | 38                       | 27,42   | 1,37   | 26,05                                     |
| Total – Est du Canada          | 1 370            | 3 115          | 151  | 62                                  | 89                       | 48,48   | 19,90  | 28,58                                     |
| Charbon                        | 2 443            | 3 039          | 205  | 135                                 | 70                       | 67,46   | 44,42  | 23,04                                     |
| Gaz                            | 366              | 1 211          | 29   | 12                                  | 17                       | 23,95   | 9,91   | 14,04                                     |
| Total – International          | 2 809            | 4 250          | 234  | 147                                 | 87                       | 55,06   | 34,59  | 20,47                                     |
|                                | 12 200           | 19 097         | 712  | 328                                 | 384                      | 37,28   | 17,18  | 20,10                                     |

| Exercice clos le 31 déc. 2011 | Production (GWh) | Installé (GWh) | Produits des activités ordinaires <sup>1</sup> | Combustible et achats d'électricité | Marge brute <sup>1</sup> | Produits des activités ordinaires par MWh installé <sup>1</sup> | Combustible et achats d'électricité par MWh installé | Marge brute par MWh installé <sup>1</sup> |
|-------------------------------|------------------|----------------|--|-------------------------------------|--------------------------|---|--|---|
| Charbon                       | 21 475           | 26 846         | 863  | 379                                 | 484                      | 32,15   | 14,12  | 18,03                                     |
| Gaz                           | 2 588            | 3 282          | 118  | 33                                  | 85                       | 35,95   | 10,05  | 25,90                                     |
| Énergies renouvelables        | 3 237            | 11 645         | 220  | 11                                  | 209                      | 18,89   | 0,94   | 17,95                                     |
| Total – Ouest du Canada       | 27 300           | 41 773         | 1 201  | 423                                 | 778                      | 28,75   | 10,13  | 18,62                                     |
| Gaz                           | 3 578            | 6 570          | 410  | 219                                 | 191                      | 62,40   | 33,33  | 29,07                                     |
| Énergies renouvelables        | 1 521            | 5 790          | 147  | 7                                   | 140                      | 25,39   | 1,21   | 24,18                                     |
| Total – Est du Canada         | 5 099            | 12 360         | 557  | 226                                 | 331                      | 45,06   | 18,28  | 26,78                                     |
| Charbon                       | 5 135            | 11 742         | 520  | 261                                 | 259                      | 44,29   | 22,23  | 22,06                                     |
| Gaz                           | 1 377            | 4 806          | 121  | 37                                  | 84                       | 25,18   | 7,70   | 17,48                                     |
| Total – International         | 6 512            | 16 548         | 641  | 298                                 | 343                      | 38,74   | 18,01  | 20,73                                     |
|                               | 38 911           | 70 681         | 2 399  | 947                                 | 1 452                    | 33,94   | 13,40  | 20,54                                     |

| Exercice clos le 31 déc. 2010 | Production (GWh) | Installé (GWh) | Produits des activités ordinaires <sup>1</sup> | Combustible et achats d'électricité | Marge brute <sup>1</sup> | Produits des activités ordinaires par MWh installé <sup>1</sup> | Combustible et achats d'électricité par MWh installé | Marge brute par MWh installé <sup>1</sup> |
|-------------------------------|------------------|----------------|--|-------------------------------------|--------------------------|---|--|---|
| Charbon                       | 25 025           | 31 325         | 813  | 331                                 | 482                      | 25,95   | 10,57  | 15,38                                     |
| Gaz                           | 3 493            | 4 246          | 222  | 76                                  | 146                      | 52,28   | 17,90  | 34,38                                     |
| Énergies renouvelables        | 2 506            | 11 120         | 142  | 10                                  | 132                      | 12,77   | 0,90   | 11,87                                     |
| Total – Ouest du Canada       | 31 024           | 46 691         | 1 177  | 417                                 | 760                      | 25,21   | 8,93   | 16,28                                     |
| Gaz                           | 3 816            | 6 570          | 435  | 243                                 | 192                      | 66,21   | 36,99  | 29,22                                     |
| Énergies renouvelables        | 1 330            | 5 435          | 126  | 7                                   | 119                      | 23,18   | 1,29   | 21,89                                     |
| Total – Est du Canada         | 5 146            | 12 005         | 561  | 250                                 | 311                      | 46,73   | 20,82  | 25,91                                     |
| Charbon                       | 8 594            | 12 057         | 730  | 469                                 | 261                      | 60,55   | 38,90  | 21,65                                     |
| Gaz                           | 1 652            | 4 806          | 121  | 49                                  | 72                       | 25,18   | 10,20  | 14,98                                     |
| Total – International         | 10 246           | 16 863         | 851  | 518                                 | 333                      | 50,47   | 30,72  | 19,75                                     |
|                               | 46 416           | 75 559         | 2 589  | 1 185                               | 1 404                    | 34,26   | 15,68  | 18,58                                     |

## Ouest du Canada

Nos actifs situés dans l'ouest du Canada comprennent des centrales alimentées au charbon et au gaz naturel, des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens. Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels» du rapport de gestion annuel de 2011 pour de plus amples renseignements sur nos activités dans l'ouest du Canada.

1) Les montants représentent des chiffres comparatifs.

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la production pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2011 sont présentés ci-après :

|  | Trimestres clos<br>les 31 déc.<br>(GWh) | Exercices clos les<br>31 déc.<br>(GWh) |
|--|---|--|
| Production de 2010   | 8 021                                   | 31 024                                 |
| Arrêt des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance   | (924)                                   | (3 543)                                |
| Vente de la centrale de Meridian   | (164)                                   | (719)                                  |
| Démantèlement de la centrale de Wabamun  | -                                       | (473)                                  |
| Baisse de la demande de la clientèle des CAÉ   | (156)                                   | (293)                                  |
| Hausse des interruptions non planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee  | (287)                                   | (287)                                  |
| Réductions liées au marché   | (28)                                    | (272)                                  |
| Hausse des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales alimentées au gaz naturel                                    | (55)                                    | (199)                                  |
| Démarrage des activités commerciales de l'unité 3 de la centrale de Keephills  | 480                                     | 639                                    |
| (Hausse) baisse des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta | (321)                                   | 403                                    |
| Augmentation des volumes d'énergie éolienne  | 136                                     | 389                                    |
| (Baisse) hausse des volumes d'hydroélectricité   | (25)                                    | 343                                    |
| Baisse des interruptions planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee  | 219                                     | 219                                    |
| Augmentation de la production aux centrales alimentées au gaz naturel  | 41                                      | 50                                     |
| Divers   | (13)                                    | 19                                     |
| <b>Production de 2011</b>  | <b>6 924</b>                            | <b>27 300</b>                          |

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la marge brute aux fins de comparaison<sup>1</sup> pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2011 sont présentés ci-après :

|  | Trimestres clos<br>les 31 déc. | Exercices clos les<br>31 déc. |
|--|--------------------------------|-------------------------------|
| Marge brute aux fins de comparaison <sup>1</sup> de 2010   | 208                            | 760                           |
| Accroissement des marges des centrales hydroélectriques  | 3                              | 52                            |
| Démarrage des activités commerciales de l'unité 3 de la centrale de Keephills  | 28                             | 41                            |
| (Hausse) baisse des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta | (26)                           | 14                            |
| Augmentation des volumes d'énergie éolienne  | 5                              | 14                            |
| Baisse des interruptions non planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee  | 10                             | 10                            |
| Centrale de base de Poplar Creek qui n'est plus exploitée par TransAlta  | (19)                           | (57)                          |
| Vente de la centrale de Meridian   | (3)                            | (15)                          |
| Prix défavorables, à l'exclusion des pénalités versées en vertu des CAÉ de l'Alberta au cours des interruptions                  | (5)                            | (14)                          |
| Hausse des interruptions non planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee  | (14)                           | (14)                          |
| Démantèlement de la centrale de Wabamun  | -                              | (10)                          |
| Hausse des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales alimentées au gaz naturel                                    | (1)                            | (5)                           |
| Divers   | (2)                            | 2                             |
| <b>Marge brute aux fins de comparaison<sup>1</sup> de 2011</b>   | <b>184</b>                     | <b>778</b>                    |

La baisse des récupérations à la centrale de base de Poplar Creek présentées dans le tableau ci-dessus a été compensée par un repli des charges opérationnelles et des frais d'entretien et d'administration.

1) Les chiffres comparatifs ne sont pas définis selon les IFRS. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent communiqué de presse pour obtenir de plus amples renseignements sur ces éléments, y compris, s'il y a lieu, un rapprochement avec le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles.

## 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» de notre rapport de gestion annuel de 2011 pour de plus amples renseignements sur nos activités dans l'est du Canada.

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la production pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2011 sont présentés ci-après :

|  | Trimestres clos<br>les 31 déc.<br>(GWh) | Exercices clos<br>les 31 déc.<br>(GWh) |
|--|---|--|
| Production de 2010   | 1 370                                   | 5 146                                  |
| Hausse des interruptions aux centrales alimentées au gaz naturel               | (59)                                    | (131)                                  |
| Conditions défavorables du marché pour les centrales alimentées au gaz naturel | (31)                                    | (89)                                   |
| Augmentation des volumes d'énergie éolienne                                    | 72                                      | 201                                    |
| Divers   | (11)                                    | (28)                                   |
| <b>Production de 2011</b>  | <b>1 341</b>                            | <b>5 099</b>                           |

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la marge brute pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2011 sont présentés ci-après :

|  | Trimestres clos<br>les 31 déc. | Exercices clos<br>les 31 déc. |
|--|--------------------------------|-------------------------------|
| Marge brute de 2010  | 89                             | 311                           |
| Augmentation des volumes d'énergie éolienne                      | 7                              | 21                            |
| Hausse des interruptions aux centrales alimentées au gaz naturel | -                              | (3)                           |
| Divers   | 5                              | 2                             |
| <b>Marge brute de 2011</b>                                       | <b>101</b>                     | <b>331</b>                    |

## International

Nos actifs du secteur International comprennent les actifs des centrales alimentées au charbon et au gaz naturel à divers emplacements aux États-Unis ainsi que les actifs de gaz naturel en Australie. Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels» du rapport de gestion annuel de 2011 pour de plus amples renseignements sur nos activités du secteur International.

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la production pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2011 sont présentés ci-après :

|   | Trimestres clos<br>les 31 déc.<br>(GWh) | Exercices clos<br>les 31 déc.<br>(GWh) |
|---|---|--|
| Production de 2010  | 2 809                                   | 10 246                                 |
| Baisse (hausse) des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia | 45                                      | (1 892)                                |
| Baisse (hausse) de l'acheminement économique à la centrale thermique de Centralia     | 76                                      | (910)                                  |
| Hausse des interruptions planifiées à la centrale thermique de Centralia              | -                                       | (658)                                  |
| Baisse de la production aux centrales alimentées au gaz naturel                       | (16)                                    | (249)                                  |
| Divers  | (21)                                    | (25)                                   |
| <b>Production de 2011</b>   | <b>2 893</b>                            | <b>6 512</b>                           |

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la marge brute aux fins de comparaison<sup>1</sup> pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2011 sont présentés ci-après :

|   | Trimestres clos<br>les 31 déc. | Exercices clos les<br>31 déc. |
|---|--------------------------------|-------------------------------|
| Marge brute aux fins de comparaison <sup>1</sup> de 2010  | 87                             | 333                           |
| Prix (défavorables) favorables, surtout induits par la baisse des prix d'achat de l'électricité | (9)                            | 19                            |
| Taux de change favorable  | 2                              | 1                             |
| Baisse de la production à la centrale thermique de Centralia                                    | -                              | (3)                           |
| Divers  | 2                              | (7)                           |
| <b>Marge brute aux fins de comparaison<sup>1</sup> de 2011</b>                                  | <b>82</b>                      | <b>343</b>                    |

Les interruptions à la centrale thermique de Centralia n'ont pas eu une incidence négative sur nos marges brutes, car nous avons été en mesure de prolonger les interruptions planifiées afin de profiter des plus faibles prix du marché pour acheter de l'électricité et ainsi honorer nos contrats d'électricité.

#### Charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration

Les charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration pour le trimestre clos le 31 décembre 2011 ont grimpé en regard de la période correspondante de 2010, en raison des coûts associés à plusieurs initiatives en matière de productivité et du démarrage des activités commerciales à l'unité 3 de la centrale de Keepphills, en partie compensés par la réduction des coûts liés à l'abandon de la gestion de la centrale de base de Poplar Creek.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, les charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration ont diminué par rapport à 2010 en raison de la baisse des coûts liés à l'abandon de la gestion de la centrale de base à Poplar Creek, en partie contrebalancée par la sortie de certains coûts de mise en valeur du parc éolien, les coûts associés à plusieurs initiatives en matière de productivité et le démarrage des activités commerciales à l'unité 3 de la centrale de Keepphills.

#### Dotation aux amortissements

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la dotation aux amortissements pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2011 sont présentés ci-après :

|   | Trimestres clos<br>les 31 déc. | Exercices clos<br>les 31 déc. |
|---|--------------------------------|-------------------------------|
| Dotation aux amortissements de 2010   | 111                            | 443                           |
| Augmentation des actifs   | 15                             | 25                            |
| Incidence de la diminution des frais de démantèlement et de remise en état de la centrale de Wabamun au cours de l'exercice précédent | 1                              | 6                             |
| Réduction de valeur des pièces de rechange amortissables  | -                              | 4                             |
| Variations des valeurs résiduelles  | (3)                            | (13)                          |
| Vente de la centrale de Meridian  | (1)                            | (7)                           |
| Taux de change défavorable (favorable)  | 2                              | (4)                           |
| Divers  | 2                              | 6                             |
| <b>Dotation aux amortissements de 2011</b>  | <b>127</b>                     | <b>460</b>                    |

1) Les chiffres comparatifs ne sont pas définis selon les IFRS. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent communiqué de presse pour obtenir de plus amples renseignements sur ces éléments, y compris, s'il y a lieu, un rapprochement avec le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles.

## IMPUTATION POUR DÉPRÉCIATION D'ACTIFS

Au cours de 2011, nous avons comptabilisé une imputation pour dépréciation d'actifs avant impôts et taxes de 17 millions de dollars liée à quatre actifs du secteur Production au sein des centrales d'énergies renouvelables, qui faisaient partie de l'acquisition de Canadian Hydro Developers, Inc. («Canadian Hydro»), afin de ramener la valeur des actifs à leur juste valeur estimative moins le coût des ventes. Les estimations de juste valeur découlent de prévisions à long terme pour les actifs et les prix observés sur les marchés. Deux des actifs ont subi une perte de valeur en raison de facteurs opérationnels qui ont eu une incidence sur la durée d'utilité, entraînant une imputation pour dépréciation d'actifs de 5 millions de dollars. Les imputations pour dépréciation de deux autres actifs, totalisant 12 millions de dollars, ont entraîné une évaluation de notre dépréciation globale annuelle et reflètent une baisse des prix prévus à ces centrales marchandes.

Au cours de 2010, nous avons comptabilisé une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes de 28 millions de dollars (21 millions de dollars après déduction du montant qui a été attribué à la participation ne donnant pas le contrôle) à l'égard de certains actifs du secteur Production, qui consistait en une charge de 7 millions de dollars imputée à nos centrales alimentées au gaz naturel et une charge de 21 millions de dollars imputée à nos centrales alimentées au charbon. La perte de valeur des centrales alimentées au gaz naturel tient compte de la vente de notre participation de 50 % dans la centrale de Meridian, qui a été attribuée à la participation ne donnant pas le contrôle. La perte de valeur des centrales alimentées au charbon a trait aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et résultait de la fermeture en raison de l'état physique des chaudières qui était tel que les unités ne pouvaient être remises en état, sur le plan économique, aux termes du CAÉ.

## CONTRAT DE LOCATION-FINANCEMENT

Bien que nous continuions à exploiter la centrale de Fort Saskatchewan, notre contrat à long terme a été déterminé comme un contrat de location-financement selon les IFRS, parce que les risques et avantages principaux liés à sa possession ont été transférés au client. Par conséquent, les actifs faisant l'objet du contrat ont été retirés des immobilisations corporelles, et les montants à payer en vertu du contrat ont été comptabilisés dans les états consolidés de la situation financière comme une créance au titre du contrat de location-financement. Selon les PCGR du Canada, nous consolidons proportionnellement notre participation dans les résultats financiers et les résultats des activités opérationnelles de la centrale de Fort Saskatchewan. Se reporter à la *note 6* de nos états financiers consolidés audités dans notre rapport annuel de 2011 pour des renseignements additionnels sur notre contrat de location-financement.

Fort Saskatchewan est une centrale alimentée au gaz naturel ayant une capacité de production brute de 118 MW en activité, dans laquelle TA Cogen détient une participation de 60 % (participation nette de 35 MW). Les renseignements clés sur les activités opérationnelles se rapportant à notre participation dans la centrale de Fort Saskatchewan, que nous continuerons à exploiter, sont résumés ci-après :

|                   | Trimestres clos les 31 déc. |       | Exercices clos les 31 déc. |      |
|-------------------|-----------------------------|-------|----------------------------|------|
|                   | 2011                        | 2010  | 2011                       | 2010 |
| Disponibilité (%) | 100,4                       | 101,2 | 98,1                       | 97,1 |
| Production (GWh)  | 130                         | 120   | 481                        | 488  |

La disponibilité pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2011 a été comparable à celle des périodes correspondantes en 2010.

La production pour le trimestre clos le 31 décembre 2011 a augmenté de 10 GWh comparativement à la période correspondante en 2010, surtout en raison de la hausse de la demande des clients.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, la production a ralenti de 7 GWh en regard de 2010, du fait notamment de la baisse de la demande des clients en partie compensée par la diminution des interruptions planifiées.

Les produits financiers tirés des contrats de location-financement pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2011 sont demeurés stables en regard de ceux des périodes correspondantes de 2010, soit respectivement 2 millions de dollars et 8 millions de dollars.

## PLACEMENTS

Selon les IFRS, les participations dans des coentreprises qui sont des entités sous contrôle conjoint, comme nos coentreprises de CE Gen et de Wailuku, peuvent être comptabilisées selon la méthode de la consolidation proportionnelle ou selon la méthode de la mise en équivalence. Nous avons adopté la méthode de la mise en équivalence pour comptabiliser ces participations afin de nous aligner sur les exigences de l'IFRS 11, *Partenariats* («IFRS 11»), qui ont été publiées par l'International Accounting Standards Board («IASB») en mai 2011. Selon les PCGR du Canada, nous consolidons proportionnellement notre participation dans les résultats financiers et les résultats des activités opérationnelles des centrales de CE Gen et de Wailuku.

Ce changement a entraîné le reclassement de notre quote-part des actifs et passifs de chaque poste dans nos états consolidés de la situation financière dans un seul poste intitulé «Placements». Notre quote-part des produits et charges a été reclassée de chaque poste et présentée comme un seul montant intitulé «Quote-part du résultat de coentreprises» dans les comptes consolidés de résultat. Se reporter à la *note 7* de nos états financiers consolidés audités dans le rapport annuel de 2011 pour des renseignements additionnels sur nos participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

Nos placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence comprennent les centrales géothermiques, les centrales alimentées au gaz naturel et les centrales hydroélectriques à divers emplacements aux États-Unis, avec une capacité de production brute de 839 MW (participation nette de 390 MW). Le tableau qui suit résume les renseignements clés sur les placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence :

|                        | Trimestres clos les 31 déc. |      | Exercices clos les 31 déc. |       |
|------------------------|-----------------------------|------|----------------------------|-------|
|                        | 2011                        | 2010 | 2011                       | 2010  |
| Disponibilité (%)      | <b>90,5</b>                 | 98,5 | <b>94,9</b>                | 95,5  |
| Production (GWh)       |                             |      |                            |       |
| Gaz                    | <b>24</b>                   | 84   | <b>308</b>                 | 411   |
| Énergies renouvelables | <b>350</b>                  | 353  | <b>1 312</b>               | 1 299 |
| Total de la production | <b>374</b>                  | 437  | <b>1 620</b>               | 1 710 |

La disponibilité pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2011 a diminué par rapport aux périodes correspondantes de 2010 en raison de l'augmentation des interruptions planifiées et non planifiées à nos installations de CE Gen.

La production pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2011 a diminué par rapport à celle des périodes correspondantes de 2010, en raison des conditions de marché défavorables et d'une hausse des interruptions planifiées et non planifiées.

Au cours du trimestre clos le 31 décembre 2011, notre quote-part du résultat de coentreprises attribuable à CE Gen et à Wailuku était comparable à celle de la période correspondante en 2010.

La quote-part du résultat de coentreprises attribuable à CE Gen et à Wailuku pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 a été de 14 millions de dollars, contre 7 millions de dollars pour 2010. La quote-part du résultat de coentreprises s'est accrue surtout en raison d'une conjoncture favorable du marché, en partie contrebalancée par des taux de change défavorables et une hausse des interruptions planifiées et non planifiées.

**OPÉRATIONS SUR LES PRODUITS ÉNERGÉTIQUES :** *Ce secteur tire ses produits et son bénéfice du commerce de gros de l'électricité et d'autres produits de base et d'instruments dérivés liés à l'énergie. L'atteinte de marges brutes, tout en demeurant dans les limites de la valeur à risque (« VaR »), est une mesure clé du secteur Opérations sur les produits énergétiques. Se reporter à l'analyse de la valeur à risque et des positions de négociation à la rubrique « Gestion du risque » de notre rapport de gestion annuel de 2011 pour plus de détails.*

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

*Pour une analyse plus approfondie des activités du secteur Opérations sur les produits énergétiques, se reporter à la rubrique « Analyse des résultats sectoriels » de notre rapport de gestion annuel de 2011.*

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

|  | Trimestres clos les 31 déc. |           | Exercices clos les 31 déc. |           |
|--|-----------------------------|-----------|----------------------------|-----------|
|  | 2011                        | 2010      | 2011                       | 2010      |
| Produits des activités ordinaires                      | 40                          | 24        | 137                        | 41        |
| Combustible et achats d'électricité                    | -                           | -         | -                          | -         |
| <b>Marge brute</b>                                     | <b>40</b>                   | <b>24</b> | <b>137</b>                 | <b>41</b> |
| Activités opérationnelles, entretien et administration | 16                          | 4         | 43                         | 17        |
| Amortissement  | -                           | 1         | 1                          | 2         |
| Recouvrement des coûts intersectoriels                 | (2)                         | (1)       | (8)                        | (5)       |
| <b>Charges opérationnelles</b>                         | <b>14</b>                   | <b>4</b>  | <b>36</b>                  | <b>14</b> |
| <b>Produits opérationnels</b>                          | <b>26</b>                   | <b>20</b> | <b>101</b>                 | <b>27</b> |

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2011, les marges brutes ont progressé comparativement à la période correspondante de 2010, surtout en raison des solides résultats des activités de négociation dans les régions de l'Ouest. Ces résultats positifs ont été en partie neutralisés par des marges brutes moins élevées dans la région du nord-ouest du Pacifique découlant de l'affaiblissement des prix.

La marge brute a progressé pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 comparativement à 2010, principalement en raison des solides résultats des activités de négociation dans l'ouest et aux résultats accrus découlant de l'acquisition de contrats d'électricité et de gaz naturel. Ces résultats positifs ont été en partie neutralisés par une baisse des marges brutes dans la région du nord-ouest du Pacifique, entraînée par l'affaiblissement des prix.

Les charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2011 ont augmenté par rapport aux mêmes périodes en 2010 par suite des charges de rémunération plus élevées liées aux résultats favorables et des coûts associés à plusieurs initiatives en matière de productivité.

**SIÈGE SOCIAL :** Nos secteurs Production et Opérations sur les produits énergétiques sont soutenus par un groupe du siège social qui fournit des services financiers, fiscaux et juridiques, des services de trésorerie, des services de réglementation, des services liés à l'environnement, à la santé et à la sécurité, et au développement durable, des services de communication et de relations avec les gouvernements et les investisseurs, des services de technologie de l'information, des services de gestion du risque, des services de ressources humaines, des services d'audit interne ainsi que d'autres services administratifs.

Les charges engagées par le secteur Siège social sont comme suit :

|  | Trimestres clos les 31 déc. |      | Exercices clos les 31 déc. |      |
|--|-----------------------------|------|----------------------------|------|
|  | 2011                        | 2010 | 2011                       | 2010 |
| Activités opérationnelles, entretien et administration | 19                          | 18   | 83                         | 69   |
| Amortissement  | 6                           | 5    | 21                         | 19   |
| Charges opérationnelles                                | 25                          | 23   | 104                        | 88   |

Au cours du trimestre clos le 31 décembre 2011, les charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration ont été comparables à ceux de la période correspondante en 2010.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, les charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration ont augmenté par rapport à 2010 en raison de coûts associés à plusieurs initiatives en matière de productivité et de l'accroissement de la charge de rémunération.

#### CHARGE D'INTÉRÊT NETTE

Selon les IFRS, dans le cadre desquels l'actualisation est utilisée, l'accroissement de la valeur comptable d'une provision, comme les provisions pour frais de démantèlement et de remise en état, en raison du passage du temps est comptabilisé à titre de charge financière et inclus dans la charge d'intérêt nette. Selon les PCGR du Canada, ce montant a été constaté dans la dotation aux amortissements ou au poste Combustible et achats d'électricité.

Les composantes de la charge d'intérêt nette sont présentées ci-dessous :

|   | Trimestres clos les 31 déc. |      | Exercices clos les 31 déc. |      |
|---|-----------------------------|------|----------------------------|------|
|   | 2011                        | 2010 | 2011                       | 2010 |
| Intérêts sur la dette                           | 60                          | 58   | 228                        | 226  |
| Produit d'intérêt                               | -                           | (2)  | -                          | (18) |
| Intérêts incorporés dans le coût de l'actif     | -                           | (13) | (31)                       | (48) |
| Inefficacité des couvertures de la juste valeur | -                           | -    | (1)                        | -    |
| Charge d'intérêt                                | 60                          | 43   | 196                        | 160  |
| Désactualisation des provisions                 | 4                           | 5    | 19                         | 18   |
| Charge d'intérêt nette                          | 64                          | 48   | 215                        | 178  |



La variation de la charge d'intérêt nette pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2011 par rapport aux périodes correspondantes de 2010 est illustrée ci-dessous :

|  | Trimestres clos<br>les 31 déc. | Exercices clos<br>les 31 déc. |
|--|--------------------------------|-------------------------------|
| Charge d'intérêt nette de 2010   | 48                             | 178                           |
| Baisse du produit d'intérêt surtout imputable à la<br>résolution de certaines questions fiscales<br>en suspens en 2010 | 3                              | 18                            |
| Baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif   | 13                             | 17                            |
| Hausse des taux d'intérêt  | 3                              | 10                            |
| Hausse de la désactualisation des frais de démantèlement<br>et de remise en état                                       | -                              | 1                             |
| Taux de change favorable   | -                              | (4)                           |
| Diminution de la dette   | (4)                            | (5)                           |
| Profit inefficace sur les couvertures de la juste valeur   | -                              | (1)                           |
| Hausse des coûts de financement  | 1                              | 1                             |
| <b>Charge d'intérêt nette de 2011</b>  | <b>64</b>                      | <b>215</b>                    |

## IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT

Le tableau qui suit présente un rapprochement des impôts sur le résultat et des taux d'imposition effectifs sur le résultat à l'exclusion des éléments non comparables :

|   | Trimestres clos les 31 déc. |            | Exercices clos les 31 déc. |            |
|---|-----------------------------|------------|----------------------------|------------|
|   | 2011                        | 2010       | 2011                       | 2010       |
| Résultat avant impôts sur le résultat   | 50                          | 128        | 449                        | 304        |
| Résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle  | (11)                        | (4)        | (38)                       | (24)       |
| Quote-part du résultat de coentreprises   | 2                           | 1          | (14)                       | (7)        |
| Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation<br>est annulée et qui sont inefficaces   | (2)                         | (43)       | (127)                      | (43)       |
| Imputation pour dépréciation d'actifs   | 3                           | 28         | 17                         | 28         |
| Profit à la vente d'installations et de projets de mise en valeur   | (13)                        | -          | (16)                       | -          |
| Provision à l'égard d'une garantie  | 18                          | -          | 18                         | -          |
| Autres éléments non comparables   | 1                           | -          | 10                         | -          |
| <b>Résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à<br/>l'exclusion des éléments non comparables assujettis<br/>à l'impôt</b>                  | <b>48</b>                   | <b>110</b> | <b>299</b>                 | <b>258</b> |
| Charge d'impôts sur le résultat   | 11                          | 31         | 106                        | 24         |
| Charge d'impôts sur le résultat au titre des incidences liées<br>à certaines couvertures dont la désignation est annulée et<br>qui sont inefficaces | (1)                         | (15)       | (46)                       | (15)       |
| Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à l'imputation<br>pour dépréciation d'actifs  | 1                           | 12         | 4                          | 12         |
| Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la résolution<br>de certaines questions fiscales en suspens   | -                           | -          | -                          | 30         |
| Charge d'impôts sur le résultat liée au profit à la<br>vente d'installations et de projets de mise en valeur  | (3)                         | -          | (4)                        | -          |
| Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la provision<br>à l'égard d'une garantie  | 5                           | -          | 5                          | -          |
| Reclassement de l'impôt de la Partie V1.1   | (2)                         | -          | (2)                        | -          |
| Recouvrement d'impôts sur le résultat lié aux autres éléments<br>non comparables  | -                           | -          | 3                          | -          |
| <b>Charge d'impôts sur le résultat, à l'exclusion des<br/>éléments non comparables</b>  | <b>11</b>                   | <b>28</b>  | <b>66</b>                  | <b>51</b>  |
| <b>Taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable<br/>aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des<br/>éléments non comparables (%)</b> | <b>23</b>                   | <b>25</b>  | <b>22</b>                  | <b>20</b>  |

La charge d'impôts sur le résultat, à l'exclusion des éléments non comparables, pour le trimestre clos le 31 décembre 2011 a été plus faible qu'à la période correspondante de 2010, en raison de la baisse du résultat aux fins de comparaison.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, la charge d'impôts sur le résultat, à l'exclusion des éléments non comparables, a été plus élevée qu'en 2010, en raison d'une hausse du résultat aux fins de comparaison et des variations du résultat selon le territoire où le résultat avant impôts et taxes est réalisé.

Le taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables, pour le trimestre clos le 31 décembre 2011 a diminué par rapport à celui de la période correspondante de 2010 en raison de la baisse du résultat aux fins de comparaison.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, le taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables, a progressé par rapport à 2010 par suite de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le résultat et d'une modification de la variation du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes est réalisé.

#### **PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE**

Par suite de notre transition aux IFRS, les participations ne donnant pas le contrôle liées à notre quote-part dans l'installation de Saranac sont présentées comme une partie de notre placement net dans CE Gen. Se reporter à la rubrique «Placements» du présent communiqué de presse pour plus de détails.

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2011 a grimpé respectivement de 7 millions de dollars et 14 millions de dollars en regard des périodes correspondantes de 2010 en raison de l'accroissement du résultat de TA Cogen.

#### **TABLEAUX DES FLUX DE TRÉSORERIE**

Notre transition aux IFRS a modifié la présentation de plusieurs éléments dans les tableaux consolidés des flux de trésorerie. Le plus important de ces éléments est l'incidence de l'utilisation de la méthode de la mise en équivalence en remplacement de celle de la consolidation proportionnelle pour comptabiliser nos participations dans CE Gen et Wailuku. Notre quote-part de la trésorerie et des équivalents de trésorerie de CE Gen et de Wailuku et les variations des flux de trésorerie ne sont plus présentées pour chaque poste des sections des activités opérationnelles, des activités d'investissement et des activités de financement des tableaux consolidés des flux de trésorerie. Plutôt, les distributions en espèces reçues sont présentées comme une activité opérationnelle, et les rendements des capitaux investis ou les montants additionnels investis sont présentés comme une activité d'investissement. L'incorporation dans l'actif des coûts associés aux activités d'entretien planifié d'envergure et d'inspection prévues qui étaient passés en charges auparavant selon les PCGR du Canada entraînera la présentation de ces dépenses comme une activité d'investissement selon les IFRS. Selon les PCGR du Canada, ces dépenses ont eu une incidence sur les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles.

Les tableaux suivants présentent les variations importantes dans les tableaux consolidés des flux de trésorerie pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2011 comparativement aux périodes correspondantes en 2010 :

| Trimestres clos les 31 déc.                                    | 2011  | 2010  | Principaux facteurs expliquant le changement  |
|--|-------|-------|---|
| Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période | 66    | 57    |   |
| Flux de trésorerie liés aux :                                  |       |       |   |
| Activités opérationnelles                                      | 182   | 317   | Baisse du résultat au comptant de 45 millions de dollars et variations défavorables des soldes du fonds de roulement de 90 millions de dollars, en raison essentiellement du calendrier des paiements et des encaissements  |
| Activités d'investissement                                     | (204) | (213) | Baisse des ajouts aux immobilisations corporelles de 58 millions de dollars, augmentation de la garantie reçue des contreparties de 26 millions de dollars, et produit de la vente d'installations et de projets de mise en valeur de 10 millions de dollars, contrebalancés par une augmentation de la garantie versée aux contreparties de 52 millions de dollars, une baisse de 15 millions de dollars du produit de la vente de la participation ne donnant pas le contrôle dans Kent Hills, et une diminution de 17 millions de dollars découlant de la résolution de certaines questions fiscales en 2010 |
| Activités de financement                                       | 4     | (122) | Baisse des remboursements nets de la dette à long terme, contrebalancée par une diminution du produit de l'émission d'actions privilégiées de 24 millions de dollars  |
| Conversion des liquidités en devises                           | 1     | (4)   |   |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période | 49    | 35    |   |

| Exercices clos les 31 déc.                                     | 2011  | 2010  | Principaux facteurs expliquant le changement  |
|--|-------|-------|---|
| Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période | 35    | 53    |   |
| Flux de trésorerie liés aux :                                  |       |       |   |
| Activités opérationnelles                                      | 694   | 838   | Variations défavorables des soldes du fonds de roulement de 148 millions de dollars, en raison essentiellement du calendrier des paiements et des encaissements, compensées par une hausse du résultat au comptant de 4 millions de dollars   |
| Activités d'investissement                                     | (615) | (765) | Baisse des ajouts aux immobilisations corporelles de 355 millions de dollars et produit de la vente d'installations et de projets de mise en valeur de 40 millions de dollars, contrebalancés par une diminution de 156 millions de dollars de la garantie reçue des contreparties, une hausse de 54 millions de dollars de la garantie versée aux contreparties, une baisse de 15 millions de dollars du produit de la vente de la participation ne donnant pas le contrôle dans Kent Hills et une baisse de 26 millions de dollars découlant de la résolution de certaines questions fiscales en 2010 |
| Activités de financement                                       | (67)  | (90)  | Baisse des remboursements nets de la dette, diminution des dividendes en espèces versés sur les actions ordinaires de 25 millions de dollars, contrebalancées par une baisse du produit de l'émission d'actions privilégiées de 24 millions de dollars et une hausse des dividendes versés sur actions privilégiées de 15 millions de dollars   |
| Conversion des liquidités en devises                           | 2     | (1)   |   |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période | 49    | 35    |   |

## SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

### Capital social

Au 31 décembre 2011, nous avons 223,6 millions d'actions ordinaires (220,3 millions en 2010) émises et en circulation. Au cours du trimestre clos le 31 décembre 2011, 0,7 million d'actions ordinaires (0,8 million en 2010) ont été émises pour un produit de 17 millions de dollars (23 millions de dollars en 2010). Toutes les actions émises pour le trimestre l'ont été en vertu du RRDA. Sur les 0,8 million d'actions ordinaires émises au cours du trimestre clos le 31 décembre 2010, 0,7 million ont été émises pour un produit de 19 millions de dollars selon les modalités du RRDA et 0,1 million l'ont été pour un produit de 4 millions de dollars en vertu du régime d'actionnariat fondé sur le rendement («RAFR»). Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2011, 3,3 millions d'actions ordinaires (1,9 million en 2010) ont été émises pour un produit de 69 millions de dollars (40 millions de dollars en 2010). Sur ces 3,3 millions d'actions ordinaires émises au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2011, 0,1 million ont été émises pour un produit au comptant de 2 millions de dollars, et 3,2 millions ont été émises pour un produit de 67 millions de dollars selon les modalités du RRDA. Sur les 1,9 million d'actions ordinaires émises au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2010, 0,1 million ont été émises pour un produit au comptant de 1 million de dollars, et 1,6 million ont été émises pour un produit de 35 millions de dollars selon les modalités du RRDA et 0,2 million ont été émises pour un produit de 4 millions de dollars en vertu du RAFR.

Au 31 décembre 2011, nous avons 23,0 millions d'actions privilégiées (12,0 millions en 2010) émises et en circulation. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2011, 11,0 millions d'actions privilégiées, série C (12,0 millions en 2010) ont été émises pour un produit de 269 millions de dollars, déduction faite des frais d'émission après impôts et taxes de 6 millions de dollars (293 millions de dollars en 2010, déduction faite des frais d'émission après impôts et taxes de 7 millions de dollars).

Nous avons recours à divers régimes de paiements fondés sur des actions pour aligner les objectifs des employés sur ceux de la société. Au 31 décembre 2011, nous avons attribué 1,7 million d'options sur actions en cours à des employés (2,2 millions en 2010). Au cours du trimestre clos le 31 décembre 2011, 0,1 million d'options sont arrivées à échéance, ou ont été exercées ou annulées (un nombre nominal d'options sont arrivées à échéance ou ont été exercées ou annulées en 2010). Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2011, 0,5 million d'options sont arrivées à échéance, ou ont été exercées ou annulées (0,2 million d'options sont arrivées à échéance ou ont été exercées ou annulées en 2010).

## **PERSPECTIVES POUR 2012**

### **Contexte d'affaires**

#### **Prix de l'électricité**

En 2012, les prix de l'électricité en Alberta devraient s'aligner sur ceux de 2011 en raison de la croissance continue de la charge, compensée en partie par la baisse des prix du gaz naturel. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, nous continuons de prévoir un affaiblissement des prix découlant de la baisse des prix du gaz naturel et un ralentissement de la croissance de la charge.

#### **Législation environnementale**

L'état d'élaboration de la législation environnementale demeure fluide au Canada comme aux États-Unis. Le Canada a indiqué son intention de réglementer les émissions de gaz à effet de serre provenant des centrales alimentées au charbon d'ici 2015. Le cadre réglementaire fait présentement l'objet de discussions entre les gouvernements fédéral et provincial et l'industrie et devrait être finalisé en 2012.

Aux États-Unis, la manière dont la législation sur le changement climatique pour la production alimentée par des combustibles fossiles sera adoptée n'est pas encore claire. En outre, de nouveaux règlements sur les polluants atmosphériques pour le secteur de l'électricité sont prévus pour 2012, mais ne devraient pas influencer directement sur nos activités alimentées au charbon dans l'État de Washington. L'entente de TransAlta avec l'État de Washington, établie en mars 2011, donne une idée claire sur le plan réglementaire du régime des émissions relatif à la centrale alimentée au charbon de Centralia jusqu'en 2025.

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

Le choix de l'emplacement, la construction et l'exploitation de centrales électriques nécessitent l'intervention de nombreuses parties prenantes. Dernièrement, certaines parties prenantes ont intenté des actions contre des agences gouvernementales et des propriétaires en invoquant les répercussions négatives présumées des projets éoliens. Nous faisons le suivi de ces réclamations afin d'évaluer le risque lié à ces activités.

#### **Environnement économique**

L'environnement économique a donné des signes d'amélioration en 2011, et nous prévoyons que cette tendance se poursuivra en 2012, mais à un rythme allant de lent à modéré. Nous continuons de suivre les événements à l'échelle mondiale, y compris la conjoncture en Europe, et leurs répercussions éventuelles sur l'économie et nos relations avec les fournisseurs et les contreparties en ce qui a trait aux produits de base.

Nous n'avons constaté aucune perte liée à une contrepartie en 2011, et nous continuons de gérer le risque de contrepartie et d'agir conformément aux politiques de gestion du risque que nous avons mises en œuvre. Nous ne prévoyons pas apporter de modification importante à nos pratiques existantes en matière de crédit et continuerons de faire affaire principalement avec des contreparties ayant une note de première qualité.

En octobre 2011, MF Global Holdings Ltd. a demandé la protection de la loi américaine sur les faillites. MF Global Holdings Ltd. est la société mère de MF Global Inc. à laquelle nous faisons appel comme courtier-revendeur pour certaines opérations sur des produits de base. MF Global Inc. n'a pas demandé la protection de la loi sur les faillites mais, en vertu de la *U.S. Securities Investor Protection Act*, la Securities Investor Protection Corp. supervise la liquidation des actifs du courtier-revendeur pour dégager des sommes qui seront remises aux clients. Un fiduciaire a été nommé pour prendre le contrôle des actifs de MF Global Inc. et en assurer la liquidation, et remettre les garanties aux clients. Une partie importante de notre garantie se rapporte à la garantie au titre des transactions liées aux contrats à terme standardisés qui auraient été comptabilisés au Royaume-Uni et fait l'objet d'un litige entre le fiduciaire des États-Unis et l'administrateur du Royaume-Uni. Nous avons une garantie d'environ 36 millions de dollars auprès de MF Global Inc. et, en raison du recouvrement incertain de la garantie, nous avons comptabilisé une provision de 18 millions de dollars à l'égard de la garantie qui avait été fournie. Le montant net de la garantie a été reclassé dans les actifs non courants.

### **Activités opérationnelles**

#### **Capacité, production et disponibilité**

La capacité de production est censée augmenter pour 2012 en raison de l'achèvement du parc de New Richmond et de l'accroissement de la capacité nominale de trois de nos centrales visées par des CAÉ en Alberta. Avant l'incidence de l'acheminement économique, la production globale devrait augmenter pour 2012 en raison d'un exercice entier d'activités de l'unité 3 de la centrale de Keephills et de la diminution des interruptions non planifiées, contrebalancés par des interruptions pour entretien d'envergure plus élevées que la normale prévues pour le parc de centrales thermiques de l'Alberta en 2012. La disponibilité globale devrait être de 89 % à 90 % en 2012 en raison de la diminution des interruptions non planifiées.

#### **Flux de trésorerie contractuels**

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 70 % 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 fasse l'objet de contrats pour l'exercice qui vient. Ce pourcentage sera ramené à 65 % au quatrième exercice. À la fin de 2011, environ 86 % de notre capacité de 2012 était assujettie à des contrats. Pour 2012, 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 investissements 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 notre mine de l'Alberta. Les coûts du charbon pour 2012, selon la méthode du coût standard, devraient augmenter d'environ 4 % comparativement à 2011 en raison des facteurs déterminants mentionnés ci-dessus.

Même si nous possédons la mine Centralia dans l'État de Washington, elle n'est pas opérationnelle pour le moment. Le combustible de la centrale thermique de Centralia est acquis auprès de fournisseurs externes dans le bassin fluvial de la Powder River et livré par chemin de fer. Le coût de livraison du combustible par MWh pour 2012 devrait augmenter d'environ 9 % en raison des coûts plus élevés pour le diesel et les produits de base, et des charges plus élevées pour la réduction des poussières de charbon.

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 à court terme.

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.

#### **Charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration**

Les charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration de 2012 devraient être inférieurs d'environ 5 % à ceux de 2011.

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

Les résultats provenant de notre secteur Opérations sur les produits énergétiques sont touchés par les prix sur le marché, l'ensemble des stratégies adoptées et les modifications apportées à la législation. Nous surveillons constamment le marché et notre exposition afin de maximiser le résultat, tout en maintenant un profil de risque acceptable. Notre objectif pour 2012 est d'amener nos opérations sur les produits énergétiques à dégager une marge brute variant entre 65 millions de dollars et 85 millions de dollars.

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

Notre stratégie consiste à réduire au minimum l'incidence des fluctuations du dollar canadien par rapport au dollar américain, à l'euro et au dollar australien en contrebalançant les actifs libellés en devises avec des passifs libellés en devises et en concluant des contrats de change. Nous avons également des charges libellées en devises, y compris une charge d'intérêt, qui contrebalancent dans une large mesure nos produits nets libellés en devises.

#### **Charge d'intérêt nette**

La charge d'intérêt nette de 2012 devrait être plus élevée que celle présentée en 2011 en raison surtout de la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif. 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 de la charge d'intérêt nette engagée.

#### **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 éventuelle des activités de négociation sur le marché, pourrait engendrer un besoin de liquidités supplémentaires. Afin d'atténuer ce risque de liquidité, nous prévoyons maintenir des facilités de crédit consenties de 2,0 milliards de dollars, et nous surveillerons de près 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 2011, sont fondées sur notre environnement et nos perspectives économiques

actuelles. Bien que nous ne prévoyions pas que des modifications importantes seront apportées aux estimations en raison de l'environnement économique actuel, les fluctuations du marché pourraient avoir une incidence, entre autres, sur les prix des produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt futurs, qui pourraient, à leur tour, influencer sur le résultat futur et les profits et pertes latents liés à nos actifs et passifs de gestion du risque et sur l'évaluation de l'actif pour nos calculs de la dépréciation d'actifs.

### Impôts sur le résultat

Le taux d'imposition effectif sur le résultat, à l'exclusion des éléments non comparables pour 2012, devrait se situer entre 20 % et 25 % environ.

### Dépenses d'investissement

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

### Dépenses d'investissement de croissance

Un montant de 50 millions de dollars associé aux quatre importants projets de croissance en cours actuellement et qui seront achevés en 2012 figure dans les dépenses d'investissement de croissance de l'exercice écoulé. Chacun de ces projets est décrit sommairement ci-dessous :

| Projet  | Projet total      |                                 | 2011 <sup>1</sup> | 2012              | Date d'achèvement prévue | Détails  |
|---|-------------------|---------------------------------|-------------------|-------------------|--------------------------|--|
|   | Dépenses estimées | Dépenses à ce jour <sup>2</sup> | Dépenses réelles  | Dépenses estimées |                          |  |
| Accroissement de la capacité nominale de l'unité 1 de Keephills | 25                | 13                              | 9                 | 10 - 20           | T3 2012                  | Accroissement de la capacité nominale de 23 MW à notre centrale de Keephills |
| Accroissement de la capacité nominale de l'unité 2 de Keephills | 26                | 10                              | 4                 | 10 - 20           | T2 2012                  | Accroissement de la capacité nominale de 23 MW à notre centrale de Keephills |
| Accroissement de la capacité nominale de l'unité 3 de Sundance  | 27                | 11                              | 8                 | 15 - 20           | T4 2012                  | Accroissement de la capacité nominale de 15 MW à notre centrale de Sundance  |
| New Richmond <sup>3</sup>                                       | 205               | 29                              | 29                | 165 - 185         | T4 2012                  | Parc éolien de 68 MW au Québec   |
| <b>Total de la croissance</b>                                   | <b>283</b>        | <b>63</b>                       | <b>50</b>         | <b>200 - 245</b>  |                          |  |

1) En 2011, nous avons aussi dépensé un montant combiné total de 73 millions de dollars pour l'unité 3 de la centrale de Kent Hills, la centrale de Bone Creek, la centrale d'Ardenville et l'unité 2 de la centrale de Kent Hills. Les montants dépensés au titre de l'unité 3 de la centrale de Keephills incluent des dépenses autres que d'investissement de 7 millions de dollars et une réduction du coût du charbon de 2 millions de dollars. Les montants dépensés au titre de la centrale de Bone Creek au 31 décembre 2011 incluent un crédit autre que d'investissement de 9 millions de dollars.

2) Représente les montants dépensés au 31 décembre 2011.

3) Les montants dépensés au titre du parc éolien de New Richmond au 31 décembre 2011 comprennent des dépenses de 5 millions de dollars qui ont déjà été incluses dans les frais de mise en valeur de projet.



## Transport

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, un total de 5 millions de dollars a été dépensé pour les projets de transport. Les dépenses estimées de 2012 pour les projets de transport s'élèvent à 8 millions de dollars. Les projets de transport comprennent des travaux d'entretien d'envergure et de reconfiguration des réseaux de transport de l'Alberta afin d'accroître la capacité du débit de puissance dans les lignes.

### Dépenses d'investissement de maintien

Une part importante de nos dépenses d'investissement de maintien consiste en des travaux d'entretien planifié d'envergure, qui comprennent l'inspection, les réparations et l'entretien des composantes existantes ainsi que leur remplacement. Certains de ces montants ont été passés en charges auparavant selon les PCGR du Canada. Selon les IFRS, les coûts liés aux travaux d'entretien planifié d'envergure sont incorporés dans le coût de l'actif comme une partie des immobilisations corporelles et sont amortis selon le mode linéaire sur la période allant jusqu'à la prochaine activité d'entretien d'envergure.

Pour 2012, nos dépenses totales d'investissement de maintien et d'accroissement de la productivité estimatives, déduction faite des apports reçus, sont réparties comme suit :

| Catégorie  | Description  | Dépenses en 2011 | Dépenses prévues en 2012 |
|--|--|------------------|--------------------------|
| Dépenses d'investissement courantes                    | Dépenses visant à maintenir notre capacité de production               | 114              | 100 - 115                |
| Dépenses d'investissement liées à la productivité      | Projets visant à améliorer l'efficacité de la production d'électricité | 42               | 70 - 90                  |
| Matériel minier et achats de terrains                  | Dépenses liées au matériel minier et à l'achat de terrains             | 21               | 40 - 50                  |
| Entretien planifié                                     | Entretien planifié périodique d'envergure                              | 184              | 290 - 310                |
| <b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b> |  | <b>361</b>       | <b>500 - 565</b>         |

Les détails du programme d'entretien planifié de 2012, y compris les coûts d'inspection d'envergure, sont présentés ci-après :

|                                     | Charbon          | Gaz et énergies renouvelables | Dépenses prévues en 2012 |
|-------------------------------------|------------------|-------------------------------|--------------------------|
| Incorporées dans le coût de l'actif | 215 - 230        | 75 - 80                       | <b>290 - 310</b>         |
| Passées en charges                  | 0 - 0            | 0 - 5                         | <b>0 - 5</b>             |
|                                     | <b>215 - 230</b> | <b>75 - 85</b>                | <b>290 - 315</b>         |

|            | Charbon       | Gaz et énergies renouvelables | Total                |
|------------|---------------|-------------------------------|----------------------|
| GWh perdus | 2 880 - 2 890 | 420 - 430                     | <b>3 300 - 3 320</b> |

### Financement

Le financement de ces dépenses d'investissement devrait provenir des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, 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.

## MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos unités opérationnelles selon diverses mesures. Les mesures qui sont analysées ci-après ne sont pas définies selon les IFRS et, par conséquent, ne doivent pas être considérées isolément ou comme des mesures de remplacement du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ou des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ou comme des mesures plus efficaces que le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ou les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, ainsi qu'ils sont calculés selon les IFRS, 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 est responsable de ses propres résultats opérationnels, mesurés selon la marge brute et les produits opérationnels. Les produits opérationnels et la marge brute fournissent à la direction et aux investisseurs une mesure de la performance opérationnelle qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

### Rapprochement avec le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires

Le rapprochement de la marge brute et des produits opérationnels ainsi que du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires est présenté comme suit :

|   | Trimestres clos les 31 déc. |            | Exercices clos les 31 déc. |              |
|---|-----------------------------|------------|----------------------------|--------------|
|   | 2011                        | 2010       | 2011                       | 2010         |
| Produits des activités ordinaires                                 | 701                         | 779        | 2 663                      | 2 673        |
| Combustible et achats d'électricité                               | 292                         | 328        | 947                        | 1 185        |
| <b>Marge brute</b>  | <b>409</b>                  | <b>451</b> | <b>1 716</b>               | <b>1 488</b> |
| Activités opérationnelles, entretien et administration            | 145                         | 129        | 545                        | 510          |
| Amortissement   | 133                         | 117        | 482                        | 464          |
| Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat            | 6                           | 6          | 27                         | 27           |
| <b>Charges opérationnelles</b>                                    | <b>284</b>                  | <b>252</b> | <b>1 054</b>               | <b>1 001</b> |
| <b>Produits opérationnels</b>                                     | <b>125</b>                  | <b>199</b> | <b>662</b>                 | <b>487</b>   |
| Produits financiers tirés des contrats de location-financement    | 2                           | 2          | 8                          | 8            |
| Quote-part du résultat de coentreprises                           | (2)                         | (1)        | 14                         | 7            |
| Profit à la vente d'actifs  | 13                          | -          | 16                         | -            |
| Autres produits   | -                           | -          | 2                          | -            |
| (Perte) profit de change  | (3)                         | 4          | (3)                        | 8            |
| Imputation pour dépréciation d'actifs                             | (3)                         | (28)       | (17)                       | (28)         |
| Provision à l'égard d'une garantie                                | (18)                        | -          | (18)                       | -            |
| Charge d'intérêt nette  | (64)                        | (48)       | (215)                      | (178)        |
| <b>Résultat avant impôts sur le résultat</b>                      | <b>50</b>                   | <b>128</b> | <b>449</b>                 | <b>304</b>   |
| Charge d'impôts sur le résultat                                   | 11                          | 31         | 106                        | 24           |
| <b>Résultat net</b>   | <b>39</b>                   | <b>97</b>  | <b>343</b>                 | <b>280</b>   |
| Participations ne donnant pas le contrôle                         | 11                          | 4          | 38                         | 24           |
| <b>Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta</b>     | <b>28</b>                   | <b>93</b>  | <b>305</b>                 | <b>256</b>   |
| Dividendes sur actions privilégiées                               | 4                           | 1          | 15                         | 1            |
| <b>Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b> | <b>24</b>                   | <b>92</b>  | <b>290</b>                 | <b>255</b>   |

## Résultat aux fins de comparaison

La présentation du résultat aux fins de comparaison d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Pour calculer le résultat par action aux fins de comparaison, on utilise le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période. Dans le calcul du résultat aux fins de comparaison, nous excluons l'incidence liée à certaines couvertures jugées inefficaces aux fins comptables, étant donné que ces transactions sont inhabituelles et ne se sont pas produites par le passé dans le cours des activités de notre entreprise. Si ces couvertures n'avaient pas été jugées inefficaces aux fins comptables, les produits associés à ces contrats auraient été comptabilisés dans le résultat net de la période au cours de laquelle les contrats sont réglés. Comme ces profits ont déjà été comptabilisés dans le résultat au cours de la période, le résultat différé futur sera plus faible; toutefois, les flux de trésorerie prévus provenant de ces contrats ne changeront pas.

En calculant les résultats aux fins de comparaison pour 2011, nous avons aussi exclu le profit à la vente des centrales et des projets de mise en valeur, la sortie des coûts de mise en valeur d'un parc éolien acquis, la moins-value de certaines pièces de rechange amortissables, l'imputation pour dépréciation d'actifs et la provision à l'égard d'une garantie pour les éléments qui ne sont pas considérés comme s'inscrivant dans le cours normal des affaires.

|   | Trimestres clos les 31 déc. |      | Exercices clos les 31 déc. |      |
|---|-----------------------------|------|----------------------------|------|
|   | 2011                        | 2010 | 2011                       | 2010 |
| <b>Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>   | <b>24</b>                   | 92   | <b>290</b>                 | 255  |
| Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation est annulée ou qui sont inefficaces, déduction faite des impôts et taxes | (1)                         | (28) | (81)                       | (28) |
| Profit à la vente d'installations et de projets de mise en valeur, déduction faite des impôts et taxes                                | (10)                        | -    | (12)                       | -    |
| Sortie des coûts de mise en valeur d'un parc éolien, déduction faite des impôts et taxes  | 1                           | -    | 4                          | -    |
| Réduction de valeur des pièces de rechange amortissables, déduction faite des impôts et taxes   | -                           | -    | 3                          | -    |
| Imputation pour dépréciation d'actifs, déduction faite des impôts et taxes  | 2                           | 16   | 13                         | 16   |
| Provision à l'égard d'une garantie, déduction faite des impôts et taxes   | 13                          | -    | 13                         | -    |
| Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la résolution de certaines questions fiscales en suspens                                  | -                           | -    | -                          | (30) |
| <b>Résultat aux fins de comparaison</b>   | <b>29</b>                   | 80   | <b>230</b>                 | 213  |
| Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période   | 224                         | 220  | 222                        | 219  |
| <b>Résultat par action aux fins de comparaison</b>  | <b>0,13</b>                 | 0,36 | <b>1,04</b>                | 0,97 |

## BAIIA aux fins de comparaison

La présentation du BAIIA aux fins de comparaison d'une période à l'autre fournit à la direction et aux investisseurs des indications sur le montant des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles avant la charge d'intérêt nette, les participations ne donnant pas le contrôle, les impôts sur le résultat et les ajustements du fonds de roulement.

|   | Trimestres clos les 31 déc. |            | Exercices clos les 31 déc. |            |
|---|-----------------------------|------------|----------------------------|------------|
|   | 2011                        | 2010       | 2011                       | 2010       |
| Produits opérationnels  | 125                         | 199        | 662                        | 487        |
| Amortissement selon les tableaux consolidés des flux de trésorerie <sup>1</sup>   | 149                         | 139        | 532                        | 511        |
| <b>BAIIA</b>  | <b>274</b>                  | <b>338</b> | <b>1 194</b>               | <b>998</b> |
| Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation est annulée et qui sont inefficaces, avant impôts et taxes | (2)                         | (43)       | (127)                      | (43)       |
| Sortie des coûts de mise en valeur d'un parc éolien, avant impôts et taxes  | 1                           | -          | 6                          | -          |
| Réduction de valeur des pièces de rechange amortissables, avant impôts et taxes   | -                           | -          | 4                          | -          |
| <b>BAIIA aux fins de comparaison</b>  | <b>273</b>                  | <b>295</b> | <b>1 077</b>               | <b>955</b> |

## Fonds provenant des activités opérationnelles et fonds provenant des activités opérationnelles par action

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

|   | Trimestres clos les 31 déc. |             | Exercices clos les 31 déc. |             |
|---|-----------------------------|-------------|----------------------------|-------------|
|   | 2011                        | 2010        | 2011                       | 2010        |
| Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles                                     | 182                         | 317         | 694                        | 838         |
| Variation des soldes hors caisse du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles | 7                           | (83)        | 115                        | (33)        |
| Fonds provenant des activités opérationnelles   | 189                         | 234         | 809                        | 805         |
| Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période           | 224                         | 220         | 222                        | 219         |
| <b>Fonds provenant des activités opérationnelles par action</b>                           | <b>0,84</b>                 | <b>1,06</b> | <b>3,64</b>                | <b>3,68</b> |

## Flux de trésorerie disponibles

Les flux de trésorerie disponibles représentent les liquidités générées par notre entreprise, avant les variations du fonds de roulement, et dont nous disposons pour investir dans des projets de croissance, effectuer les remboursements de capital prévus des emprunts, verser des dividendes sur actions ordinaires additionnels ou racheter des actions ordinaires. Les variations du fonds de roulement sont exclues de manière à ne pas fausser les flux de trésorerie disponibles en ce qui a trait aux variations qui sont considérées comme temporaires, reflétant, entre autres, l'incidence des facteurs saisonniers et le calendrier des projets d'investissement.

1) Dans le calcul du BAIIA aux fins de comparaison, nous utilisons l'amortissement selon les tableaux consolidés des flux de trésorerie pour tenir compte de l'amortissement lié aux actifs miniers, qui est inclus au poste Combustible et achats d'électricité dans les comptes consolidés de résultat.

Les dépenses d'investissement de maintien pour le trimestre clos le 31 décembre 2011 représentent le total des acquisitions d'immobilisations corporelles et d'immobilisations incorporelles d'après les tableaux consolidés des flux de trésorerie, moins 41 millions de dollars (40 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) investis dans des projets de croissance. Pour la période correspondante en 2010, nous avons investi 91 millions de dollars (86 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) dans des projets de croissance. Pour les exercices clos les 31 décembre 2011 et 2010, nous avons investi respectivement 125 millions de dollars (123 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) et 482 millions de dollars (470 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) dans des projets de croissance.

Le rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et des flux de trésorerie disponibles est présenté ci-après :

|   | Trimestres clos les 31 déc. |       | Exercices clos les 31 déc. |       |
|---|-----------------------------|-------|----------------------------|-------|
|   | 2011                        | 2010  | 2011                       | 2010  |
| <b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles</b>                                  | <b>182</b>                  | 317   | <b>694</b>                 | 838   |
| Ajouter (déduire) :   |                             |       |                            |       |
| Variations du fonds de roulement  | 7                           | (83)  | 115                        | (33)  |
| Dépenses d'investissement de maintien   | (111)                       | (113) | (361)                      | (355) |
| Dividendes versés sur actions ordinaires  | (48)                        | (47)  | (191)                      | (216) |
| Dividendes versés sur actions privilégiées  | (4)                         | -     | (15)                       | -     |
| Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales | (17)                        | (18)  | (61)                       | (62)  |
| <b>Flux de trésorerie disponibles</b>   | <b>9</b>                    | 56    | <b>181</b>                 | 172   |

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

## PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

|   | T1 2011 | T2 2011 | T3 2011 | T4 2011     |
|---|---------|---------|---------|-------------|
| Produits des activités ordinaires   | 818     | 515     | 629     | <b>701</b>  |
| Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires                              | 204     | 12      | 50      | <b>24</b>   |
| Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué | 0,92    | 0,05    | 0,22    | <b>0,11</b> |
| Résultat par action aux fins de comparaison   | 0,34    | 0,29    | 0,27    | <b>0,13</b> |
|   | T1 2010 | T2 2010 | T3 2010 | T4 2010     |
| Produits des activités ordinaires   | 696     | 547     | 651     | 779         |
| Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires                              | 60      | 63      | 40      | 92          |
| Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué | 0,27    | 0,29    | 0,18    | 0,42        |
| Résultat par action aux fins de comparaison   | 0,27    | 0,15    | 0,18    | 0,36        |

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

## ÉNONCÉS PROSPECTIFS

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

En particulier, le présent communiqué de presse 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, ainsi que les coûts connexes; les attentes relatives au résultat et aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles futurs; les estimations des conditions de l'offre et de la demande de combustible et les coûts d'approvisionnement en combustible; les dépenses estimatives liées aux projets d'investissement de croissance et de maintien; 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 opérationnels et d'entretien et la variabilité de ces coûts; le financement prévu de nos dépenses d'investissement; la réglementation et la législation gouvernementales prévues et leur incidence prévue sur la société ainsi que le coût lié au respect de celles-ci; notre stratégie commerciale et les risques qu'elle comporte; les estimations des taux d'imposition futurs et de la charge d'impôts futurs ainsi que le caractère adéquat des provisions pour impôts; les estimations comptables; les attentes au titre de l'issue des poursuites existantes ou éventuelles ou des réclamations en vertu de contrats; et les attentes quant à la capacité d'avoir accès aux marchés financiers à des conditions raisonnables; l'incidence de certaines couvertures sur les résultats présentés futurs; l'incidence estimative des variations de taux d'intérêt et la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain; et la surveillance de notre risque d'illiquidité.

Parmi les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur nos énoncés prospectifs, on compte les risques concernant : 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; les cadres politiques et réglementaires dans les territoires où nous exerçons des activités; les exigences en matière d'environnement et les changements apportés à ces exigences ou les responsabilités en découlant; l'évolution de la conjoncture économique, y compris les fluctuations des taux d'intérêt; les risques opérationnels liés à nos centrales, y compris les interruptions non planifiées dans nos centrales; les interruptions du transport et de la distribution de l'électricité; les incidences climatiques; les interruptions de l'approvisionnement en combustible, en eau ou en vent nécessaire pour exploiter nos centrales; les catastrophes naturelles; la menace posée par le terrorisme intérieur et les pannes de matériel causées par les cyberattaques; les risques liés aux opérations sur les produits énergétiques; les risques et la concurrence dans le secteur d'activité; les fluctuations de la valeur des monnaies étrangères et les risques politiques étrangers; le besoin de financement supplémentaire; la subordination structurelle des titres; le risque de crédit lié aux contreparties; la garantie d'assurance; notre provision pour impôts sur le résultat; les instances judiciaires et contractuelles impliquant la société; la dépendance à l'égard du personnel clé; les questions de relations de travail; et les projets de mise en valeur et les acquisitions. Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail à la rubrique «Gestion du risque» de notre rapport de gestion annuel de 2011 et à la rubrique «Facteurs de risque» dans notre notice annuelle de 2012.

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**  
**COMPTE CONSOLIDÉ DE RÉSULTAT**

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

| Non audité   | Trimestres clos les 31 déc. |             | Exercices clos les 31 déc. |             |
|--|-----------------------------|-------------|----------------------------|-------------|
|  | 2011                        | 2010        | 2011                       | 2010        |
| Produits des activités ordinaires  | 701                         | 779         | 2 663                      | 2 673       |
| Combustible et achats d'électricité  | 292                         | 328         | 947                        | 1 185       |
|  | 409                         | 451         | 1 716                      | 1 488       |
| Activités opérationnelles, entretien et administration   | 145                         | 129         | 545                        | 510         |
| Amortissement  | 133                         | 117         | 482                        | 464         |
| Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat   | 6                           | 6           | 27                         | 27          |
|  | 284                         | 252         | 1 054                      | 1 001       |
|  | 125                         | 199         | 662                        | 487         |
| Produits financiers tirés des contrats de location-financement                                       | 2                           | 2           | 8                          | 8           |
| Quote-part du résultat de coentreprises  | (2)                         | (1)         | 14                         | 7           |
| Profit à la vente d'actifs   | 13                          | -           | 16                         | -           |
| Autres produits  | -                           | -           | 2                          | -           |
| (Perte) profit de change   | (3)                         | 4           | (3)                        | 8           |
| Imputation pour dépréciation d'actifs  | (3)                         | (28)        | (17)                       | (28)        |
| Provision à l'égard d'une garantie   | (18)                        | -           | (18)                       | -           |
| Charge d'intérêt nette   | (64)                        | (48)        | (215)                      | (178)       |
| <b>Résultat avant impôts sur le résultat</b>   | <b>50</b>                   | <b>128</b>  | <b>449</b>                 | <b>304</b>  |
| Charge d'impôts sur le résultat  | 11                          | 31          | 106                        | 24          |
| <b>Résultat net</b>  | <b>39</b>                   | <b>97</b>   | <b>343</b>                 | <b>280</b>  |
| <b>Résultat net attribuable aux :</b>  |                             |             |                            |             |
| Actionnaires de TransAlta  | 28                          | 93          | 305                        | 256         |
| Participations ne donnant pas le contrôle  | 11                          | 4           | 38                         | 24          |
|  | 39                          | 97          | 343                        | 280         |
| Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta   | 28                          | 93          | 305                        | 256         |
| Dividendes sur actions privilégiées  | 4                           | 1           | 15                         | 1           |
| <b>Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>                                    | <b>24</b>                   | <b>92</b>   | <b>290</b>                 | <b>255</b>  |
| <b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période (en millions)</b> | <b>224</b>                  | <b>220</b>  | <b>222</b>                 | <b>219</b>  |
| <b>Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué</b>       | <b>0,11</b>                 | <b>0,42</b> | <b>1,31</b>                | <b>1,16</b> |



**TRANSALTA CORPORATION**  
**ÉTAT CONSOLIDÉ DU RÉSULTAT GLOBAL**

(en millions de dollars canadiens)

| Non audité  | Trimestres clos les 31 déc. |       | Exercices clos les 31 déc. |       |
|---|-----------------------------|-------|----------------------------|-------|
|   | 2011                        | 2010  | 2011                       | 2010  |
| <b>Résultat net</b>   | <b>39</b>                   | 97    | <b>343</b>                 | 280   |
| <b>Autres éléments du résultat global</b>   |                             |       |                            |       |
| (Pertes) profits à la conversion d'actifs nets d'établissements à l'étranger  | (11)                        | (35)  | 32                         | (57)  |
| Profits (pertes) sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts et taxes <sup>1</sup>              | 9                           | 23    | (33)                       | 33    |
| Reclassement des profits à la conversion des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts et taxes <sup>2</sup>  | -                           | (3)   | -                          | (3)   |
| (Pertes) profits sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes <sup>3</sup>                                       | (65)                        | (77)  | (103)                      | 147   |
| Reclassement des pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans les actifs non financiers, déduction faite des impôts et taxes <sup>4</sup> | -                           | -     | -                          | 8     |
| Reclassement des pertes (profits) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans le résultat net, déduction faite des impôts et taxes <sup>5</sup> | 26                          | (46)  | (177)                      | (129) |
| (Pertes actuarielles nettes) profits actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes <sup>6</sup>                                     | (7)                         | 13    | (26)                       | (20)  |
| <b>Autres éléments du résultat global</b>   | <b>(48)</b>                 | (125) | <b>(307)</b>               | (21)  |
| <b>Résultat global</b>  | <b>(9)</b>                  | (28)  | <b>36</b>                  | 259   |
| <b>Total du résultat global attribuable aux :</b>   |                             |       |                            |       |
| Porteurs d'actions ordinaires   | (4)                         | (30)  | 18                         | 252   |
| Participations ne donnant pas le contrôle   | (5)                         | 2     | 18                         | 7     |
|   | <b>(9)</b>                  | (28)  | <b>36</b>                  | 259   |

1) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 1 et du recouvrement d'impôts sur le résultat de 5 respectivement pour les périodes de trois mois et de douze mois closes le 31 décembre 2011 (charge de 4 et charge de 6 en 2010).

2) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de néant pour les périodes de trois mois et de douze mois closes le 31 décembre 2011 (néant en 2010).

3) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 11 et de 7 respectivement pour les périodes de trois mois et de douze mois closes le 31 décembre 2011 (recouvrement de 37 et charge de 87 en 2010).

4) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de néant pour les périodes de trois mois et de douze mois closes le 31 décembre 2011 (néant et recouvrement de 3 en 2010).

5) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 5 et de la charge d'impôts sur le résultat de 94 respectivement pour les périodes de trois mois et de douze mois closes le 31 décembre 2011 (charge de 22 et charge de 65 en 2010).

6) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 2 et de 9 respectivement pour les périodes de trois mois et de douze mois closes le 31 décembre 2011 (charge de 4 et recouvrement de 7 en 2010).

**TRANSALTA CORPORATION**  
**ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE**  
*(en millions de dollars canadiens)*

| Non audité  | 31 déc. 2011 | 31 déc. 2010 | 1 <sup>er</sup> janvier 2010 |
|---|--------------|--------------|------------------------------|
| Trésorerie et équivalents de trésorerie                                       | 49           | 35           | 53                           |
| Créances clients  | 541          | 412          | 405                          |
| Partie courante des créances au titre<br>des contrats de location-financement | 3            | 2            | 2                            |
| Garanties versées   | 45           | 27           | 27                           |
| Charges payées d'avance   | 8            | 10           | 18                           |
| Actifs de gestion du risque   | 391          | 268          | 146                          |
| Impôts sur le résultat à recevoir   | 2            | 18           | 38                           |
| Stocks  | 85           | 53           | 90                           |
| Actifs détenus en vue de la vente   | -            | 60           | 4                            |
|   | <b>1 124</b> | <b>885</b>   | <b>783</b>                   |
| Placements  | 193          | 190          | 202                          |
| Créances à long terme   | 18           | -            | 49                           |
| Créances au titre des contrats de location-financement                        | 42           | 46           | 48                           |
| Immobilisations corporelles   |              |              |                              |
| Coût  | 11 420       | 11 040       | 10 831                       |
| Amortissement cumulé  | (4 132)      | (3 746)      | (3 754)                      |
|   | <b>7 288</b> | <b>7 294</b> | <b>7 077</b>                 |
| Goodwill  | 447          | 447          | 447                          |
| Immobilisations incorporelles   | 283          | 288          | 293                          |
| Actifs d'impôt différé  | 176          | 178          | 229                          |
| Actifs de gestion du risque   | 99           | 205          | 222                          |
| Autres actifs   | 90           | 102          | 103                          |
| <b>Total de l'actif</b>   | <b>9 760</b> | <b>9 635</b> | <b>9 453</b>                 |
| Dettes fournisseurs et charges à payer  | 463          | 482          | 484                          |
| Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions                   | 99           | 54           | 61                           |
| Garanties reçues  | 16           | 126          | 86                           |
| Passifs de gestion du risque  | 208          | 35           | 45                           |
| Impôts sur le résultat à payer  | 22           | 8            | 9                            |
| Dividendes à verser   | 67           | 130          | 61                           |
| Partie courante de la dette à long terme                                      | 316          | 237          | 9                            |
| Passifs détenus en vue de la vente  | -            | 3            | -                            |
|   | <b>1 191</b> | <b>1 075</b> | <b>755</b>                   |
| Dette à long terme  | 3 721        | 3 823        | 4 231                        |
| Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions                   | 283          | 256          | 287                          |
| Passifs d'impôt différé   | 491          | 538          | 542                          |
| Passifs de gestion du risque  | 142          | 123          | 78                           |
| Crédits différés et autres passifs non courants                               | 305          | 269          | 236                          |
| Capitaux propres  |              |              |                              |
| Actions ordinaires  | 2 273        | 2 204        | 2 164                        |
| Actions privilégiées  | 562          | 293          | -                            |
| Capital apporté   | 9            | 7            | 5                            |
| Résultats non distribués  | 527          | 431          | 495                          |
| Cumul des autres éléments du résultat global                                  | (102)        | 185          | 189                          |
| Capitaux propres attribuables aux actionnaires                                | <b>3 269</b> | <b>3 120</b> | <b>2 853</b>                 |
| Participations ne donnant pas le contrôle                                     | 358          | 431          | 471                          |
| <b>Total des capitaux propres</b>   | <b>3 627</b> | <b>3 551</b> | <b>3 324</b>                 |
| <b>Total du passif et des capitaux propres</b>                                | <b>9 760</b> | <b>9 635</b> | <b>9 453</b>                 |

**TRANSALTA CORPORATION**  
**ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES**  
*(en millions de dollars canadiens)*

|  |              |              |          |            | Exercice clos le 31 déc. 2011 |                 | Attribuable aux   |          |              |
|--|--------------|--------------|----------|------------|-------------------------------|-----------------|-------------------|----------|--------------|
|  | Actions      | Actions      | Capital  | Résultats  | Cumul                         | Attribuable aux | détenteurs de     |          |              |
|  | ordinaires   | privilégiées | apporté  | non        | des autres                    | actionnaires    | participations ne |          | Total        |
|  |              |              |          | distribués | éléments                      |                 | donnant pas le    | contrôle |              |
|  |              |              |          |            | du résultat                   |                 |                   |          |              |
|  |              |              |          |            | global                        |                 |                   |          |              |
| Non audité   |              |              |          |            |                               |                 |                   |          |              |
| Solde au 1 <sup>er</sup> janvier 2010  | 2 164        | -            | 5        | 495        | 189                           | 2 853           | 471               |          | 3 324        |
| Résultat net   | -            | -            | -        | 256        | -                             | 256             | 24                |          | 280          |
| Autres éléments du résultat global :   |              |              |          |            |                               |                 |                   |          |              |
| Pertes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts et taxes | -            | -            | -        | -          | (27)                          | (27)            | -                 |          | (27)         |
| Profits nets sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes     | -            | -            | -        | -          | 43                            | 43              | (17)              |          | 26           |
| Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes                         | -            | -            | -        | -          | (20)                          | (20)            | -                 |          | (20)         |
| <b>Total du résultat global</b>  | <b>-</b>     | <b>-</b>     | <b>-</b> | <b>-</b>   | <b>(4)</b>                    | <b>252</b>      | <b>7</b>          |          | <b>259</b>   |
| Dividendes sur actions ordinaires  | -            | -            | -        | (319)      | -                             | (319)           | -                 |          | (319)        |
| Dividendes sur actions privilégiées  | -            | -            | -        | (1)        | -                             | (1)             | -                 |          | (1)          |
| Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle  | -            | -            | -        | -          | -                             | -               | (62)              |          | (62)         |
| Émission d'actions ordinaires  | 40           | -            | -        | -          | -                             | 40              | -                 |          | 40           |
| Émission d'actions privilégiées  | -            | 293          | -        | -          | -                             | 293             | -                 |          | 293          |
| Effet des régimes de paiements fondés sur des actions  | -            | -            | 2        | -          | -                             | 2               | -                 |          | 2            |
| Acquisition d'une participation ne donnant pas le contrôle dans Kent Hills   | -            | -            | -        | -          | -                             | -               | 15                |          | 15           |
| Solde au 31 déc. 2010  | 2 204        | 293          | 7        | 431        | 185                           | 3 120           | 431               |          | 3 551        |
| Résultat net   | -            | -            | -        | 305        | -                             | 305             | 38                |          | 343          |
| Autres éléments du résultat global :   |              |              |          |            |                               |                 |                   |          |              |
| Pertes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts et taxes | -            | -            | -        | -          | (1)                           | (1)             | -                 |          | (1)          |
| Pertes nettes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes    | -            | -            | -        | -          | (260)                         | (260)           | (20)              |          | (280)        |
| Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes                         | -            | -            | -        | -          | (26)                          | (26)            | -                 |          | (26)         |
| <b>Total du résultat global</b>  | <b>-</b>     | <b>-</b>     | <b>-</b> | <b>-</b>   | <b>(287)</b>                  | <b>18</b>       | <b>18</b>         |          | <b>36</b>    |
| Dividendes sur actions ordinaires  | -            | -            | -        | (194)      | -                             | (194)           | -                 |          | (194)        |
| Dividendes sur actions privilégiées  | -            | -            | -        | (15)       | -                             | (15)            | -                 |          | (15)         |
| Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle  | -            | -            | -        | -          | -                             | -               | (91)              |          | (91)         |
| Émission d'actions ordinaires  | 69           | -            | -        | -          | -                             | 69              | -                 |          | 69           |
| Émission d'actions privilégiées  | -            | 269          | -        | -          | -                             | 269             | -                 |          | 269          |
| Effet des régimes de paiements fondés sur des actions  | -            | -            | 2        | -          | -                             | 2               | -                 |          | 2            |
| <b>Solde au 31 déc. 2011</b>   | <b>2 273</b> | <b>562</b>   | <b>9</b> | <b>527</b> | <b>(102)</b>                  | <b>3 269</b>    | <b>358</b>        |          | <b>3 627</b> |

**TRANSALTA CORPORATION**  
**TABLEAU CONSOLIDÉ DES FLUX DE TRÉSORERIE**  
(en millions de dollars canadiens)

| Non audité   | Trimestres clos<br>les 31 déc. |              | Exercices clos<br>les 31 déc. |              |
|--|--------------------------------|--------------|-------------------------------|--------------|
|  | 2011                           | 2010         | 2011                          | 2010         |
| <b>Activités opérationnelles</b>   |                                |              |                               |              |
| Résultat net   | 39                             | 97           | 343                           | 280          |
| Amortissement  | 149                            | 139          | 532                           | 511          |
| Profit à la vente d'actifs   | (13)                           | -            | (16)                          | -            |
| Désactualisation des provisions  | 4                              | 5            | 19                            | 18           |
| Frais de démantèlement et de remise en état réglés   | (10)                           | (10)         | (33)                          | (37)         |
| Impôt sur le résultat différé  | 1                              | 26           | 80                            | 54           |
| Profit latent sur les activités de gestion du risque   | (15)                           | (49)         | (175)                         | (47)         |
| (Perte) profit de change latent(e)   | 11                             | (3)          | 3                             | (3)          |
| Provisions   | -                              | -            | 22                            | -            |
| Imputation pour dépréciation d'actifs  | 3                              | 28           | 17                            | 28           |
| Provision à l'égard d'une garantie   | 18                             | -            | 18                            | -            |
| Quote-part du résultat de coentreprises, déduction faite des distributions reçues                | 17                             | 10           | 1                             | 2            |
| Autres éléments sans effet de trésorerie   | (15)                           | (9)          | (2)                           | (1)          |
|  | <b>189</b>                     | <b>234</b>   | <b>809</b>                    | <b>805</b>   |
| Variation des soldes hors caisse du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles        | (7)                            | 83           | (115)                         | 33           |
| <b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles</b>                                     | <b>182</b>                     | <b>317</b>   | <b>694</b>                    | <b>838</b>   |
| <b>Activités d'investissement</b>  |                                |              |                               |              |
| Acquisitions d'immobilisations corporelles   | (135)                          | (193)        | (453)                         | (808)        |
| Acquisitions d'immobilisations incorporelles   | (14)                           | (12)         | (30)                          | (29)         |
| Produit de la vente d'immobilisations corporelles  | 9                              | 3            | 12                            | 6            |
| Produit de la vente d'installations et de projets de mise en valeur                              | 10                             | -            | 40                            | -            |
| Produit de la vente de la participation ne donnant pas le contrôle dans Kent Hills               | -                              | 15           | -                             | 15           |
| Acquisition de la participation restante de 50 % dans la coentreprise Taylor Hydro               | (7)                            | -            | (7)                           | -            |
| Résolution de certaines questions fiscales   | -                              | 17           | 3                             | 29           |
| Pertes réalisées sur les instruments financiers  | (7)                            | (7)          | (12)                          | (29)         |
| (Diminution) augmentation nette des garanties reçues de contreparties                            | (13)                           | (39)         | (109)                         | 47           |
| (Augmentation) diminution nette des garanties versées aux contreparties                          | (48)                           | 4            | (56)                          | (2)          |
| Divers   | 1                              | (1)          | (3)                           | 6            |
| <b>Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement</b>                                    | <b>(204)</b>                   | <b>(213)</b> | <b>(615)</b>                  | <b>(765)</b> |
| <b>Activités de financement</b>  |                                |              |                               |              |
| (Diminution) augmentation nette des emprunts sur les facilités de crédit                         | (200)                          | (356)        | 155                           | (400)        |
| Remboursement de la dette à long terme   | (2)                            | (3)          | (234)                         | (10)         |
| Émission de titres d'emprunt à long terme  | -                              | -            | -                             | 301          |
| Dividendes versés sur actions ordinaires   | (48)                           | (47)         | (191)                         | (216)        |
| Dividendes versés sur actions privilégiées   | (4)                            | -            | (15)                          | -            |
| Produit net de l'émission d'actions ordinaires   | 1                              | -            | 2                             | 1            |
| Produit net de l'émission d'actions privilégiées   | 267                            | 291          | 267                           | 291          |
| Profits réalisés sur les instruments financiers  | 4                              | 11           | 9                             | 3            |
| Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales    | (17)                           | (18)         | (61)                          | (62)         |
| Diminution des créances au titre des contrats de location-financement                            | 1                              | -            | 3                             | 2            |
| Divers   | 2                              | -            | (2)                           | -            |
| <b>Flux de trésorerie liés aux activités de financement</b>                                      | <b>4</b>                       | <b>(122)</b> | <b>(67)</b>                   | <b>(90)</b>  |
| <b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, d'investissement et de financement</b> | <b>(18)</b>                    | <b>(18)</b>  | <b>12</b>                     | <b>(17)</b>  |
| <b>Variation réelle de la valeur des liquidités en devises</b>                                   | <b>1</b>                       | <b>(4)</b>   | <b>2</b>                      | <b>(1)</b>   |
| <b>(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>               | <b>(17)</b>                    | <b>(22)</b>  | <b>14</b>                     | <b>(18)</b>  |
| <b>Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice</b>                            | <b>66</b>                      | <b>57</b>    | <b>35</b>                     | <b>53</b>    |
| <b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice</b>                            | <b>49</b>                      | <b>35</b>    | <b>49</b>                     | <b>35</b>    |
| Impôts au comptant payés (recouvrés)   | 5                              | (28)         | (1)                           | (51)         |
| Intérêts au comptant payés   | 70                             | 15           | 197                           | 142          |

## PREMIÈRE APPLICATION DES IFRS

L'IFRS 1, *Première application des Normes internationales d'information financière*, prévoit des exigences particulières pour l'application initiale des IFRS par une entité.

L'IFRS 1 exige que les méthodes comptables appliquées par une entité dans son état de la situation financière d'ouverture et pour toutes les périodes présentées dans ses premiers états financiers selon les IFRS soient conformes aux IFRS en vigueur à la fin de la première période pour laquelle elle présente l'information financière selon les IFRS. Par conséquent, les IFRS publiées à l'heure actuelle et en vigueur au plus tard en date du 31 décembre 2011 ont servi à la préparation des états financiers consolidés aux 31 décembre 2011 et 2010 et pour les exercices clos à ces dates et de l'état de la situation financière d'ouverture selon les IFRS au 1<sup>er</sup> janvier 2010.

Dans certaines circonstances, l'IFRS 1 prévoit des exceptions ou des exemptions à l'application rétrospective de certaines IFRS. La société a décidé d'utiliser les exemptions et d'appliquer les choix selon l'IFRS 1 ci-après :

- Les montants cumulés des pertes de change nettes liées à la conversion des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite du change sur les couvertures d'investissement net connexes, ont été ramenés à zéro au 1<sup>er</sup> janvier 2010.
- Nous avons évalué si les accords en cours à la date de transition aux IFRS contiennent un contrat de location, ou sont considérés comme tel, sur la base des faits et circonstances existant à cette date. Si l'évaluation requise par les IFRS a été faite à une autre date selon les PCGR précédents suivis par la société, les accords ayant fait l'objet d'un examen selon les PCGR précédents suivis par la société n'ont pas été réévalués à la date de transition aux IFRS. Nous devons examiner les accords qui ne correspondent pas au champ d'application des PCGR précédents suivis par la société et nous avons déterminé que l'un de ces accords contient un contrat de location-financement.
- L'International Financial Reporting Standards Interpretation Committee 1, *Variation des passifs existants relatifs au démantèlement ou à la remise en état et des autres passifs similaires* («IFRIC 1»), n'a pas été appliquée rétrospectivement pour déterminer le coût des actifs liés au démantèlement. La méthode simplifiée permise selon l'IFRS 1 a été appliquée.
- L'IFRS 2, *Paiement fondé sur des actions*, a été appliquée aux instruments de capitaux propres qui ont été attribués à compter du 7 novembre 2002, mais dont les droits n'étaient pas encore acquis à la date de la transition de la société aux IFRS, le 1<sup>er</sup> janvier 2010.
- L'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises*, n'a pas été appliquée rétrospectivement aux regroupements d'entreprises survenus avant la date de transition aux IFRS. Par conséquent, les actifs et les passifs acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises avant le 1<sup>er</sup> janvier 2010 continuent d'être évalués et comptabilisés à la valeur comptable calculée selon les PCGR précédents suivis par la société.
- Nos filiales australiennes ont adopté les IFRS en date du 1<sup>er</sup> janvier 2005. Même si les IFRS adoptées par la société permettaient de réévaluer les actifs et les passifs des filiales australiennes, nous avons décidé de ne pas le faire.
- L'International Accounting Standard 23, *Coûts d'emprunt* («IAS 23»), a été appliquée prospectivement aux coûts d'emprunt liés aux actifs qualifiés pour lesquels la date de début de l'incorporation dans le coût d'un actif correspond à la date de la transition aux IFRS ou à une date ultérieure.
- Les montants incorporés dans le coût de certaines immobilisations qui étaient exploitées dans un contexte de réglementation des tarifs, selon les PCGR précédents suivis par la société, comme la provision pour les fonds utilisés pendant la construction et les frais généraux, n'ont pas été retraités aux fins de conformité avec les coûts comme il est établi par l'IAS 16, *Immobilisations corporelles*. La valeur comptable de ces éléments selon les PCGR précédents suivis par la société a été déterminée en vertu des règlements prescrits et a été présentée comme coût présumé.
- Nous avons choisi de comptabiliser, à la date de la transition aux IFRS, tous les écarts actuariels cumulés liés à nos régimes à prestations définies, à nos régimes de retraite et à nos régimes d'avantages postérieurs à l'emploi.
- Certaines informations à fournir au titre de l'IAS 19, *Avantages du personnel*, ont été appliquées de manière prospective à compter de la date de transition aux IFRS.

Les différences entre la situation financière au 1<sup>er</sup> janvier 2010 et au 31 décembre 2010, la performance financière et les flux de trésorerie pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 selon les PCGR précédents suivis par la société et selon les IFRS sont décrites en détail dans les tableaux et les notes suivants :

## Rapprochement de la situation financière au 1<sup>er</sup> janvier 2010

### ÉTAT CONSOLIDÉ DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(en millions de dollars canadiens)

| Au 1 <sup>er</sup> janvier 2010   | PCGR du<br>Canada | IAS 21   | IFRS 3      | IAS 16     | IAS 19      | IAS 31       | IAS 37      | IFRIC 4 /<br>IAS 17 | IAS 36      | Reclassement | IFRS         |
|---|-------------------|----------|-------------|------------|-------------|--------------|-------------|---------------------|-------------|--------------|--------------|
| Trésorerie et équivalents de trésorerie   | 82                | -        | -           | -          | -           | (29)         | -           | -                   | -           | -            | 53           |
| Créances clients  | 421               | -        | -           | -          | -           | (16)         | -           | -                   | -           | -            | 405          |
| Partie courante des créances au titre des contrats<br>de location-financement         | -                 | -        | -           | -          | -           | -            | -           | 2                   | -           | -            | 2            |
| Garanties versées   | 27                | -        | -           | -          | -           | -            | -           | -                   | -           | -            | 27           |
| Charges payées d'avance   | 18                | -        | -           | -          | -           | -            | -           | -                   | -           | -            | 18           |
| Actifs de gestion du risque   | 144               | -        | -           | -          | -           | -            | -           | -                   | -           | 2            | 146          |
| Impôts sur le résultat à recevoir   | 39                | -        | -           | -          | -           | (1)          | -           | -                   | -           | -            | 38           |
| Stocks  | 90                | -        | -           | -          | -           | -            | -           | -                   | -           | -            | 90           |
| Actifs détenus en vue de la vente   | -                 | -        | -           | -          | -           | -            | -           | -                   | -           | 4            | 4            |
|   | 821               | -        | -           | -          | -           | (46)         | -           | 2                   | -           | 6            | 783          |
| Placements  | -                 | -        | -           | -          | -           | 202          | -           | -                   | -           | -            | 202          |
| Créances à long terme   | 49                | -        | -           | -          | -           | -            | -           | -                   | -           | -            | 49           |
| Créances au titre des contrats de location-financement                                | -                 | -        | -           | -          | -           | -            | -           | 48                  | -           | -            | 48           |
| Immobilisations corporelles   |                   |          |             |            |             |              |             |                     |             |              |              |
| Coût  | 11 701            | -        | (104)       | 200        | -           | (366)        | (22)        | (55)                | (283)       | (240)        | 10 831       |
| Amortissement cumulé  | (4 142)           | -        | 1           | (85)       | -           | 103          | 20          | 25                  | 196         | 128          | (3 754)      |
|   | 7 559             | -        | (103)       | 115        | -           | (263)        | (2)         | (30)                | (87)        | (112)        | 7 077        |
| Goodwill  | 434               | -        | 87          | -          | -           | (74)         | -           | -                   | -           | -            | 447          |
| Immobilisations incorporelles   | 344               | -        | (10)        | -          | -           | (149)        | -           | -                   | -           | 108          | 293          |
| Actifs d'impôt différé  | 234               | -        | -           | (3)        | 7           | -            | 4           | -                   | 22          | (35)         | 229          |
| Actifs de gestion du risque   | 224               | -        | -           | -          | -           | -            | -           | -                   | -           | (2)          | 222          |
| Autres actifs   | 121               | -        | -           | -          | (18)        | -            | -           | -                   | -           | -            | 103          |
| <b>Total de l'actif</b>   | <b>9 786</b>      | <b>-</b> | <b>(26)</b> | <b>112</b> | <b>(11)</b> | <b>(330)</b> | <b>2</b>    | <b>20</b>           | <b>(65)</b> | <b>(35)</b>  | <b>9 453</b> |
| Dettes fournisseurs et charges à payer  | 521               | -        | 2           | -          | -           | (12)         | -           | -                   | 2           | (29)         | 484          |
| Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions                           | -                 | -        | -           | -          | -           | -            | -           | -                   | -           | 61           | 61           |
| Garanties reçues  | 86                | -        | -           | -          | -           | -            | -           | -                   | -           | -            | 86           |
| Passifs de gestion du risque  | 45                | -        | -           | -          | -           | -            | -           | -                   | -           | -            | 45           |
| Impôts sur le résultat à payer  | 10                | -        | -           | -          | -           | (1)          | -           | -                   | -           | -            | 9            |
| Passifs d'impôts futurs   | 45                | -        | -           | -          | -           | -            | -           | -                   | -           | (45)         | -            |
| Dividendes à verser   | 61                | -        | -           | -          | -           | -            | -           | -                   | -           | -            | 61           |
| Partie courante de la dette à long terme  | 31                | -        | -           | -          | -           | (22)         | -           | -                   | -           | -            | 9            |
| Partie courante des obligations au titre de la<br>mise hors service d'immobilisations | 32                | -        | -           | -          | -           | -            | -           | -                   | -           | (32)         | -            |
|   | 831               | -        | 2           | -          | -           | (35)         | -           | -                   | 2           | (45)         | 755          |
| Dette à long terme  | 4 411             | -        | -           | -          | -           | (180)        | -           | -                   | -           | -            | 4 231        |
| Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions                           | -                 | -        | -           | -          | -           | -            | -           | -                   | -           | 287          | 287          |
| Passifs d'impôt différé   | 662               | -        | (29)        | 26         | (22)        | (95)         | (6)         | 3                   | (7)         | 10           | 542          |
| Passifs de gestion du risque  | 78                | -        | -           | -          | -           | -            | -           | -                   | -           | -            | 78           |
| Crédits différés et autres passifs non courants                                       | 147               | -        | -           | -          | 89          | -            | -           | -                   | 8           | (8)          | 236          |
| Obligations au titre de la mise hors<br>service d'immobilisations                     | 250               | -        | -           | -          | -           | (5)          | 34          | -                   | -           | (279)        | -            |
| Participations ne donnant pas le contrôle   | 478               | -        | -           | 2          | -           | (16)         | -           | 10                  | (3)         | (471)        | -            |
| Capitaux propres  |                   |          |             |            |             |              |             |                     |             |              |              |
| Actions ordinaires  | 2 164             | -        | -           | -          | -           | -            | -           | -                   | -           | -            | 2 164        |
| Capital apporté   | 5                 | -        | -           | -          | -           | -            | -           | -                   | -           | -            | 5            |
| Résultats non distribués  | 634               | (63)     | 1           | 84         | (78)        | 1            | (26)        | 7                   | (65)        | -            | 495          |
| Cumul des autres éléments du résultat global  | 126               | 63       | -           | -          | -           | -            | -           | -                   | -           | -            | 189          |
| <b>Capitaux propres attribuables<br/>aux actionnaires</b>                             | <b>2 929</b>      | <b>-</b> | <b>1</b>    | <b>84</b>  | <b>(78)</b> | <b>1</b>     | <b>(26)</b> | <b>7</b>            | <b>(65)</b> | <b>-</b>     | <b>2 853</b> |
| Participations ne donnant pas le contrôle   | -                 | -        | -           | -          | -           | -            | -           | -                   | -           | 471          | 471          |
| <b>Total des capitaux propres</b>   | <b>2 929</b>      | <b>-</b> | <b>1</b>    | <b>84</b>  | <b>(78)</b> | <b>1</b>     | <b>(26)</b> | <b>7</b>            | <b>(65)</b> | <b>471</b>   | <b>3 324</b> |
| <b>Total du passif et des capitaux propres</b>  | <b>9 786</b>      | <b>-</b> | <b>(26)</b> | <b>112</b> | <b>(11)</b> | <b>(330)</b> | <b>2</b>    | <b>20</b>           | <b>(65)</b> | <b>(35)</b>  | <b>9 453</b> |

## Rapprochement de la situation financière au 31 décembre 2010

### ÉTAT CONSOLIDÉ DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(en millions de dollars canadiens)

| Au 31 déc. 2010  | PCGR du      |          |           |             | IFRIC 4 /    |             |           |             | Reclassement | IFRS         |
|--|--------------|----------|-----------|-------------|--------------|-------------|-----------|-------------|--------------|--------------|
|  | Canada       | IAS 21   | IAS 16    | IAS 19      | IAS 31       | IAS 37      | IAS 17    | IAS 36      |              |              |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie  | 58           | -        | -         | -           | (23)         | -           | -         | -           | -            | 35           |
| Créances clients   | 428          | -        | -         | -           | (16)         | -           | -         | -           | -            | 412          |
| Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement         | -            | -        | -         | -           | -            | -           | 2         | -           | -            | 2            |
| Garanties versées  | 27           | -        | -         | -           | -            | -           | -         | -           | -            | 27           |
| Charges payées d'avance  | 10           | -        | -         | -           | -            | -           | -         | -           | -            | 10           |
| Actifs de gestion du risque  | 265          | -        | -         | -           | -            | -           | -         | -           | 3            | 268          |
| Impôts sur le résultat à recevoir  | 19           | -        | -         | -           | (1)          | -           | -         | -           | -            | 18           |
| Stocks   | 53           | -        | -         | -           | -            | -           | -         | -           | -            | 53           |
| Actifs détenus en vue de la vente  | -            | -        | -         | -           | -            | -           | -         | -           | 60           | 60           |
|  | 860          | -        | -         | -           | (40)         | -           | 2         | -           | 63           | 885          |
| Placements   | -            | -        | -         | -           | 190          | -           | -         | -           | -            | 190          |
| Créances au titre des contrats de location-financement                             | -            | -        | -         | -           | -            | -           | 46        | -           | -            | 46           |
| Immobilisations corporelles  |              |          |           |             |              |             |           |             |              |              |
| Coût   | 11 706       | -        | 208       | -           | (365)        | 26          | (55)      | (219)       | (261)        | 11 040       |
| Amortissement cumulé   | (4 129)      | -        | (108)     | -           | 129          | (12)        | 28        | 196         | 150          | (3 746)      |
|  | 7 577        | -        | 100       | -           | (236)        | 14          | (27)      | (23)        | (111)        | 7 294        |
| Actifs détenus en vue de la vente  | 60           | -        | -         | -           | -            | -           | -         | -           | (60)         | -            |
| Goodwill   | 517          | -        | -         | -           | (70)         | -           | -         | -           | -            | 447          |
| Immobilisations incorporelles  | 304          | -        | -         | -           | (127)        | -           | -         | -           | 111          | 288          |
| Actifs d'impôt différé   | 240          | -        | (3)       | 6           | -            | 2           | -         | -           | (67)         | 178          |
| Actifs de gestion du risque  | 208          | -        | -         | -           | -            | -           | -         | -           | (3)          | 205          |
| Autres actifs  | 127          | -        | -         | (25)        | -            | -           | -         | -           | -            | 102          |
| <b>Total de l'actif</b>  | <b>9 893</b> | <b>-</b> | <b>97</b> | <b>(19)</b> | <b>(283)</b> | <b>16</b>   | <b>21</b> | <b>(23)</b> | <b>(67)</b>  | <b>9 635</b> |
| Dettes à court terme   | 1            | -        | -         | -           | (1)          | -           | -         | -           | -            | -            |
| Dettes fournisseurs et charges à payer   | 503          | -        | -         | -           | (7)          | -           | -         | 1           | (15)         | 482          |
| Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions                        | -            | -        | -         | -           | -            | -           | -         | -           | 54           | 54           |
| Garanties reçues   | 126          | -        | -         | -           | -            | -           | -         | -           | -            | 126          |
| Passifs de gestion du risque   | 35           | -        | -         | -           | -            | -           | -         | -           | -            | 35           |
| Impôts sur le résultat à payer   | 8            | -        | -         | -           | -            | -           | -         | -           | -            | 8            |
| Passifs d'impôts futurs  | 77           | -        | -         | -           | -            | -           | -         | -           | (77)         | -            |
| Dividendes à verser  | 130          | -        | -         | -           | -            | -           | -         | -           | -            | 130          |
| Partie courante de la dette à long terme   | 255          | -        | -         | -           | (18)         | -           | -         | -           | -            | 237          |
| Partie courante des obligations au titre de la mise hors service d'immobilisations | 38           | -        | -         | -           | -            | -           | -         | -           | (38)         | -            |
| Passifs détenus en vue de la vente   | -            | -        | -         | -           | -            | -           | -         | -           | 3            | 3            |
|  | 1 173        | -        | -         | -           | (26)         | -           | -         | 1           | (73)         | 1 075        |
| Dettes à long terme  | 3 979        | -        | -         | -           | (156)        | -           | -         | -           | -            | 3 823        |
| Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions                        | -            | -        | -         | -           | -            | -           | -         | -           | 256          | 256          |
| Passifs d'impôt différé  | 630          | -        | 22        | (30)        | (84)         | (7)         | 3         | (6)         | 10           | 538          |
| Passifs de gestion du risque   | 123          | -        | -         | -           | -            | -           | -         | -           | -            | 123          |
| Crédits différés et autres passifs non courants                                    | 169          | -        | -         | 110         | -            | -           | -         | (1)         | (9)          | 269          |
| Passifs détenus en vue de la vente   | 3            | -        | -         | -           | -            | -           | -         | -           | (3)          | -            |
| Obligations au titre de la mise hors service d'immobilisations                     | 204          | -        | -         | -           | (5)          | 48          | -         | -           | (247)        | -            |
| Participations ne donnant pas le contrôle  | 435          | -        | 2         | -           | (16)         | -           | 11        | -           | (432)        | -            |
| Capitaux propres   |              |          |           |             |              |             |           |             |              |              |
| Actions ordinaires   | 2 204        | -        | -         | -           | -            | -           | -         | -           | -            | 2 204        |
| Actions privilégiées   | 293          | -        | -         | -           | -            | -           | -         | -           | -            | 293          |
| Capital apporté  | 7            | -        | -         | -           | -            | -           | -         | -           | -            | 7            |
| Résultats non distribués   | 533          | (62)     | 73        | (80)        | 4            | (25)        | 7         | (19)        | -            | 431          |
| Cumul des autres éléments du résultat global                                       | 140          | 62       | -         | (19)        | -            | -           | -         | 2           | -            | 185          |
| <b>Capitaux propres attribuables aux actionnaires</b>                              | <b>3 177</b> | <b>-</b> | <b>73</b> | <b>(99)</b> | <b>4</b>     | <b>(25)</b> | <b>7</b>  | <b>(17)</b> | <b>-</b>     | <b>3 120</b> |
| Participations ne donnant pas le contrôle  | -            | -        | -         | -           | -            | -           | -         | -           | 431          | 431          |
| <b>Total des capitaux propres</b>  | <b>3 177</b> | <b>-</b> | <b>73</b> | <b>(99)</b> | <b>4</b>     | <b>(25)</b> | <b>7</b>  | <b>(17)</b> | <b>431</b>   | <b>3 551</b> |
| <b>Total du passif et des capitaux propres</b>                                     | <b>9 893</b> | <b>-</b> | <b>97</b> | <b>(19)</b> | <b>(283)</b> | <b>16</b>   | <b>21</b> | <b>(23)</b> | <b>(67)</b>  | <b>9 635</b> |



Explications des ajustements des états consolidés de la situation financière au 1<sup>er</sup> janvier 2010 et au 31 décembre 2010 dans les tableaux précédents, résultant de la conversion des PCGR précédents suivis par la société aux IFRS :

#### **IAS 21, Effets des variations des cours des monnaies étrangères**

L'application rétrospective de l'IAS 21, *Effets des variations des cours des monnaies étrangères*, exige que les écarts de change à l'égard de chaque établissement à l'étranger soient indiqués et recalculés pour tous les ajustements découlant de la transition aux IFRS. L'IFRS 1 prévoit qu'un nouvel adoptant n'est pas tenu de se conformer aux exigences de l'IAS 21. Par conséquent, le montant cumulé des pertes de change nettes pour tous les établissements à l'étranger, y compris le change sur les couvertures de l'investissement net connexes, déduction faite des impôts et taxes, a été ramené à zéro à la date de la transition. Les profits nets ou les pertes nettes survenus après la transition sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global («AÉRG») conformément à notre méthode comptable. Se reporter à la *note 2* des états financiers consolidés audités dans notre rapport annuel de 2011 pour un aperçu de notre méthode comptable.

#### **IFRS 3, Regroupements d'entreprises**

Selon l'IFRS 3, si la comptabilisation initiale d'un regroupement d'entreprises est inachevée et si les montants provisoires comptabilisés à la date d'acquisition sont ajustés par la suite afin de refléter les informations nouvelles obtenues à propos des faits et des circonstances qui prévalaient à la date d'acquisition, les ajustements sont faits de manière rétrospective. Les PCGR précédents suivis par la société exigeaient l'application prospective des ajustements à compter de la date où ils étaient déterminés. Par conséquent, les ajustements à la date de transition ont trait à l'application rétrospective de la répartition finale de la contrepartie transférée de Canadian Hydro par la société.

#### **IAS 16, Immobilisations corporelles**

Selon l'IAS 16, les coûts liés aux activités d'entretien planifié d'envergure et d'inspection doivent être incorporés dans le coût de l'actif. Les travaux d'entretien planifié d'envergure comprennent l'inspection, les réparations et l'entretien des composantes existantes ainsi que leur remplacement. Certains de ces montants ont été passés en charges selon les PCGR précédents suivis par la société. À la date de transition, le montant non amorti des coûts des activités d'entretien planifié d'envergure et d'inspection précédemment passés en charges a été incorporé dans le coût des immobilisations corporelles. Les coûts engagés par la suite au titre des activités d'entretien planifié d'envergure sont incorporés dans le coût de l'actif au cours de la période où les activités d'entretien ont lieu et sont amortis selon le mode linéaire sur la période allant jusqu'à la prochaine activité d'entretien d'envergure.

#### **IAS 19, Avantages du personnel**

Selon les PCGR précédents suivis par la société, la méthode du corridor était utilisée pour comptabiliser les écarts actuariels à l'égard des régimes de retraite à prestations définies et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi. Selon cette méthode, certains écarts actuariels n'étaient pas comptabilisés. L'application de la méthode du corridor selon l'IAS 19 exige la ventilation des écarts actuariels cumulés depuis le commencement de chaque régime jusqu'à la date de transition aux IFRS en une part comptabilisée et une part non comptabilisée. L'IFRS 1 permet la comptabilisation de tous les écarts actuariels cumulés à la date de transition aux IFRS même si, par la suite, la méthode du corridor n'est pas utilisée. Les écarts actuariels qui se produisent après la date de transition sont comptabilisés dans les AÉRG. Se reporter à la *note 2* des états financiers consolidés audités dans notre rapport annuel de 2011 pour un aperçu de notre méthode comptable.

### **IAS 31, *Participation dans des coentreprises***

Selon les PCGR précédents suivis par la société, toutes les coentreprises étaient comptabilisées au moyen de la méthode de la consolidation proportionnelle. Selon les IFRS, les parties à une coentreprise comptabilisent les droits et les obligations contractuels découlant de la coentreprise. Il existe trois catégories de coentreprises : les actifs contrôlés conjointement, les activités contrôlées conjointement et les entités contrôlées conjointement. Selon les IFRS, nos coentreprises appartiennent à la catégorie des actifs contrôlés conjointement ou à celle des entités contrôlées conjointement.

Selon les exigences comptables des IFRS, les actifs contrôlés conjointement sont en général comptabilisés de la même manière que selon la consolidation proportionnelle qui prévalait en vertu des PCGR précédents suivis par la société. Selon les IFRS, un coentrepreneur peut choisir de comptabiliser sa participation dans une entité contrôlée conjointement selon la méthode de la consolidation proportionnelle ou selon la méthode de la mise en équivalence. Nous présentons notre participation dans les entités contrôlées conjointement au moyen de la méthode de la mise en équivalence. Selon la méthode de la mise en équivalence, nos placements dans les entités contrôlées conjointement, CE Gen et Wailuku, sont reflétés dans un poste distinct, intitulé «Placements», des états consolidés de la situation financière, et notre quote-part des produits est présentée à titre de quote-part du résultat de coentreprises dans les comptes consolidés de résultat. Notre quote-part de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et les variations de flux de trésorerie de ces placements comptabilisés au moyen de la mise en équivalence ne sont plus présentées dans un poste distinct des activités opérationnelles, d'investissement ou de financement des tableaux consolidés des flux de trésorerie. Plutôt, les distributions en espèces reçues sont présentées comme une activité opérationnelle, et les rendements des capitaux investis, ou liquidités investies, sont présentés comme une activité d'investissement.

### **IAS 37, *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels***

Selon l'IAS 37, les provisions doivent être évaluées d'après la valeur actuelle des montants qui devraient être versés, lorsque l'effet de la valeur temps de l'argent est significatif. Les provisions doivent être réexaminées à la fin de chaque période et ajustées pour refléter la meilleure estimation actuelle, y compris les effets des variations du taux d'actualisation ajusté en fonction du risque, fondé sur le marché, le cas échéant. Selon les PCGR précédents suivis par la société, les variations du taux d'actualisation ajusté en fonction du risque, fondé sur le marché ne devaient pas être prises en compte à la fin de chaque période. Nos provisions pour démantèlement et remise en état et les autres provisions ont été calculées à la date de transition et à la fin de chaque période suivante au moyen d'un taux d'intérêt courant fondé sur le marché en vigueur à ces dates, ajusté pour tenir compte des risques inhérents à ces passifs.

Selon l'IFRIC 1, le montant des variations d'un passif relatif au démantèlement ou à la remise en état qui résultent i) d'une variation de l'échéancier ou du montant estimé des flux de trésorerie et ii) d'une variation du taux d'actualisation ajusté en fonction du risque et fondé sur le marché, doit être ajouté au coût de l'actif correspondant ou déduit de celui-ci.

Si nous avons appliqué rétrospectivement l'IAS 37 et l'IFRIC 1, nous aurions dû dresser une liste de tous les ajustements faits dans le passé. Le recours à l'exemption selon l'IFRS 1 permet d'estimer le montant inclus dans le coût de l'actif correspondant lorsque le passif a pris naissance, en actualisant le passif à cette date au moyen de la meilleure estimation de la direction des taux d'actualisation moyens historiques ajustés en fonction du risque qui se seraient appliqués à ce passif dans l'intervalle. L'amortissement cumulé du montant de l'actif a été calculé sur la base de l'estimation actuelle de la durée d'utilité de l'actif. Se reporter à la *note 2* des états financiers consolidés audités dans notre rapport annuel de 2011 pour un aperçu des méthodes d'amortissement selon les IFRS.

### **IAS 17, Contrats de location / IFRIC 4, Déterminer si un accord contient un contrat de location**

Selon l'IAS 17, un contrat de location est défini comme un accord par lequel le bailleur cède au preneur, pour une période déterminée, le droit d'utilisation d'un actif en particulier en échange d'un paiement ou d'une série de paiements. L'IFRIC 4 fournit des indications permettant de déterminer si un accord qui n'est pas structuré comme un contrat de location est, ou contient, un contrat de location à comptabiliser selon l'IAS 17. En raison des conditions propres au contrat à long terme relatif à notre centrale de Fort Saskatchewan, il a été déterminé que ce contrat est un contrat de location-financement. Il a été établi que certains autres CAÉ et contrats à long terme sont, ou contiennent, des contrats de location simple.

#### *Contrats de location-financement*

Si nous déterminons que les dispositions d'un CAÉ ou d'un autre contrat à long terme font en sorte que les principaux risques et avantages liés à la possession de l'actif sont transférés au client, l'accord est un contrat de location-financement. Les actifs assujettis aux contrats de location ont été éliminés de nos immobilisations corporelles, et les montants dus par les preneurs en vertu des contrats de location-financement connexes ont été comptabilisés dans les états consolidés de la situation financière à titre d'actifs financiers, classés comme créances au titre des contrats de location-financement. Les paiements qui sont considérés comme partie intégrante de l'accord de location sont ventilés entre les créances au titre des contrats de location-financement et les produits financiers.

#### *Contrats de location simple*

Si nous déterminons que les dispositions d'un CAÉ ou d'un autre contrat à long terme font en sorte que les principaux risques et avantages liés à la possession de l'actif sont conservés par la société, l'accord est un contrat de location simple. Les actifs assujettis au contrat de location continuent d'être comptabilisés à titre d'immobilisations corporelles et d'être amortis sur leur durée d'utilité.

Les CAÉ et les autres contrats à long terme qui ne sont pas considérés comme étant, ou comme contenant, des contrats de location ont continué d'être comptabilisés à titre d'immobilisations corporelles et de produits, conformément aux PCGR précédents suivis par la société.

### **IAS 36, Dépréciation d'actifs**

Selon l'IAS 36, les flux de trésorerie futurs non actualisés ne sont pas utilisés pour déterminer si les actifs doivent être soumis à un test de dépréciation, comme c'était l'usage selon les PCGR précédents suivis par la société. Au lieu de cela, en présence de signes de perte de valeur, la valeur comptable des actifs est comparée à leur valeur d'utilité ou à leur juste valeur diminuée des coûts de vente normaux, selon le plus élevé des deux montants. Par conséquent, à la transition, nous avons comptabilisé une perte de valeur avant impôts et taxes de 101 millions de dollars (98 millions de dollars, après déduction du montant attribué à la participation ne donnant pas le contrôle), qui comprenaient une perte de valeur de 70 millions de dollars liée aux centrales alimentées au gaz naturel et de 31 millions de dollars liée aux centrales alimentées au charbon. La dépréciation des centrales alimentées au gaz naturel résulte des prévisions de prix plus basses à l'une de nos centrales marchandes et de la vente de l'une des centrales sous contrat de la société. La dépréciation des centrales alimentées au charbon a trait aux unités 1 et 2 de notre centrale de Sundance et reflète surtout notre nouvelle méthode de gestion des centrales alimentées au charbon dont les unités sont regroupées par paires et l'interruption des activités en raison de l'état physique des chaudières de sorte que les unités ne peuvent être remises en service de façon économique selon les modalités des CAÉ. La valeur recouvrable des actifs dépréciés est fondée sur la juste valeur déterminée au moyen d'une analyse des flux de trésorerie actualisés découlant de nos prévisions à long terme et d'autres hypothèses fondées sur le marché, selon ce qui convient le mieux. Étant donné que des pertes de valeur ont été comptabilisées à la date de transition aux IFRS, celles-ci n'ont pas été comptabilisées au même moment en 2010 selon les IFRS que selon les PCGR précédents suivis par la société.

## Reclassement selon les IFRS

- Selon les IFRS, les droits miniers et les réserves minérales ainsi que les logiciels sont comptabilisés selon l'IAS 38, *Immobilisations incorporelles*, tandis que, selon les PCGR précédents suivis par la société, ils étaient classés à titre d'immobilisations corporelles.
- Selon l'IAS 12, *Impôts sur le résultat*, les impôts sur le résultat futurs sont des actifs et des passifs d'impôt différé, qui doivent être classés comme non courants, alors qu'ils étaient classés comme à court et à long terme selon les PCGR précédents suivis par la société.
- Selon l'IFRS 5, *Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées*, les actifs non courants qui correspondent à la définition d'actifs détenus en vue de la vente sont classés comme actifs courants, alors que les PCGR précédents suivis par la société autorisaient le classement à titre d'actifs à long terme.
- Selon l'IAS 37, la société a classé ses provisions pour frais de démantèlement et de remise en état dans la même catégorie que les autres provisions, alors que, selon les PCGR précédents suivis par la société, elles étaient classées dans un poste distinct de l'état consolidé de la situation financière.
- Selon l'IAS 1, les participations ne donnant pas le contrôle sont classées comme faisant partie des capitaux propres.

## Rapprochement du résultat pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2010

### COMPTE CONSOLIDÉ DE RÉSULTAT

(en millions de dollars canadiens)

| Pour le trimestre clos le 31 déc. 2010                         | PCGR du<br>Canada <sup>1</sup> | IAS 21 | IFRS 3 | IAS 16 | IAS 19 | IAS 31 <sup>2</sup> | IAS 37 | IFRIC 4 /<br>IAS 17 | IAS 36 | IFRS        |
|--|--------------------------------|--------|--------|--------|--------|---------------------|--------|---------------------|--------|-------------|
| <b>Produits des activités ordinaires</b>                       | 811                            | -      | -      | -      | -      | (30)                | -      | (2)                 | -      | <b>779</b>  |
| Combustible et achats d'électricité                            | 331                            | -      | -      | -      | -      | (2)                 | (1)    | -                   | -      | <b>328</b>  |
|  | 480                            | -      | -      | -      | -      | (28)                | 1      | (2)                 | -      | <b>451</b>  |
| Activités opérationnelles, entretien et administration         | 153                            | -      | -      | (10)   | (1)    | (13)                | -      | -                   | -      | <b>129</b>  |
| Amortissement  | 111                            | -      | 4      | 22     | -      | (12)                | (5)    | (1)                 | (2)    | <b>117</b>  |
| Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat         | 6                              | -      | -      | -      | -      | -                   | -      | -                   | -      | <b>6</b>    |
|  | 270                            | -      | 4      | 12     | (1)    | (25)                | (5)    | (1)                 | (2)    | <b>252</b>  |
|  | 210                            | -      | (4)    | (12)   | 1      | (3)                 | 6      | (1)                 | 2      | <b>199</b>  |
| Produits financiers tirés des contrats de location-financement | -                              | -      | -      | -      | -      | -                   | -      | (6)                 | 8      | <b>2</b>    |
| Quote-part du résultat de coentreprises                        | -                              | -      | -      | -      | -      | (1)                 | -      | -                   | -      | <b>(1)</b>  |
| Profit (perte) de change                                       | 6                              | (2)    | -      | -      | -      | -                   | -      | -                   | -      | <b>4</b>    |
| Imputation pour dépréciation d'actifs                          | (89)                           | -      | -      | -      | -      | -                   | -      | -                   | 61     | <b>(28)</b> |
| Charge d'intérêt nette   | (48)                           | -      | -      | -      | -      | 4                   | (4)    | -                   | -      | <b>(48)</b> |
| <b>Résultat avant impôts sur le résultat</b>                   | 79                             | (2)    | (4)    | (12)   | 1      | -                   | 2      | (7)                 | 71     | <b>128</b>  |
| Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat                 | 16                             | (3)    | (1)    | (3)    | 1      | -                   | 1      | -                   | 20     | <b>31</b>   |
| <b>Résultat net</b>  | 63                             | 1      | (3)    | (9)    | -      | -                   | 1      | (7)                 | 51     | <b>97</b>   |

1) Selon les PCGR précédents suivis par la société, le résultat net était calculé après déduction ou ajout de la quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans le résultat net. Selon les IFRS, le résultat net présenté dans les comptes consolidés de résultat comprend la quote-part des participations ne donnant pas le contrôle. Le résultat net total est ensuite attribué aux actionnaires et aux participations ne donnant pas le contrôle.

2) Comprend l'incidence des autres ajustements selon les IFRS au titre de l'IAS 16 et de l'IAS 37.

## COMPTE CONSOLIDÉ DE RÉSULTAT

(en millions de dollars canadiens)

| Pour l'exercice clos le 31 déc. 2010  | PCGR du<br>Canada <sup>1</sup> | IAS 21 | IFRS 3 | IAS 16 | IAS 19 | IAS 31 <sup>2</sup> | IAS 37 | IFRIC 4 /<br>IAS 17 | IAS 36 | IFRS         |
|---|--------------------------------|--------|--------|--------|--------|---------------------|--------|---------------------|--------|--------------|
| <b>Produits des activités ordinaires</b>  | 2 819                          | -      | -      | -      | -      | (136)               | -      | (10)                | -      | <b>2 673</b> |
| Combustible et achats d'électricité   | 1 202                          | -      | -      | -      | -      | (11)                | (3)    | -                   | (3)    | <b>1 185</b> |
|   | 1 617                          | -      | -      | -      | -      | (125)               | 3      | (10)                | 3      | <b>1 488</b> |
| Activités opérationnelles, entretien et administration  | 634                            | -      | -      | (67)   | 2      | (59)                | -      | -                   | -      | <b>510</b>   |
| Amortissement   | 459                            | -      | 1      | 81     | -      | (49)                | (16)   | (3)                 | (9)    | <b>464</b>   |
| Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat  | 27                             | -      | -      | -      | -      | -                   | -      | -                   | -      | <b>27</b>    |
|   | 1 120                          | -      | 1      | 14     | 2      | (108)               | (16)   | (3)                 | (9)    | <b>1 001</b> |
|   | 497                            | -      | (1)    | (14)   | (2)    | (17)                | 19     | (7)                 | 12     | <b>487</b>   |
| Produits financiers tirés des contrats de location-financement                                | -                              | -      | -      | -      | -      | -                   | -      | 8                   | -      | <b>8</b>     |
| Quote-part du résultat de coentreprises   | -                              | -      | -      | -      | -      | 7                   | -      | -                   | -      | <b>7</b>     |
| Profit (perte) de change  | 10                             | (2)    | -      | -      | -      | -                   | -      | -                   | -      | <b>8</b>     |
| Imputation pour dépréciation d'actifs   | (89)                           | -      | -      | -      | -      | -                   | -      | -                   | 61     | <b>(28)</b>  |
| Charge d'intérêt nette  | (178)                          | -      | -      | -      | -      | 17                  | (17)   | -                   | -      | <b>(178)</b> |
| <b>Résultat avant participations ne donnant pas le contrôle<br/>et impôts sur le résultat</b> | 240                            | (2)    | (1)    | (14)   | (2)    | 7                   | 2      | 1                   | 73     | <b>304</b>   |
| Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat  | 1                              | (3)    | -      | (3)    | -      | 4                   | 1      | -                   | 24     | <b>24</b>    |
| <b>Résultat net</b>   | 239                            | 1      | (1)    | (11)   | (2)    | 3                   | 1      | 1                   | 49     | <b>280</b>   |

1) Selon les PCGR précédents suivis par la société, le résultat net était calculé après déduction ou ajout de la quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans le résultat net. Selon les IFRS, le résultat net présenté dans les comptes consolidés de résultat comprend la quote-part des participations ne donnant pas le contrôle. Le résultat net total est ensuite attribué aux actionnaires et aux détenteurs des participations ne donnant pas le contrôle.

2) Comprend l'incidence des autres ajustements selon les IFRS au titre de l'IAS 16 et de l'IAS 37.

Explications des ajustements des comptes consolidés de résultat pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2010, résultant de la conversion des PCGR précédents suivis par la société aux IFRS :

#### **IAS 21, Effets des variations des cours des monnaies étrangères**

À la date de transition aux IFRS, le montant cumulé des pertes de change nettes relatives à la conversion des comptes des établissements à l'étranger a été ramené à zéro. Par conséquent, le montant reclassé selon les IFRS du cumul des autres éléments du résultat global («CAÉRG») au résultat net en 2010 en raison de la liquidation d'une filiale étrangère était différent du montant calculé selon les PCGR précédents suivis par la société.

#### **IFRS 3, Regroupements d'entreprises**

L'IFRS 3 exige que les ajustements de la répartition provisoire de la contrepartie transférée comptabilisés à la date d'acquisition soient reflétés rétrospectivement à cette date, tandis que les PCGR précédents suivis par la société exigeaient une application prospective. Par conséquent, l'amortissement comptabilisé en 2010 selon les PCGR précédents suivis par la société a été comptabilisé selon les IFRS à titre d'ajustement à la date de transition.

#### **IAS 16, Immobilisations corporelles**

Selon l'IAS 16, les coûts liés aux activités d'entretien planifié d'envergure et d'inspection doivent être incorporés dans le coût de l'actif. Certains de ces montants ont été passés en charges selon les PCGR précédents suivis par la société. L'ajustement représente l'incorporation dans le coût de l'actif des dépenses engagées au cours de la période qui ont été passées en charges selon les PCGR précédents suivis par la société et l'amortissement des dépenses incorporées dans le coût de l'actif à la date de transition aux IFRS.

#### **IAS 19, Avantages du personnel**

Par suite de la comptabilisation des pertes actuarielles nettes latentes à la date de transition aux IFRS, les charges des régimes de retraite et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi selon les IFRS diffèrent des montants présentés selon les PCGR précédents suivis par la société.

#### **IAS 31, Participation dans des coentreprises**

Selon les PCGR précédents suivis par la société, toutes les coentreprises étaient comptabilisées au moyen de la méthode de la consolidation proportionnelle. L'IAS 31 autorise l'utilisation de la méthode de la consolidation proportionnelle ou de la méthode de la mise en équivalence pour les coentreprises classées comme des entités contrôlées conjointement. Nous avons adopté la méthode de la mise en équivalence pour nos participations dans les entités contrôlées conjointement, soit CE Gen et Wailuku. L'ajustement représente le reclassement de notre quote-part des produits et des charges de CE Gen et de Wailuku de leur poste respectif à un poste distinct intitulé «Quote-part du résultat de coentreprises».

**IAS 37, Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels**

Les montants passés en charges au titre de la désactualisation des provisions selon les IFRS diffèrent des montants comptabilisés selon les PCGR précédents suivis par la société, étant donné que les IFRS exigent que les provisions soient réévaluées à la fin de chaque période au moyen d'un taux d'actualisation courant fondé sur le marché et ajusté en fonction du risque. En outre, la charge de désactualisation est comptabilisée à titre de charge financière selon les IFRS et est incluse dans la charge d'intérêt nette, tandis que, selon les PCGR précédents suivis par la société, la charge de désactualisation était comptabilisée dans le poste Combustible et achats d'électricité ou dans le poste Amortissement.

**IAS 17, Contrats de location / IFRIC 4, Déterminer si un accord contient un contrat de location**

Selon les IFRS, le contrat à long terme lié à la centrale de Fort Saskatchewan de la société est considéré comme un contrat de location-financement. L'ajustement représente la reprise i) des produits comptabilisés selon les PCGR précédents suivis par la société au titre de la livraison de biens et de la prestation de services et ii) de l'amortissement des actifs assujettis au contrat de location-financement, et la comptabilisation des produits financiers tirés des contrats de location-financement.

**IAS 36, Dépréciation d'actifs**

Étant donné que des pertes de valeur d'actifs ont été comptabilisées à la date de transition aux IFRS, l'amortissement en 2010 selon les IFRS était inférieur au montant comptabilisé selon les PCGR précédents suivis par la société. De plus, les frais de transport, qui sont inclus dans le poste Combustible et achats d'électricité, ont été moins élevés en 2010 selon les IFRS en raison de la comptabilisation, à la date de transition, d'un contrat déficitaire associé à l'un des actifs dépréciés.



## D. Rapprochement du résultat global total pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2010

### ÉTAT CONSOLIDÉ DU RÉSULTAT GLOBAL

(en millions de dollars canadiens)

| Pour le trimestre clos le 31 déc. 2010  | PCGR du<br>Canada <sup>1</sup> | IAS 21 | IFRS 3 | IAS 16 | IAS 19 | IAS 31 <sup>2</sup> | IAS 37 | IFRIC 4 /<br>IAS 17 | IAS 36 | IFRS  |
|---|--------------------------------|--------|--------|--------|--------|---------------------|--------|---------------------|--------|-------|
| <b>Résultat net</b>   | 63                             | 1      | (3)    | (9)    | -      | -                   | 1      | 1                   | 43     | 97    |
| <b>Autres éléments du résultat global</b>   |                                |        |        |        |        |                     |        |                     |        |       |
| (Pertes) profits à la conversion des actifs nets<br>des établissements à l'étranger   | (38)                           | -      | -      | -      | 1      | -                   | -      | -                   | 2      | (35)  |
| Profits sur instruments financiers désignés<br>comme couvertures des comptes des<br>établissements à l'étranger, déduction faite des<br>impôts et taxes           | 23                             | -      | -      | -      | -      | -                   | -      | -                   | -      | 23    |
| Reclassement des profits à la conversion des comptes<br>des établissements à l'étranger dans le résultat<br>net, déduction faite des impôts et taxes              | (2)                            | (1)    | -      | -      | -      | -                   | -      | -                   | -      | (3)   |
| Pertes sur instruments dérivés désignés<br>comme couvertures de flux de trésorerie, déduction<br>faite des impôts et taxes  | (77)                           | -      | -      | -      | -      | -                   | -      | -                   | -      | (77)  |
| Reclassement des profits sur instruments dérivés<br>désignés comme couvertures de flux de trésorerie<br>dans le résultat net, déduction faite des impôts et taxes | (46)                           | -      | -      | -      | -      | -                   | -      | -                   | -      | (46)  |
| Pertes actuarielles nettes sur les régimes<br>à prestations définies, déduction faite des<br>impôts et taxes  | -                              | -      | -      | -      | 13     | -                   | -      | -                   | -      | 13    |
| <b>Autres éléments du résultat global</b>   | (140)                          | (1)    | -      | -      | 14     | -                   | -      | -                   | 2      | (125) |
| <b>Total du résultat global</b>   | (77)                           | -      | (3)    | (9)    | 14     | -                   | 1      | 1                   | 45     | (28)  |
| <b>Total du résultat global attribuable aux :</b>   |                                |        |        |        |        |                     |        |                     |        |       |
| Porteurs d'actions ordinaires   | (75)                           | -      | (3)    | (9)    | 14     | -                   | 1      | -                   | 42     | (30)  |
| Participations ne donnant pas le contrôle   | (2)                            | -      | -      | -      | -      | -                   | -      | 1                   | 3      | 2     |
|   | (77)                           | -      | (3)    | (9)    | 14     | -                   | 1      | 1                   | 45     | (28)  |

1) Selon les PCGR précédents suivis par la société, le résultat net était calculé après déduction ou ajout de la quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans le résultat net. Selon les IFRS, le résultat net présenté dans les comptes consolidés de résultat comprend la quote-part des participations ne donnant pas le contrôle. Le résultat net total est ensuite attribué aux actionnaires et aux participations ne donnant pas le contrôle.

2) Comprend l'incidence des autres ajustements selon les IFRS au titre de l'IAS 16 et de l'IAS 37.

## ÉTAT CONSOLIDÉ DU RÉSULTAT GLOBAL

(en millions de dollars canadiens)

| Pour l'exercice clos le 31 déc. 2010   | PCGR du             | IFRIC 4 /  |            |             |             |                     |          |          | IFRS      |              |
|--|---------------------|------------|------------|-------------|-------------|---------------------|----------|----------|-----------|--------------|
|  | Canada <sup>1</sup> | IAS 21     | IFRS 3     | IAS 16      | IAS 19      | IAS 31 <sup>2</sup> | IAS 37   | IAS 17   |           | IAS 36       |
| <b>Résultat net</b>  | 239                 | 1          | (1)        | (11)        | (2)         | 3                   | 1        | 1        | 49        | <b>280</b>   |
| <b>Autres éléments du résultat global</b>  |                     |            |            |             |             |                     |          |          |           |              |
| (Pertes) profits à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger   | (60)                | -          | -          | -           | 1           | -                   | -        | -        | 2         | <b>(57)</b>  |
| Profits sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts et taxes                       | 33                  | -          | -          | -           | -           | -                   | -        | -        | -         | <b>33</b>    |
| Reclassement des profits à la conversion des comptes des établissements à l'étranger dans le résultat net, déduction faite des impôts et taxes                       | (2)                 | (1)        | -          | -           | -           | -                   | -        | -        | -         | <b>(3)</b>   |
| Profits sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes  | 147                 | -          | -          | -           | -           | -                   | -        | -        | -         | <b>147</b>   |
| Reclassement des pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans les actifs non financiers, déduction faite des impôts et taxes | 8                   | -          | -          | -           | -           | -                   | -        | -        | -         | <b>8</b>     |
| Reclassement des profits sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans le résultat net, déduction faite des impôts et taxes          | (129)               | -          | -          | -           | -           | -                   | -        | -        | -         | <b>(129)</b> |
| Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes   | -                   | -          | -          | -           | (20)        | -                   | -        | -        | -         | <b>(20)</b>  |
| <b>Autres éléments du résultat global</b>  | <b>(3)</b>          | <b>(1)</b> | <b>-</b>   | <b>-</b>    | <b>(19)</b> | <b>-</b>            | <b>-</b> | <b>-</b> | <b>2</b>  | <b>(21)</b>  |
| <b>Total du résultat global</b>  | <b>236</b>          | <b>-</b>   | <b>(1)</b> | <b>(11)</b> | <b>(21)</b> | <b>3</b>            | <b>1</b> | <b>1</b> | <b>51</b> | <b>259</b>   |
| <b>Total du résultat global attribuable aux :</b>  |                     |            |            |             |             |                     |          |          |           |              |
| Porteurs d'actions ordinaires  | 233                 | -          | (1)        | (11)        | (21)        | 3                   | 1        | -        | 48        | <b>252</b>   |
| Participations ne donnant pas le contrôle  | 3                   | -          | -          | -           | -           | -                   | -        | 1        | 3         | <b>7</b>     |
|  | <b>236</b>          | <b>-</b>   | <b>(1)</b> | <b>(11)</b> | <b>(21)</b> | <b>3</b>            | <b>1</b> | <b>1</b> | <b>51</b> | <b>259</b>   |

1) Selon les PCGR précédents suivis par la société, le résultat net était calculé après déduction ou ajout de la quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans le résultat net. Selon les IFRS, le résultat net présenté dans les comptes consolidés de résultat comprend la quote-part des participations ne donnant pas le contrôle. Le résultat net total est ensuite attribué aux actionnaires et aux participations ne donnant pas le contrôle.

2) Comprend l'incidence des autres ajustements selon les IFRS au titre de l'IAS 16 et de l'IAS 37.

Explications des ajustements de l'état consolidé du résultat global pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2010, résultant de la conversion des PCGR précédents suivis par la société aux IFRS :

**IAS 21, Effets des variations des cours des monnaies étrangères**

À la date de transition aux IFRS, le montant cumulé des pertes de change nettes relatives à la conversion des comptes des établissements à l'étranger a été ramené à zéro. Par conséquent, le montant reclassé selon les IFRS du CAÉRG au résultat net en 2010 en raison de la liquidation d'une filiale étrangère était différent du montant calculé selon les PCGR précédents suivis par la société.

**IAS 19, Avantages du personnel**

Selon les IFRS, nous avons choisi de comptabiliser les écarts actuariels dans les AÉRG de la période au cours de laquelle ils ont lieu. Selon les PCGR précédents suivis par la société, la méthode du corridor était utilisée, laquelle n'exigeait pas la comptabilisation des écarts actuariels dans les AÉRG, mais plutôt dans le résultat net au fil du temps, dans la mesure où certaines conditions étaient respectées.

**IAS 36, Dépréciation d'actifs**

Les pertes de valeur comptabilisées à la date de transition aux IFRS ont donné lieu à des différences de conversion relatives aux établissements à l'étranger.

### **Incidence sur le tableau consolidé des flux de trésorerie**

La transition aux IFRS a modifié la présentation de plusieurs éléments dans le tableau consolidé des flux de trésorerie. La modification la plus importante est l'application de la méthode de la mise en équivalence pour comptabiliser nos participations dans des entités contrôlées conjointement, en comparaison de la méthode de la consolidation proportionnelle utilisée selon les PCGR précédents suivis par la société. Notre quote-part de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et les variations des flux de trésorerie des entités contrôlées conjointement comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ne sont plus présentées dans un poste distinct des activités opérationnelles, d'investissement ou de financement du tableau consolidé des flux de trésorerie. Plutôt, les distributions en espèces reçues des entités contrôlées conjointement comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence sont présentées comme une activité opérationnelle, et les rendements des capitaux investis et les montants additionnels investis dans les entités contrôlées conjointement comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence sont présentés comme une activité d'investissement. L'incorporation dans l'actif des coûts associés aux activités d'entretien planifié d'envergure et d'inspection prévues qui étaient passés en charges selon les PCGR précédents suivis par la société entraînera la présentation de ces dépenses comme une activité d'investissement selon les IFRS. Selon les PCGR précédents suivis par la société, ces dépenses ont eu une incidence sur les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles.

## INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

|   |      | 31 déc. 2011 | 31 déc. 2010 |
|---|------|--------------|--------------|
| Cours de clôture (TSX) (\$)   |      | 21,02        | 21,15        |
| Fourchette des prix des 12 derniers mois (TSX) (\$)   | Haut | 23,24        | 23,98        |
|   | Bas  | 19,45        | 19,61        |
| Dette sur le capital investi, y compris les emprunts sans recours (%)   |      | 52,4         | 53,1         |
| Dette sur le capital investi, excluant les emprunts sans recours (%)  |      | 49,9         | 50,7         |
| Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires (%)   |      | 10,6         | 9,6          |
| Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison <sup>1, 2</sup> (%) |      | 8,4          | 8,0          |
| Rendement du capital investi <sup>1</sup> (%)   |      | 8,8          | 6,6          |
| Rendement du capital investi aux fins de comparaison <sup>1, 2</sup> (%)  |      | 7,5          | 6,3          |
| Dividendes en espèces par action <sup>1</sup> (\$)  |      | 1,16         | 1,16         |
| Ratio cours/résultat aux fins de comparaison <sup>1</sup> (multiple)  |      | 20,4         | 21,8         |
| Couverture par le résultat <sup>1</sup> (multiple)  |      | 2,7          | 2,2          |
| Ratio de distribution fondé sur le résultat net <sup>1</sup> (%)  |      | 66,9         | 125,1        |
| Ratio de distribution fondé sur le résultat aux fins de comparaison <sup>1, 2</sup> (%)                                   |      | 84,3         | 149,8        |
| Ratio de distribution fondé sur les fonds provenant des activités opérationnelles <sup>1, 2</sup> (%)                     |      | 24,0         | 39,6         |
| Rendement des actions <sup>1</sup> (%)  |      | 5,5          | 5,5          |
| Flux de trésorerie sur la dette <sup>1</sup> (%)  |      | 20,2         | 19,6         |
| Couverture des intérêts par les flux de trésorerie <sup>1</sup> (multiple)  |      | 4,4          | 4,6          |

1) Douze derniers mois.

2) Les ratios intègrent des composantes qui ne sont pas définies selon les IFRS. Aucune de ces mesures ne doit être utilisée séparément ou en remplacement du rendement financier ou de la situation financière de la société tels qu'ils sont présentés selon les IFRS. 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 des mesures non conformes aux IFRS utilisées dans ce calcul, se reporter à la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent communiqué de presse.

## FORMULES DES RATIOS

**Dette sur le capital investi** = (dette à long terme y compris la partie courante – trésorerie et équivalents de trésorerie) / (dette + participations ne donnant pas le contrôle + capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires – trésorerie et équivalents de trésorerie)

**Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires** = résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ou résultat aux fins de comparaison / moyenne des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires, exclusion faite du CAÉRG

**Rendement du capital investi** = (résultat avant participations ne donnant pas le contrôle et impôts sur le résultat + charge d'intérêt nette ou résultat aux fins de comparaison avant participations ne donnant pas le contrôle et impôts sur le résultat + charge d'intérêt nette) / moyenne du capital investi, exclusion faite du CAÉRG

**Ratio cours/résultat aux fins de comparaison** = cours de clôture / résultat par action aux fins de comparaison de la période

**Couverture par le résultat** = (résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires + impôts sur le résultat + intérêt net) / (intérêt sur la dette – produit d'intérêt)

**Ratio de distribution** = dividendes sur actions ordinaires / résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ou résultat aux fins de comparaison ou fonds provenant des activités opérationnelles

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

**Flux de trésorerie sur la dette** = flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles avant les variations du fonds de roulement / moyenne de la dette

**Couverture des intérêts par les flux de trésorerie** = (flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles avant les variations du fonds de roulement + intérêt sur la dette – produit d'intérêt – intérêts incorporés dans le coût de l'actif) / (intérêt sur la dette – produit d'intérêt)

## 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.

**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.



**TransAlta Corporation**

C.P. 1900, Succursale «M»  
110 - 12th Avenue S.W.  
Calgary, Alberta Canada T2P 2M1

**Téléphone**

403.267.7110

**Site Web**

[www.transalta.com](http://www.transalta.com)

**Compagnie Trust CIBC Mellon**

C.P. 7010, Succursale Adelaide Street  
Toronto, Ontario Canada M5C 2W9

**Téléphone**

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

**Télécopieur**

416.643.5501

**Site Web**

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

**POUR DE PLUS AMPLES RENSEIGNEMENTS**

**Médias**

Glen Whelan  
Directeur, Communications

**Téléphone**

403.267.7287

**Courriel**

[Glen\\_Whelan@transalta.com](mailto:Glen_Whelan@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](mailto:investor_relations@transalta.com)