



**TRANSALTA CORPORATION**  
**NOTICE ANNUELLE DE RENOUVELLEMENT 2011**  
**POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2010**

**LE 24 FÉVRIER 2011**

## TABLE DES MATIÈRES

PRÉSENTATION DE L'INFORMATION.....	1
REMARQUE SPÉCIALE CONCERNANT L'INFORMATION PROSPECTIVE .....	1
DOCUMENTS INTÉGRÉS PAR RENVOI.....	2
STRUCTURE GÉNÉRALE DE LA SOCIÉTÉ .....	2
APERÇU .....	3
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ .....	4
ACTIVITÉS DE TRANSALTA.....	9
SECTEUR DES ACTIVITÉS DE LA SOCIÉTÉ.....	25
GESTION DES RISQUES ENVIRONNEMENTAUX .....	25
FACTEURS DE RISQUE .....	28
PERSONNEL .....	36
STRUCTURE DU CAPITAL .....	36
NOTATION.....	38
DIVIDENDES .....	39
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES .....	40
ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION.....	41
MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES.....	49
PRÊTS AUX ADMINISTRATEURS ET AUX DIRIGEANTS .....	49
INTERDICTIONS D'OPÉRATIONS, FAILLITES OU SANCTIONS .....	49
CONFLITS D'INTÉRÊTS .....	50
POURSUITES ET MESURES RÉGLEMENTAIRES .....	50
AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES .....	50
INTÉRÊTS DES EXPERTS.....	50
RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES.....	50
COMITÉ DE VÉRIFICATION ET DES RISQUES .....	50
ANNEXE A - CHARTE DU COMITÉ DE VÉRIFICATION ET DES RISQUES .....	A-1
ANNEXE B - GLOSSAIRE.....	B-1

## PRÉSENTATION DE L'INFORMATION

À moins d'indication contraire, l'information contenue dans la présente notice annuelle (la « **notice annuelle** ») est donnée en date du 31 décembre 2009 ou pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010. À moins d'indication contraire, les montants sont exprimés en dollars canadiens. L'information financière est présentée conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada.

Le Conseil des normes comptables (« **CNC** ») de l'Institut Canadien des Comptables Agréés a annoncé que les entreprises ayant une obligation d'information au public au Canada sont tenues de préparer des états financiers intermédiaires et annuels conformément aux Normes internationales d'information financière (les « **IFRS** »), telles qu'é émises par le Conseil des normes comptables internationales, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2011. À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2011, TransAlta Corporation (« **TransAlta** » ou la « **société** ») commencera à présenter son information selon les IFRS. Pour obtenir de plus amples renseignements sur le projet de conversion de TransAlta, voir la rubrique « Modifications comptables futures – Conversion aux Normes internationales d'information financières (« **IFRS** ») » dans le rapport de gestion de TransAlta.

### REMARQUE SPÉCIALE CONCERNANT L'INFORMATION PROSPECTIVE

La présente notice annuelle, les documents qui y sont intégrés par renvoi et les autres dépôts et rapports déposés auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières comprennent des énoncés prospectifs. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TransAlta en fonction des renseignements disponibles au moment où l'hypothèse est faite et sur l'expérience de la direction et sa perception des tendances historiques, des conditions actuelles et des autres développements prévus ainsi que 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. De tels énoncés ne sont pas des garanties du rendement futur de TransAlta et sont exposés à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui pourraient faire en sorte que le rendement réel de TransAlta diffère sensiblement de celui projeté.

La présente notice annuelle renferme notamment des énoncés prospectifs concernant ce qui suit : les attentes relatives au moment de l'exécution et de la réalisation des projets en développement, y compris les accroissements de la capacité nominale et les modernisations des installations, ainsi que leurs coûts auxiliaires; les attentes relatives aux bénéfices et aux flux de trésorerie d'exploitation futurs; les attentes relatives à la date prévue d'achèvement et au coût de l'étude relative aux CSC; les estimations des conditions de l'offre et de la demande de combustible et les coûts d'approvisionnement en combustible; nos plans d'investissement dans la capacité existante et nouvelle et le rendement prévu de ces investissements; les attentes quant à la demande d'électricité à court et à long termes et son incidence sur les prix de l'électricité; les attentes à l'égard de la disponibilité et de la production; les attentes relatives aux coûts d'exploitation et d'entretien et la fluctuation de ces coûts; les régimes réglementaires gouvernementaux prévus et la législation, ainsi que les coûts liés au respect de ces règlements et de ces lois; notre stratégie commerciale et les risques qu'elle comporte; les attentes liées à la renégociation de certaines conventions collectives auxquelles nous sommes partie; les estimations des taux d'imposition futurs et de la charge d'impôt future ainsi que le caractère adéquat des provisions pour impôt; les attentes au titre de l'issue des poursuites existantes ou éventuelles; et les attentes quant à la capacité d'avoir accès aux marchés financiers à des conditions raisonnables.

Parmi les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur les énoncés prospectifs de la société, on compte les risques concernant : i) les fluctuations des cours et de la disponibilité des approvisionnements en combustible nécessaires pour produire de l'électricité et les fluctuations du prix de l'électricité; ii) les cadres politiques et réglementaires dans les territoires où la société exerce des activités; iii) les exigences en matière d'environnement et les changements apportés à ces exigences ou les responsabilités en découlant, y compris la remise en état de terrains; iv) l'évolution de la conjoncture économique, y compris la fluctuation des taux d'intérêt; v) les risques opérationnels liés aux installations de la société, y compris les arrêts imprévus dans ces centrales; vi) les catastrophes naturelles; vii) les pannes de matériel; viii) les interruptions du transport et de la distribution de l'électricité; ix) les répercussions des conditions météorologiques; x) les interruptions de l'approvisionnement en combustible, en eau, en vent ou en biomasse nécessaire pour exploiter les centrales de la société; xi) les risques commerciaux; xii) le risque lié à l'industrie et la concurrence; xiii) les fluctuations de la valeur des monnaies étrangères et les risques politiques étrangers; xiv) le besoin de financement supplémentaire; xv) la subordination structurelle des titres; xvi) le risque de crédit de contrepartie; xvii) la protection d'assurance; xviii) la provision pour impôts sur le revenu de la société; xix) les instances judiciaires impliquant la société; xx) la dépendance envers le personnel clé; xxi) les questions de relations de travail; et xxii) les projets de développement et les acquisitions dans les délais et selon le budget prévu. Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail sous la rubrique « Facteurs de risque » dans la présente notice annuelle et dans les documents intégrés par renvoi dans la présente notice annuelle, y compris le rapport de gestion de TransAlta pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 (le « **rapport de gestion annuel** »).

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 ces énoncés prospectifs. 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 sur les valeurs mobilières canadiennes applicables l'exigent, la société décline toute obligation de les mettre à jour publiquement à la lumière de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou autrement. Compte tenu de ces risques, incertitudes et hypothèses, les événements prospectifs peuvent prendre une ampleur différente ou se produire à un moment différent que ceux décrits par la société ou ne pas se produire. La société ne peut vous garantir que les résultats et événements projetés se matérialiseront.

## DOCUMENTS INTÉGRÉS PAR RENVOI

Les états financiers consolidés vérifiés de TransAlta pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 et le rapport de gestion annuel sont par les présentes expressément intégrés par renvoi à la présente notice annuelle. Des exemplaires de ces documents peuvent être obtenus sur SEDAR au [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

## STRUCTURE GÉNÉRALE DE LA SOCIÉTÉ

### Dénomination et constitution

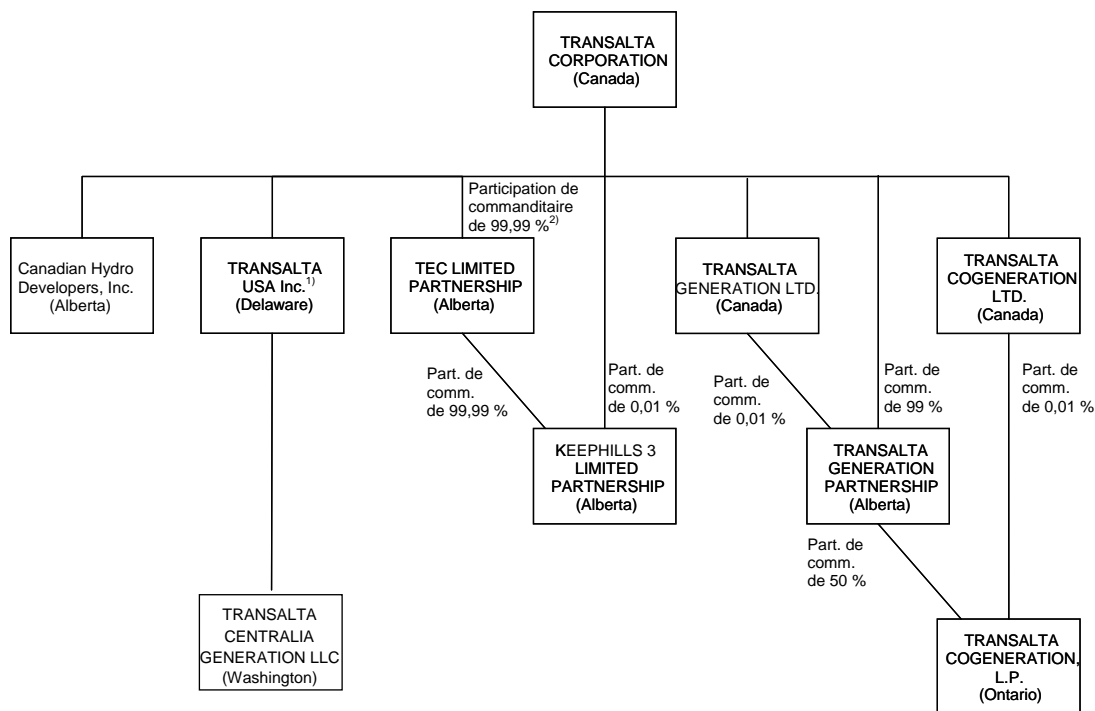
TransAlta Corporation a été constituée par un certificat de fusion délivré en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* (la « **LCSA** ») le 8 octobre 1992. Le 31 décembre 1992, un certificat de modification a été délivré relativement à un plan d'arrangement concernant la société et TransAlta Utilities Corporation (« **TransAlta Utilities** » ou « **TAU** ») aux termes de la LCSA. Par suite du plan d'arrangement, qui a été approuvé par les actionnaires le 26 novembre 1992, les actionnaires ordinaires de TransAlta Utilities ont échangé leurs actions ordinaires contre des actions de TransAlta à raison d'une action pour une action. Lors de la conclusion de l'arrangement, TransAlta Utilities est devenue une filiale en propriété exclusive de TransAlta. Le 1<sup>er</sup> janvier 2009, TransAlta s'est vu délivrer de nouveau un certificat de fusion en vertu de la LCSA dans le cadre de la fusion de TransAlta Corporation, de TransAlta Utilities, de Corporation d'Énergie TransAlta (« **Énergie TransAlta** » ou « **CET** ») et de Keephills 3 GP Ltd. La fusion a été accomplie dans le cadre d'une série d'opérations visant TransAlta et certaines de ses filiales et certains membres de son groupe réalisées aux fins de la restructuration (la « **restructuration** ») de la participation de TransAlta dans certains de ses actifs.

Le siège social et principal établissement de TransAlta est situé au 110 – 12<sup>th</sup> Avenue S.W., Calgary (Alberta), Canada T2R 0G7.

### Liens intersociétés

À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2009, la société a achevé la restructuration aux termes de laquelle les actifs et affaires commerciales de TAU et de CET (à l'exception des activités éoliennes) ont été transférées à TransAlta Generation Partnership, une nouvelle société en nom collectif de l'Alberta, dont les associés sont TransAlta Corporation et TransAlta Generation Ltd., filiale en propriété exclusive de TransAlta Corporation. TransAlta Generation Partnership est gérée par TransAlta Corporation aux termes de la convention de société et d'une convention de services de gestion. Tout de suite après le transfert des actifs par TAU et CET à TransAlta Generation Partnership, TransAlta Corporation a fusionné avec TAU, CET et Keephills 3 GP Ltd. aux termes de la LCSA. TransAlta demeure la société de portefeuille des diverses entreprises de la société, dont certaines sont maintenant détenues directement, dans le cas de certains actifs éoliens, et dont certaines sont détenues indirectement, dans le cas des anciens actifs et des activités de production de TAU et de CET ainsi que des actifs et des activités de Canadian Hydro Developers, Inc. (« **Canadian Hydro** »). TransAlta a réalisé l'acquisition de Canadian Hydro le 4 novembre 2009.

À compter du le 31 décembre 2010, les principales filiales de la société ainsi que leurs territoires respectifs de constitution sont indiqués ci-dessous :



**Nota :**

- 1) TransAlta USA Inc. est une filiale indirecte de TransAlta.
- 2) La participation de 0,01 pour cent restante dans TEC Limited Partnerships appartient à TransAlta (Ft. McMurray) Ltd., une filiale en propriété exclusive de TransAlta.

Sauf si le contexte s’y oppose, tous les renvois à la « société », à « **TransAlta** », et à « nous » dans les présentes désignent TransAlta Corporation et ses filiales sur une base consolidée. Les renvois à « **TransAlta Corporation** » dans les présentes désignent TransAlta Corporation, en excluant ses filiales.

**APERÇU**

TransAlta et ses devancières se consacrent à la production et à la vente d’énergie électrique depuis 1909. La société est au nombre des plus grandes entreprises non réglementées de production et de commercialisation de l’électricité, sa participation globale nette atteignant 8 641 mégawatts (« **MW** ») de capacité de production<sup>1</sup> dans des centrales ayant une capacité de production globale de quelque 10 452 MW. En outre, la société a des centrales en construction dans lesquelles sa participation nette atteint 305 MW de capacité de production dans les centrales conçues pour fournir une capacité de production globale de 530 MW, portant sa participation nette totale à 8 946 MW de capacité de production dans les centrales qui ont ou qui auront une capacité globale de 10 982 MW. La société est axée sur la production d’électricité au Canada, aux États-Unis et en Australie grâce à un portefeuille diversifié de centrales alimentées au charbon, au gaz naturel, à l’énergie hydraulique, à l’énergie éolienne, à la biomasse et par des ressources géothermiques.

Au Canada, la société détient une participation nette de 6 362 MW de capacité de production d’électricité dans des centrales thermiques, au gaz naturel, à l’énergie éolienne, à l’énergie hydraulique et à la biomasse, dont 5 098 MW dans l’Ouest canadien, 1 040 MW en Ontario, 99 MW au Québec et 125 MW au Nouveau-Brunswick.

Aux États-Unis, les principales centrales de la société comprennent une centrale thermique de 1 340 MW et une centrale alimentée au gaz naturel de 248 MW, toutes deux situées à Centralia (Washington), qui fournissent de l’électricité dans la région du nord-ouest du Pacifique. La société détient aussi une participation de 50 % dans CE Generation, LLC (« **CE Generation** »), ce qui lui

<sup>1</sup> TransAlta mesure la capacité en tant que capacité maximale nette (« **CMN** ») qu’une unité peut maintenir sur une certaine période, mesure qui est conforme aux normes de l’industrie. À moins d’indication contraire, les données sur la capacité sont présentées à la date de la présente notice annuelle et représentent la capacité détenue et exploitée par la société.

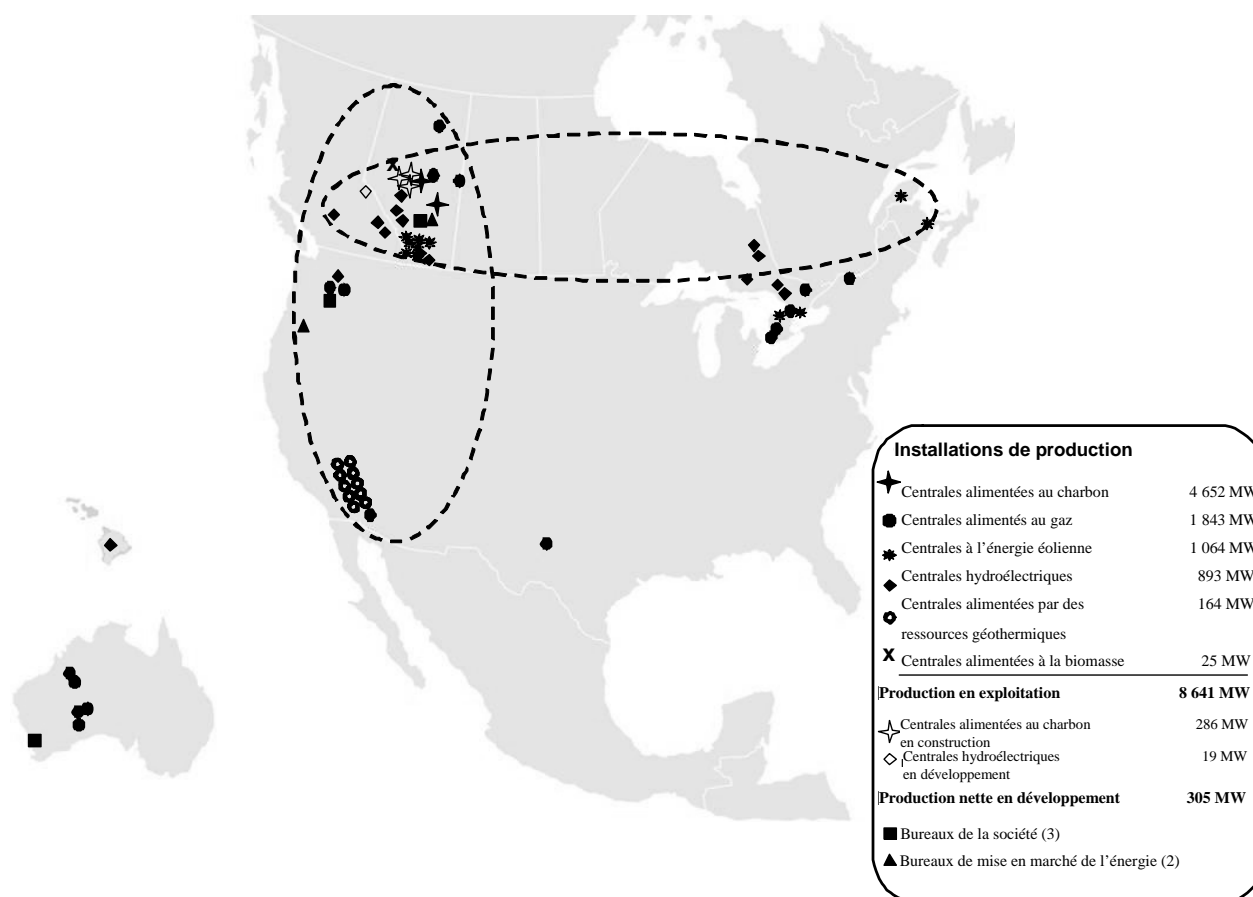
donne une participation nette globale d'environ 385 MW de capacité de production d'électricité dans des centrales géothermiques en Californie et dans des centrales alimentées au gaz naturel dans les États du Texas, de l'Arizona et de New York. De plus, la société a 6 MW de capacité de production d'électricité grâce à des centrales hydroélectriques situées dans les États de Washington et d'Hawaï.

En Australie, la société détient 300 MW de capacité de production électrique nette dans des centrales alimentées au gaz naturel.

La société passe périodiquement en revue ses opérations afin d'optimiser ses actifs productifs et évalue les possibilités de croissance appropriées. La société a par le passé apporté et pourrait à l'avenir apporter des changements et ajouts à son parc de centrales alimentées au charbon, au gaz naturel, à l'énergie hydraulique, à l'énergie éolienne, à la biomasse et par des ressources géothermiques.

### Carte des activités de TransAlta

La carte suivante présente les activités de TransAlta en date du 31 décembre 2010.



### DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

La société est organisée suivant trois secteurs d'activité : la production, les opérations sur les produits énergétiques<sup>1</sup> et les activités de la société. Le groupe de la production est responsable de la construction, de l'exploitation et de l'entretien des installations de production d'électricité de la société. Le groupe des opérations sur les produits énergétiques est chargé des opérations de gros sur l'électricité et d'autres marchandises et instruments dérivés liés à l'énergie. Il est également responsable de la gestion de la capacité de production disponible ainsi que des besoins en matière de combustible et de transport du secteur de la production. Ces deux secteurs sont soutenus par un groupe du siège social qui s'occupe des fonctions financières, fiscales, trésorières, juridiques, de la réglementation, des questions d'environnement, de santé et de sécurité, du développement durable, des communications

<sup>1</sup> Le secteur des opérations sur les produits énergétiques était appelé « Activités commerciales et expansion » dans nos notices annuelles précédentes.

d'entreprise, des relations gouvernementales et avec les investisseurs, des technologies de l'information, des ressources humaines, de la vérification interne et des autres tâches de soutien administratif.

Les événements et conditions importants qui ont eu une incidence sur l'activité de TransAlta au cours des trois derniers exercices financiers terminés sont résumés ci-dessous. Certains de ces événements et conditions sont étudiés plus en détail à la rubrique « Activités de TransAlta » de la présente notice annuelle.

### Faits récents

- Le 18 février 2011, l'acheteur du CAÉ de nos centrales de Sundance 1 et 2 nous a avisés qu'il entend contester nos avis de force majeure et de mise hors service pour la destruction, que nous avons fournis conformément aux modalités du contrat d'achat d'énergie A de Sundance (« CAÉ »). Il nous a également avisés qu'il prévoit poursuivre le processus de règlement des différends conformément aux modalités du CAÉ. Bien qu'aucune garantie ne puisse être donnée quant à l'issue ultime de ces affaires, nous estimons que le règlement sera en notre faveur. Nous demeurons engagés à continuer de collaborer avec l'acheteur du CAÉ et le Balancing Pool conformément au processus établi dans le CAÉ.
- Le 8 février 2011, TransAlta a émis un avis de mise hors service pour la destruction de ses unités de production alimentées au charbon 1 et 2 aux termes du CAÉ. Cette mesure était fondée sur notre examen nous ayant permis de déterminer que les chaudières étaient dans un piètre état physique et qu'elles ne pouvaient pas être remises en service de façon économique conformément aux modalités du CAÉ. Aux termes du CAÉ, la mise hors service pour la destruction permet de récupérer la valeur comptable nette fixée dans le CAÉ.
- Le 4 janvier 2011, TransAlta a déclaré un cas de force majeure visant ses unités de production alimentées au charbon 1 et 2 de Sundance relativement à des problèmes liés aux tubes de la chaudière. La totalité des 560 MW des unités 1 et 2 de Sundance étaient à ce moment considérées comme étant hors service à partir du 16 décembre et du 19 décembre, respectivement, jusqu'au 15 février, étant donné que les unités ont été fermées aux fins d'inspection afin de déterminer l'ampleur des réparations nécessaires. La décision de fermer les unités a été prise par l'Alberta Boiler Safety Association (« ABSA »), qui a indiqué que, dans les circonstances, les unités devaient être fermées immédiatement conformément aux normes de sécurité de l'industrie. Les unités ne peuvent être remises en service sans l'inspection et l'approbation de l'ABSA. Conformément aux modalités de son CAÉ pour ces unités, TransAlta a avisé l'acheteur du CAÉ et le Balancing Pool d'un cas de force majeure. Pendant la durée de la période de force majeure, TransAlta a le droit de recevoir ses paiements relatifs à la capacité au titre du CAÉ et sera protégée contre toute pénalité relative au manque de disponibilité des unités, dans la mesure où l'événement respecte les critères de force majeure énoncés dans le CAÉ. Bien que la société estime que cet événement constitue un cas de force majeure, rien ne garantit qu'il sera considéré comme tel.
- Le 20 décembre 2010, TransAlta Cogeneration L.P. (« TA Cogen »), société en commandite appartenant indirectement à 50,01 pour cent à TransAlta, a conclu une convention visant la vente de sa participation de 50 pour cent dans la centrale de Meridian. La clôture de la vente devrait avoir lieu au début de 2011.

### Production et expansion des affaires

#### 2010

- Le 6 décembre 2010, la société a annoncé qu'elle avait mis en service 123 MW provenant de deux nouvelles centrales éoliennes, avant les délais prévus et en respectant le budget. La centrale éolienne d'Ardenville de 135 millions de dollars, située à environ 8 km au sud de Fort Macleod, en Alberta, comportait l'installation de 23 éoliennes Vestas V90 de 3,0 MW. Le 28 avril 2009, la société a annoncé qu'elle planifiait concevoir, construire et exploiter Ardenville, dans le sud de l'Alberta. La centrale a une puissance installée de 69 MW. Le coût des immobilisations du projet comprend l'achat d'une éolienne de 3 MW déjà en service à la centrale de Macleod Flats.

L'expansion de 100 millions de dollars de la centrale éolienne de Kent Hills, située à environ 33 km au sud-ouest de Moncton, au Nouveau-Brunswick, a fait augmenter la capacité de production existante de la centrale de 54 MW, soit à 150 MW grâce à l'installation de 18 éoliennes Vestas V90 de 3,0 MW. Le 11 janvier 2010, la société a annoncé qu'elle avait conclu un contrat d'achat d'énergie de 25 ans avec Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick (« Énergie Nouveau-Brunswick ») à l'égard de cette énergie éolienne supplémentaire. Le parc éolien de Kent Hills de 96 MW a commencé ses activités commerciales le 31 décembre 2008 et était composé de 32 éoliennes Vestas V90 de 3,0 MW. La puissance provenant de ce projet est également vendue aux termes d'un contrat d'achat d'énergie conclu avec Énergie Nouveau-Brunswick.

- Le 29 octobre 2010, la société a annoncé qu'elle procédait à un accroissement de la capacité nominale de 15 MW à son unité 3 de Sundance en Alberta. La puissance de l'unité de Sundance passera à 368 MW et devrait être opérationnelle d'ici la fin de 2012. Le coût des immobilisations de cette augmentation est estimé à 27 millions de dollars.
- Le 28 juin 2010, la société, de concert avec Enbridge Inc., a annoncé qu'Enbridge participe au développement du projet Pioneer, premier projet canadien totalement intégré de captage et de stockage du carbone (« CSC »), nécessitant la réhabilitation d'une centrale alimentée au charbon. Enbridge apporte au projet Pioneer son expertise en matière de conception et de construction d'infrastructures de pipelines, de même que ses vastes connaissances en matière de capture de CO<sub>2</sub>.
- Le 7 juin 2010, la société a annoncé qu'elle avait déclaré un cas de force majeure en raison de la défaillance mécanique de composantes critiques de la génératrice à sa centrale thermique de Sundance 3 de 353 MW située à Wabamun, en Alberta. L'unité devrait retrouver sa pleine capacité lorsque les importants travaux d'entretien auront été terminés en 2012, en raison du délai d'approvisionnement de 18 à 24 mois nécessaire afin de faire l'acquisition d'un nouvel enroulement du stator de la génératrice.
- Le 26 avril 2010, la société et le gouverneur de l'État de Washington ont signé un protocole d'entente (un « **protocole d'entente** ») dans le but d'amorcer les pourparlers à l'égard de l'élaboration d'une entente visant à réduire de façon importante les émissions des gaz à effet de serre de la centrale alimentée au charbon de Centralia et à fournir une capacité de remplacement d'ici 2025. Le protocole d'entente fixe des objectifs clairs et un échéancier définitif en vue de mettre en œuvre une entente assurant la transition de l'État vers des sources d'énergie propre tout en protégeant les emplois et l'économie locale. Le protocole d'entente reconnaît également le besoin de protéger la valeur que la centrale de Centralia procure aux actionnaires de TransAlta.
- Le 1<sup>er</sup> avril 2010, la société a annoncé qu'après 54 ans, elle a entièrement mis hors service toutes les unités de sa centrale de Wabamun. Le 31 mars 2010, la dernière unité en exploitation a mis fin à ses activités commerciales. Au cours des prochaines années, TransAlta procédera à des travaux de restauration et de remise en état de la centrale de Wabamun, travaux qui ont été autorisés par le gouvernement de l'Alberta.

## 2009

- Le 17 novembre 2009, la société a tenu sa deuxième vente aux enchères d'électricité à prix fixe en Alberta, aux termes de laquelle les clients pouvaient s'assurer d'obtenir des volumes d'électricité de gros à des prix concurrentiels de 2010 à 2013.
- Le 4 novembre 2009, TransAlta a réalisé l'acquisition, par l'intermédiaire d'une filiale en propriété exclusive, de la totalité des actions ordinaires émises et en circulation de Canadian Hydro moyennant une contrepartie en espèces totale de 755,0 millions de dollars. À la clôture de l'acquisition, Canadian Hydro exploitait des centrales éoliennes, hydroélectriques et alimentées à la biomasse de 694 MW en Colombie-Britannique, en Alberta, en Ontario et au Québec et avait des projets en construction d'une capacité de 18 MW.
- En date du 30 septembre 2009, la société a signé un nouveau contrat à long terme avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO ») pour la centrale de cogénération alimentée au gaz naturel de la région de Sarnia. Le contrat est fondé sur la capacité et s'échelonne du 1<sup>er</sup> juillet 2009 au 31 décembre 2025. Même si les modalités spécifiques du contrat sont confidentielles, l'OEO a indiqué que l'entente est comparable aux autres ententes semblables signées par l'OEO.
- Le 20 mai 2009, la société a annoncé qu'elle devancerait au deuxième et au troisième trimestres de 2009 une importante interruption aux fins d'entretien de sa centrale de Sundance 3 de 353 MW qui devait avoir lieu au deuxième trimestre de 2010.
- Le 10 février 2009, la société a annoncé que la centrale de Sundance 4 de 406 MW avait connu une panne en décembre 2008 en raison de la défaillance d'un ventilateur. La capacité de l'unité a alors été réduite à environ 205 MW. La réparation des composantes du ventilateur par le fabricant de l'équipement original a été plus longue que prévu et, par conséquent, l'unité 4 n'a été remise en service que le 23 février 2009. En raison de ce retard, la production du premier trimestre a été réduite de 328 gigawattheures (« GWh ») et le bénéfice net a chuté d'environ 10 millions de dollars. Le 27 avril 2009, le Balancing Pool, entité créée par le gouvernement de l'Alberta, a rejeté l'affirmation de la société selon laquelle cette panne devrait être considérée comme un événement de force majeure à faible probabilité et à impact élevé. Tel qu'exigé par la législation régissant le CAÉ, la société était tenue de payer les amendes liées à la réduction de la



capacité. La société a réglé cette question au cours du troisième trimestre et les modalités du règlement sont confidentielles.

- Le 29 janvier 2009, la société a annoncé qu'elle procéderait à deux accroissements de la capacité nominale de 23 MW à sa centrale de Keephills en Alberta. La capacité des unités 1 et 2 de Keephills sera portée à 406 MW, et ces dernières devraient être opérationnelles d'ici la fin de 2012. Le coût total en capital estimatif des projets est de 68 millions de dollars.

## 2008

- Le 8 octobre 2008, la société a annoncé la conclusion de la vente de ses activités mexicaines à Intergen Global Ventures B.V. II moyennant un prix de vente de 303,5 millions de dollars US. La vente comprenait la centrale alimentée au gaz naturel à cycle combiné gaz naturel/diesel de 252 MW de Campeche, une centrale alimentée au gaz naturel à cycle combiné de 259 MW à Chihuahua et tous les accords commerciaux s'y rattachant.
- Le 27 mai 2008, la société a annoncé qu'à compter de 2009, elle débiterait une expansion de 66 MW de sa centrale de Summerview située dans le sud de l'Alberta. Le projet comprendra 22 éoliennes Vestas V90 de 3,0 MW. La centrale Summerview 2 a commencé ses activités commerciales le 23 février 2010. Le coût total des immobilisations de ce projet s'élève à 118 millions de dollars.
- Le 21 avril 2008, la société a annoncé un accroissement de la capacité nominale de 53 MW à l'unité 5 de la centrale de Sundance. Le coût total des immobilisations du projet était d'environ 77 millions de dollars et les activités commerciales ont commencé en novembre 2009.
- Le 3 avril 2008, TransAlta a annoncé un partenariat avec Alstom LLC en vue de développer un projet de captage et de stockage du carbone de 1 million de tonnes par année à l'une des centrales alimentées au charbon de TransAlta en Alberta.
- Le 20 février 2008, la société a annoncé qu'elle avait signé un contrat d'achat-vente avec Intergen Global Ventures B.V. (« **Intergen** ») aux termes duquel Intergen a convenu de verser à la société 303,5 millions de dollars américains en espèces pour ses actifs du Mexique.
- Le 13 février 2008, la société a annoncé qu'elle construira, à compter de 2009, une centrale éolienne de 66 MW au sud de l'Alberta, comprenant 22 éoliennes Vestas V90 de 3 MW chacune. Le coût total des immobilisations du projet d'énergie éolienne de Blue Trail s'élevait à 113 millions de dollars. La capacité tirée de ce projet est vendue par l'entremise de l'Alberta Power Pool.

## Questions liées à la société

### 2010

- Le 10 décembre 2010, la société a émis des actions privilégiées à taux rajustable et à dividende cumulatif 4,60 % d'un capital de 300 millions de dollars pour un produit net revenant à la société de 291,2 millions de dollars.
- Le 28 novembre 2010, la société et le Global Carbon Capture and Storage Institute ont annoncé que le projet Pioneer, soit le projet de CSC de la société, a obtenu un financement de 5 millions de dollars AU afin de favoriser le partage des connaissances à l'égard des CSC. Le projet Pioneer est le premier projet de CSC entièrement intégré au Canada et vise la réhabilitation d'une centrale électrique alimentée au charbon. Le projet Pioneer contribuera à la recherche internationale et aux connaissances de pointe provenant d'un forum mondial sur les CSC et permettra d'accéder à ces données. Le 28 juin 2010, la société, de concert avec Enbridge Inc., a annoncé qu'Enbridge participe à la mise en œuvre du projet Pioneer. Enbridge apporte au projet Pioneer son expertise en matière de conception et de construction d'infrastructures de pipelines ainsi que sa vaste connaissance de la capture du CO<sub>2</sub>. Le 14 octobre 2009, les gouvernements fédéral et provinciaux ont annoncé que le projet Pioneer avait obtenu un financement engagé de plus de 750 millions de dollars. Capital Power L.P. se joint à la société et à Alstom à titre de participante à la mise en œuvre du projet Pioneer. La société est l'associée directrice de ce partenariat conjoint entre le gouvernement et l'industrie. Le financement appuiera également la réalisation d'une étude d'ingénierie et de conception préliminaire (« **EICP** »), qui devrait être terminée d'ici la fin de 2011. La construction de la centrale, si elle est appuyée par l'étude, serait terminée en 2015-2018. Le projet Pioneer a tout d'abord été annoncé le 3 avril 2008, à titre d'entente conclue avec Alstom Canada Inc. visant la mise en

œuvre du projet de CSC de 1 million de tonnes par année à l'une des centrales alimentées au charbon de TransAlta situées en Alberta.

- Le 23 juin 2010, la société a répondu à la récente annonce de politique du gouvernement fédéral obligeant l'élimination progressive de la production d'électricité alimentée au charbon au Canada. Conformément à la proposition d'Ottawa, les sociétés d'énergie devraient fermer leurs centrales alimentées au charbon après 45 années de service ou à l'échéance de leurs contrats d'achat d'énergie, selon la plus éloignée de ces dates. Les sociétés ne pourraient pas faire des investissements en vue de prolonger la durée de vie de ces centrales, à moins que les niveaux d'émission ne soient réduits aux niveaux équivalents à ceux d'une centrale à cycle combiné au gaz naturel.
- Le 12 mars 2010, la société a émis des billets de premier rang 6,50 % d'un capital de 300 millions de dollars US échéant le 15 mars 2040 pour un produit net revenant à la société de 293,3 millions de dollars US.

## 2009

- Le 18 novembre 2009, la société a émis des billets à moyen terme 6,4 % d'un capital de 400 millions de dollars échéant le 18 novembre 2019 pour un produit net revenant à la société de 397,2 millions de dollars.
- Le 13 novembre 2009, la société a émis des billets de premier rang 4,75 % d'un capital de 500 millions de dollars US échéant le 15 janvier 2015 pour un produit net revenant à la société de 495,9 millions de dollars US.
- Le 5 novembre 2009, la société a réalisé un placement public de 20 522 500 actions ordinaires au prix de 20,10 \$ l'action ordinaire, donnant lieu à un produit net revenant à la société de 396,0 millions de dollars.
- Le 14 octobre 2009, les gouvernements fédéral et provinciaux ont annoncé que le projet de CSC, appelé projet Pioneer, avait reçu un financement engagé de plus de 750 millions de dollars. Le financement est fourni dans le cadre du Fonds pour l'énergie propre de 1 milliard de dollars du gouvernement du Canada et de l'initiative de CSC de 2 milliards de dollars du gouvernement de l'Alberta. Le financement appuiera également la réalisation d'une EICP. Le coût de l'EICP est évalué à 20 millions de dollars : 10 millions de dollars seront fournis par le gouvernement fédéral; 5 millions de dollars seront fournis par le gouvernement provincial; et 5 millions de dollars seront fournis par la société et d'autres partenaires de l'industrie. La construction de la centrale, si elle obtient l'appui prévu par l'étude, serait réalisée afin de procéder au démarrage de la centrale en 2015. La société est l'associée directrice du partenariat entre le gouvernement et l'industrie.
- Le 29 mai 2009, la société a émis des billets à moyen terme 6,45 % d'un capital de 200 millions de dollars échéant le 29 mai 2014 pour un produit net revenant à la société de 198,9 millions de dollars.
- Le 29 janvier 2009, le conseil d'administration de la société (le « conseil ») a déclaré un dividende trimestriel de 0,29 \$ l'action ordinaire, payable le 1<sup>er</sup> avril 2009 aux porteurs inscrits le 1<sup>er</sup> mars 2009. Cela représente une augmentation du dividende trimestriel de 0,02 \$ l'action, ce qui donne un dividende total de 1,16 \$ l'action sur une base annualisée.
- À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2009, la société a réalisé une réorganisation aux termes de laquelle les actifs et affaires commerciales de TAU et de CET (à l'exception des activités éoliennes) ont été transférés à TransAlta Generation Partnership, société en nom collectif de l'Alberta, dont les associés sont TransAlta et TransAlta Generation Ltd., filiale en propriété exclusive de TransAlta. TransAlta Generation Partnership est gérée par TransAlta conformément aux modalités d'une convention de société et d'une convention de services de gestion. Tout de suite après le transfert des actifs par TAU et CET à TransAlta Generation Partnership, TransAlta Corporation a fusionné avec TAU, CET et Keephills 3 GP Ltd. aux termes de la LCSA. TransAlta demeure la société de portefeuille des diverses entreprises de la société, dont certaines sont détenues directement, dans le cas des actifs éoliens, et dont certaines sont détenues indirectement, dans le cas des anciens actifs et activités de production de TAU et de CET.

## 2008

- Le 9 mai 2008, la société a émis des billets de premier rang 6,65 % d'un capital de 500 millions de dollars US échéant le 15 mai 2018 pour un produit net revenant à la société de 495,4 millions de dollars US.
- Le 1<sup>er</sup> février 2008, le conseil a déclaré un dividende trimestriel de 0,27 \$ par action ordinaire, payable le 1<sup>er</sup> avril 2008 aux porteurs inscrits le 1<sup>er</sup> mars 2008. Ce dividende représente une augmentation de 0,02 \$ par action du dividende trimestriel, ce qui donne un dividende de 1,08 \$ par action sur une base annualisée.

## ACTIVITÉS DE TRANSALTA

### Secteur de la production

Le secteur de la production est chargé de la construction, de l'exploitation et de l'entretien des centrales de production d'électricité de la société. Le tableau ci-dessous présente de façon sommaire les centrales de production de la société qui sont en exploitation, en construction ou mises en valeur au 31 décembre 2010. Les rubriques qui suivent fournissent de plus amples renseignements sur les centrales par région géographique et par type de combustible.

Ouest du Canada						
Centrale	Capacité (MW) <sup>1)</sup>	Propriété (%)	Capacité détenue nette <sup>1)</sup>	Combustible	Source de produits	Date d'expiration du contrat
Sundance <sup>2)3)</sup>	2 141	100	2 141	Charbon	CAÉ de l'Alberta / marchands <sup>3)</sup>	2017, 2020
Keephills <sup>4)</sup>	812	100	812	Charbon	CAÉ de l'Alberta/marchands <sup>4)</sup>	2020
Keephills 3 <sup>5)</sup>	450	50	225	Charbon	Marchands	-
Sheerness	780	25	195	Charbon	CAÉ de l'Alberta	2020
Genesee 3	450	50	225	Charbon	Marchands	-
Fort Saskatchewan	118	30	35	Gaz naturel	Contrat à long terme (« CLT »)	2019
Meridian	220	25	55	Gaz naturel	CLT	2024
Poplar Creek	356	100	356	Gaz naturel	CLT/marchands	2024
Blue Trail	66	100	66	Énergie éolienne	Marchands	-
Castle River <sup>6)</sup>	44	100	44	Énergie éolienne	CLT/marchands	2011
Cowley North	20	100	20	Énergie éolienne	Marchands	-
Cowley Ridge	21	100	21	Énergie éolienne	Marchands	-
Macleod Flats	3	100	3	Énergie éolienne	Marchands	-
McBride Lake	75	50	38	Énergie éolienne	CLT	2023
Sinnott	7	100	7	Énergie éolienne	Marchands	-
Soderglen	71	50	35	Énergie éolienne	Marchands	-
Summerview 1 <sup>7)</sup>	70	100	70	Énergie éolienne	Marchands	-
Summerview 2	66	100	66	Énergie éolienne	Marchands	-
Taylor Wind	3	100	3	Énergie éolienne	Marchands	-
Ardenville	69	100	69	Énergie éolienne	Marchands	-
Akolkolex	10	100	10	Hydraulique	CLT	2015
Barrier	13	100	13	Hydraulique	CAÉ de l'Alberta	2020
Bears paw	17	100	17	Hydraulique	CAÉ de l'Alberta	2020
Belly River	3	100	3	Hydraulique	Marchands	-
Big Horn	120	100	120	Hydraulique	CAÉ de l'Alberta	2020
Bone Creek <sup>5)</sup>	19	100	19	Hydraulique	CLT	2031
Brazeau	355	100	355	Hydraulique	CAÉ de l'Alberta	2020
Cascade	36	100	36	Hydraulique	CAÉ de l'Alberta	2020
Ghost	51	100	51	Hydraulique	CAÉ de l'Alberta	2020
Horseshoe	14	100	14	Hydraulique	CAÉ de l'Alberta	2020
Interlakes	5	100	5	Hydraulique	CAÉ de l'Alberta	2020
Kananaskis	19	100	19	Hydraulique	CAÉ de l'Alberta	2020
Pingston	45	50	23	Hydraulique	CLT	2023
Pocaterra	15	100	15	Hydraulique	CAÉ de l'Alberta	2013
Rundle	50	100	50	Hydraulique	CAÉ de l'Alberta	2020
Spray	103	100	103	Hydraulique	CAÉ de l'Alberta	2020
St. Mary	2	100	2	Hydraulique	Marchands	-
Taylor Hydro	13	50	6	Hydraulique	Marchands	-
Three Sisters	3	100	3	Hydraulique	CAÉ de l'Alberta	2020
Upper Mamquam	25	100	25	Hydraulique	CLT	2025
Waterton	3	100	3	Hydraulique	Marchands	-
GPEC	25	100	25	Biomasse	CLT	2019-2024
<b>Total Ouest du Canada</b>	<b>6 788</b>		<b>5 403</b>			

<b>Est du Canada</b>						
<b>Centrale</b>	<b>Capacité (MW)<sup>1)</sup></b>	<b>Propriété (%)</b>	<b>Capacité détenue nette<sup>1)</sup></b>	<b>Combustible</b>	<b>Source de produits</b>	<b>Date d'expiration du contrat</b>
Mississauga	108	50	54	Gaz naturel	CLT	2017
Ottawa	68	50	34	Gaz naturel	CLT	2012
Sarnia <sup>8)</sup>	506	100	506	Gaz naturel	CLT	2022-2025
Windsor	68	50	34	Gaz naturel	CLT/marchands	2016
Kent Hills	150	83	125	Énergie éolienne	CLT	2033-2035
Le Nordais	99	100	99	Énergie éolienne	CLT	2033
Melancthon	200	100	200	Énergie éolienne	CLT	2026-2028
Wolfe Island	198	100	198	Énergie éolienne	CLT	2029
Appleton	1	100	1	Hydraulique	CLT	2011
Galetta	2	100	2	Hydraulique	CLT	2011
Misema	3	100	3	Hydraulique	CLT	2027
Moose Rapids	1	100	1	Hydraulique	CLT	2011
Ragged Chute	7	100	7	Hydraulique	CLT	2011
<b>Total Est du Canada</b>	<b>1 411</b>		<b>1 264</b>			

<b>États-Unis</b>						
<b>Centrale</b>	<b>Capacité (MW)<sup>1)</sup></b>	<b>Propriété (%)</b>	<b>Capacité détenue nette<sup>1)</sup></b>	<b>Combustible</b>	<b>Source de produits</b>	<b>Date d'expiration du contrat</b>
Centralia <sup>9)</sup>	1 340	100	1 340	Charbon	Marchands	-
Centralia Natural Gas	248	100	248	Gaz naturel	Marchands	-
Power Resource	212	50	106	Gaz naturel	Marchands	-
Saranac	240	37,5	90	Gaz naturel	Marchands	-
Yuma	50	50	25	Gaz naturel	CLT	2024
Centrales géothermiques d'Imperial Valley <sup>10)</sup>	327	50	164	Géothermique	CLT	2016-2029
Skookumchuck <sup>11)</sup>	1	100	1	Hydro	CLT	2020
Wailuku	10	50	5	Hydro	CLT	2023
<b>Total États-Unis</b>	<b>2 428</b>		<b>1 979</b>			

<b>Australie</b>						
<b>Centrale</b>	<b>Capacité (MW)<sup>1)</sup></b>	<b>Propriété (%)</b>	<b>Capacité détenue nette<sup>1)</sup></b>	<b>Combustible</b>	<b>Source de produits</b>	<b>Date d'expiration du contrat</b>
Parkeston	110	50	55	Gaz naturel	CLT	2016
Southern Cross <sup>12)</sup>	245	100	245	Gaz naturel/diesel	CLT	2013
<b>Total Australie</b>	<b>355</b>		<b>300</b>			

<b>TOTAL</b>	<b>10 982</b>		<b>8 946</b>			
--------------	---------------	--	--------------	--	--	--

**Nota :**

- 1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus près.
- 2) Se reporter aux Faits récents dans la présente notice annuelle pour obtenir de plus amples renseignements concernant nos unités 1 et 2 de Sundance.
- 3) La capacité marchande renvoie à des accroissements de la capacité nominale de 15 MW (en développement), de 53 MW, de 53 MW et de 44 MW aux unités 3, 4, 5 et 6, respectivement.
- 4) Comprend deux accroissements de la capacité nominale de 23 MW aux unités 1 et 2 qui devraient être opérationnelles en 2012. La capacité marchande renvoie à ces deux accroissements de la capacité nominale.
- 5) Ces centrales sont actuellement mises en valeur.
- 6) Comprend sept turbines supplémentaires à d'autres emplacements.
- 7) Comprend deux centrales.
- 8) La CMN de 575 MW de Sarnia a été rajustée en raison de la mise hors service de certains équipements de la centrale.
- 9) La CMN de 1 404 MW de Centralia Thermal a été réduite afin de tenir compte de la puissance inférieure de la centrale en raison de sa conversion en centrale de combustion du charbon du bassin de la Powder River.
- 10) Comprend dix centrales.
- 11) Cette centrale est utilisée afin de fournir un approvisionnement en eau fiable aux autres centrales de production de TransAlta à Centralia.
- 12) Comprend quatre centrales.

## Canada : Ouest du Canada

### Centrales thermiques

Le tableau ci-dessous présente les centrales de production thermique de la société dans l'Ouest du Canada :

Emplacement	Province	Centrale	Capacité (MW)	Propriété (%)	Dates de mise en service	Date d'expiration du contrat
Sundance	AB	Sundance – unité 1 <sup>1)</sup>	280	100	1970	2017
	AB	Sundance – unité 2 <sup>1)</sup>	280	100	1973	2017
	AB	Sundance – unité 3 <sup>2)</sup>	368	100	1976	2020
	AB	Sundance – unité 4	406	100	1977	2020
	AB	Sundance – unité 5	406	100	1978	2020
	AB	Sundance – unité 6	401	100	1980	2020
Keephills	AB	Keephills – unité 1 <sup>3)</sup>	406	100	1983	2020
	AB	Keephills – unité 2 <sup>3)</sup>	406	100	1984	2020
	AB	Keephills – unité 3 <sup>4)</sup>	450	50	2011	-
Sheerness	AB	Sheerness – unité 1	390	25	1986	2020
	AB	Sheerness – unité 2	390	25	1990	2020
Genesee	AB	Genesee 3	450	50	2005	-
<b>Total</b>			<b>4 633</b>			

#### Nota :

- 1) Se reporter aux Faits récents dans la présente notice annuelle pour obtenir de plus amples renseignements concernant nos unités 1 et 2 de Sundance.
- 2) Comprend un accroissement de la capacité nominale de 15 MW qui devrait être opérationnel en 2012.
- 3) Comprend deux accroissements de la valeur nominale de 23 MW aux unités 1 et 2 qui devraient être opérationnels en 2012.
- 4) Cette centrale est actuellement mise en valeur.

Les centrales de Sundance et Keephills (les « centrales thermiques de l'Alberta ») sont situées à environ 70 kilomètres à l'ouest d'Edmonton, en Alberta et appartiennent à TransAlta. La centrale de Sheerness est située à environ 200 km au nord-est de Calgary, en Alberta et appartient en copropriété à TA Cogen, une société en commandite de l'Ontario, et ATCO Power (2000) Ltd. (« **ATCO Power** »). La centrale de Genesee est située à environ 70 km à l'ouest d'Edmonton, en Alberta, et est détenue conjointement par TransAlta et Capital Power. Les centrales thermiques de TransAlta sont en général des centrales de base, ce qui signifie qu'elles devraient être exploitées sur de longues périodes de temps à ou près de leur capacité nominale.

Une mine de charbon exploitée par enlèvement d'un terrain de couverture, située tout près des centrales, pourvoit aux besoins en combustible des centrales thermiques de l'Ouest canadien de TransAlta. TransAlta possède la mine de Highvale qui approvisionne les centrales de Sundance et de Keephills en charbon. TransAlta estime que les réserves de charbon récupérables de cette mine devraient être suffisantes pour répondre aux besoins prévus pour la durée des centrales qu'elle dessert, y compris l'exploitation après l'expiration des CAÉ et l'expansion possible des centrales. TransAlta possède également la mine de Whitewood qui approvisionnait auparavant en charbon la centrale de Wabamun ayant été mise hors service. La mine de Whitewood n'est plus en service.

Le charbon servant à la centrale de Sheerness lui est fourni par la mine de Sheerness avoisinante. Les réserves de charbon de cette mine sont détenues en propriété, louées ou contrôlées conjointement par TA Cogen, ATCO Power et Prairie Mines & Royalties Limited (« **PMRL** »). TA Cogen et ATCO Power ont conclu des ententes d'approvisionnement en charbon avec PMRL, exploitant de la mine, pour l'approvisionnement en charbon jusqu'en 2026.

Le charbon servant à la centrale de Genesee 3 lui est fourni par la mine de Genesee adjacente. Les réserves de charbon de cette mine sont détenues en propriété, louées ou contrôlées conjointement par PMRL et Capital Power. La société a conclu des ententes d'approvisionnement en charbon avec PMRL, exploitant de la mine, pour l'approvisionnement en charbon pour toute la durée de la centrale.

En février 2001, la société avait initialement proposé une expansion de 900 MW à sa centrale de Keephills. Même si la société a reçu l'approbation réglementaire de procéder à l'expansion, elle a par la suite présenté une demande en décembre 2004 afin de modifier le permis visant sa centrale de 900 MW et de permettre la construction d'une centrale plus petite de 450 MW utilisant une technologie améliorée.

L'Alberta Energy and Utilities Board (« **AEUB** ») a approuvé la modification et, le 1<sup>er</sup> février 2006, la société a conclu une convention de mise en valeur avec Capital Power visant à poursuivre conjointement le projet énergétique Keephills 3 de 450 MW. Le 18 décembre 2006, la société a cédé ses droits au titre de la convention de mise en valeur à K3LP, un membre du même groupe que la société. K3LP a par la suite vendu sa participation indivise de 50 % dans le projet énergétique Keephills 3 à EPCOR Power

Development (K3) Limited Partnership (un prédécesseur de Capital Power) et les parties ont conclu une convention de coentreprise qui régit la mise en valeur continue du projet énergétique Keephills 3.

Le 26 février 2007, la construction du projet énergétique Keephills 3 de 450 MW a été entamée. Le coût des immobilisations pour le projet, y compris les investissements en immobilisations pour le projet minier, devraient être d'environ 1,9 milliard de dollars et l'achèvement est prévu à la fin du deuxième trimestre de 2011. Par l'entremise de K3LP, TransAlta et Capital Power détiennent le projet énergétique Keephills 3 à parts égales, Capital Power étant chargée de la construction et TransAlta étant responsable de la gestion de la coentreprise. À l'achèvement des travaux, TransAlta Utilities exploitera la centrale et Capital Power et TransAlta répartiront et commercialiseront de façon indépendante leurs parts de la production électrique de l'unité. De plus, TransAlta approvisionnera la centrale en charbon grâce à la mine de Highvale.

#### *Centrales alimentées au gaz naturel*

Le tableau ci-dessous présente les centrales alimentées au gaz naturel de la société dans l'Ouest du Canada :

<b>Emplacement</b>	<b>Province</b>	<b>Centrale</b>	<b>Capacité (MW)</b>	<b>Propriété (%)</b>	<b>Dates de mise en service</b>	<b>Date d'expiration du contrat</b>
Fort McMurray	AB	Poplar Creek Fort	356	100	2001	2024
Fort Saskatchewan	AB	Saskatchewan	118	30	1999	2019
Lloydminster	SK	Meridian	220	25	1999	2024
<b>Total</b>			<b>694</b>			

La centrale de Poplar Creek est située à Fort McMurray (Alberta) et appartient à la société. Cette centrale de cogénération de 356 MW a été mise entièrement en service au premier trimestre de 2001 et fournit environ 150 MW d'électricité et de vapeur à Suncor Energy Inc. (« **Suncor** »). La société peut disposer de tout surplus d'énergie que n'utilise pas Suncor pour le vendre à d'autres parties, auquel cas, Suncor a droit, moyennant certaines conditions, à une part du revenu qui en résulte.

Les participations de la société dans les centrales de Meridian et de Fort Saskatchewan sont détenues par l'intermédiaire de TA Cogen. Voir « TA Cogen » ci-après dans la présente notice annuelle. La centrale de Fort Saskatchewan est située à Fort Saskatchewan (Alberta) et appartient à TA Cogen et à Strongwater Energy Ltd. La centrale de cogénération à cycle combiné alimentée au gaz naturel de 118 MW de Fort Saskatchewan fournit de l'électricité et de la vapeur à Dow Chemical Canada Inc.

La centrale de Meridian est située à Lloydminster, en Saskatchewan et appartient à parts égales à TA Cogen et à Husky Oil Operations Limited. Cette centrale de cogénération de 220 MW vend de l'électricité à Saskatchewan Power Corporation, société d'État appartenant à la province de la Saskatchewan. La vapeur produite par la centrale de Meridian est vendue à Husky Oil Limited en vue d'être utilisée par une usine de valorisation du pétrole lourd.

Le 20 décembre 2010, TA Cogen a conclu une convention d'achat d'actif visant la vente de sa participation de 50 % dans la centrale de Meridian à Meridian Limited Partnership, société membre du groupe de Stanley Power Inc., l'autre commanditaire de TA Cogen. La clôture de l'opération, qui devrait avoir lieu au début de 2011, est subordonnée à l'approbation des autorités de réglementation, au consentement de Saskatchewan Power Corporation, au règlement de toutes les questions en litige entre TA Cogen et Husky Oil Limited et les membres de son groupe, et à l'acquisition au même moment par Meridian Limited Partnership de la participation restante de 50 % dans la centrale de Meridian auprès d'Husky Oil Limited. TA Cogen fournira des services de soutien transitoires à l'acquéreur pour une période de six mois suivant la clôture.

#### *Centrales hydroélectriques*

Le tableau ci-après présente de façon sommaire les centrales hydroélectriques de la société dans l'Ouest canadien :

<b>Emplacement</b>	<b>Province</b>	<b>Centrale</b>	<b>Capacité (MW)<sup>1)</sup></b>	<b>Participation (%)</b>	<b>Dates de mise en service</b>	<b>Date d'expiration du contrat</b>	
Réseau hydrographique de la rivière Akolkolex <sup>3)</sup>	CB	Akolkolex	10	100	1995	2015	
	CB	Pingston	45	50	2003, 2004	2023	
Réseau hydrographique de la rivière Mamquam <sup>3)</sup>	CB	Upper Mamquam	25	100	2005	2025	
Réseau hydrographique de la rivière Thompson	CB	Bone Creek <sup>2)</sup>	19	100	2011	2031	
Réseau hydrographique de la rivière Bow	AB	Horseshoe	14	100	1911	2020	
	AB	Kananaskis	19	100	1913, 1951	2020	
	AB	Ghost	51	100	1929, 1954	2020	
	AB	Cascade	36	100	1942, 1957	2020	
	AB	Barrier	13	100	1947	2020	
	AB	Bearspaw	17	100	1954	2020	
	AB	Pocaterra	15	100	1955	2013	
	AB	Interlakes	5	100	1955	2020	
	AB	Spray	103	100	1951, 1960	2020	
	AB	Three Sisters	3	100	1951	2020	
	AB	Rundle	50	100	1951, 1960	2020	
	Réseau hydrographique de la rivière Saskatchewan Nord	AB	Brazeau	355	100	1965, 1967	2020
	Réseau hydrographique de la rivière Oldman <sup>3)</sup>	AB	Bighorn	120	100	1972	2020
		AB	Belly River	3	100	1991	-
AB		Waterton	3	100	1992	-	
AB		St. Mary	2	100	1992	-	
AB		Taylor Hydro	13	50	2000	-	
<b>Total</b>			<b>921</b>				

**Nota :**

- 1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus près.
- 2) La centrale étant actuellement en construction, la capacité et la date de mise en service sont des estimations.
- 3) Ces centrales sont enregistrées sous le nom EcoPower®.

Les centrales hydroélectriques du réseau hydrographique de la rivière Bow et de la rivière Saskatchewan Nord sont principalement des centrales de pointe, c'est-à-dire qu'elles ne sont habituellement exploitées qu'en période de pointe, et toute la production tirée de ces centrales est vendue aux termes d'un CAÉ de l'Alberta.

**Réseau hydrographique de la rivière Akolkolex**

La centrale d'Akolkolex est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau ayant une puissance installée de 10 MW située sur la rivière Akolkolex, au sud de Revelstoke (Colombie-Britannique) et appartient à la société. Elle est en service depuis avril 1995. La production de cette centrale est vendue à BC Hydro.

La centrale de Pingston est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau ayant une puissance installée de 45 MW située sur Pingston Creek, au sud-ouest de Revelstoke (Colombie-Britannique) et en aval de la rivière d'Akolkolex. La centrale appartient à parts égales à la société et à Énergie renouvelable Brookfield Inc. et est en service depuis 2003. La production de la centrale est vendue à BC Hydro.

**Réseau hydrographique de la rivière Mamquam**

La centrale d'Upper Mamquam est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau ayant une puissance installée de 25 MW située sur la rivière Mamquam, à l'est de Squamish (Colombie-Britannique) et au nord de Vancouver et appartient à la société. Elle est en service depuis 2005. La production de la centrale est vendue à BC Hydro.

## Système hydrographique de la rivière Thompson

La centrale de Bone Creek est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau actuellement en construction dont la puissance prévue est de 19 MW située sur Bone Creek, au nord de Kamloops, près de la ville de Valemout (Colombie-Britannique) et appartient à la société. La centrale de Bone Creek devrait commencer ses activités commerciales au cours du premier trimestre de 2011. La production de la centrale est visée par un contrat conclu avec BC Hydro. La centrale est également admissible à des paiements de 10 \$/MWh jusqu'en 2020 versés par Ressources naturelles Canada (« **RNCan** »), une division du gouvernement fédéral, par l'intermédiaire du Programme écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable (« **PeER** »).

## Réseau hydrographique de la rivière Bow

La centrale de Horeshoe est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau ayant une puissance installée de 14 MW située à Seebe (Alberta). La centrale appartient à la société et est en service depuis 1911. La production de cette centrale est visée par un contrat conclu avec BC Hydro.

La centrale de Kananaskis est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau ayant une puissance installée de 19 MW située à Seebe (Alberta). La centrale appartient à la société. Elle est en service depuis 1913 et a été agrandie en 1951 puis modifiée de nouveau en 1994. La centrale exerce ses activités aux termes d'un CAÉ de l'Alberta.

La centrale de Ghost est une centrale hydroélectrique ayant une puissance installée de 51 MW située sur la rivière Bow à Cochrane (Alberta). La centrale appartient à la société et est en service depuis 1929. La centrale exerce ses activités aux termes d'un CAÉ de l'Alberta.

La centrale de Cascade est une centrale hydroélectrique ayant une puissance installée de 36 MW située sur la rivière Cascade dans le parc national Banff (Alberta). La centrale appartient à la société et a été achetée du gouvernement du Canada en 1941. L'année suivante, TransAlta a construit un nouveau barrage et une nouvelle centrale afin de remplacer la centrale originale, puis a ajouté une deuxième unité de production en 1957. La centrale exerce ses activités aux termes d'un CAÉ de l'Alberta.

La centrale de Barrier est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau ayant une puissance installée de 13 MW située à Seebe (Alberta). La centrale appartient à la société et est en service depuis 1947. La centrale exerce ses activités aux termes d'un CAÉ de l'Alberta.

La centrale de Bearspaw est une centrale hydroélectrique ayant une puissance installée de 17 MW située sur la rivière Bow à Calgary (Alberta). La centrale appartient à la société et est en service depuis 1954. La centrale exerce ses activités aux termes d'un CAÉ de l'Alberta.

La centrale de Pocaterra est une centrale hydroélectrique ayant une puissance installée de 15 MW située à Kananaskis (Alberta). La centrale appartient à la société et est en service depuis 1955. La centrale exerce ses activités aux termes d'un CAÉ de l'Alberta.

La centrale d'Interlakes est une centrale hydroélectrique ayant une puissance installée de 5 MW située à Kananaskis (Alberta). La centrale appartient à la société et est en service depuis 1955. La centrale exerce ses activités aux termes d'un CAÉ de l'Alberta.

La centrale de Spray est une centrale hydroélectrique ayant une puissance installée de 103 MW située à Canmore (Alberta) sur le réseau de Spray. La centrale utilise l'eau provenant du réservoir des lacs Spray. La centrale appartient à la société et est en service depuis 1951. La centrale exerce ses activités aux termes d'un CAÉ de l'Alberta.

La centrale de Three Sisters est une centrale hydroélectrique ayant une puissance installée de 3 MW située à Canmore (Alberta) sur le réseau de Spray. La centrale utilise l'eau provenant du réservoir des lacs Spray. La centrale appartient à la société et est en service depuis 1951. La centrale exerce ses activités aux termes d'un CAÉ de l'Alberta.

La centrale de Rundle est une centrale hydroélectrique ayant une puissance installée de 50 MW située à Canmore (Alberta) sur le réseau de Spray. La centrale utilise l'eau provenant du réservoir des lacs Spray, qui a été créé par le barrage Canyon situé au sud et le barrage Three Sisters situé au nord. La centrale appartient à la société et est en service depuis 1951. La centrale exerce ses activités aux termes d'un CAÉ de l'Alberta.



## Réseau hydrographique de la rivière Saskatchewan Nord

La centrale de Brazeau est une centrale hydroélectrique ayant une puissance installée de 355 MW située à Drayton Valley (Alberta). La centrale appartient à la société et est en service depuis 1965. La centrale exerce ses activités aux termes d'un CAÉ de l'Alberta.

La centrale de Bighorn est une centrale hydroélectrique ayant une puissance installée de 120 MW située à Nordegg (Alberta). La centrale appartient à la société et est en service depuis 1972. La centrale exerce ses activités aux termes d'un CAÉ de l'Alberta.

## Réseau hydrographique de la rivière Oldman

La centrale de Belly River est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau ayant une puissance installée de 3 MW située sur le réseau du canal d'irrigation des ouvrages de prises d'eau Waterton-St. Mary, à l'est du réservoir Waterton, à environ 75 kilomètres au sud-ouest de Lethbridge au sud de l'Alberta. En raison de son emplacement sur le canal d'irrigation, la centrale de Belly River est en service d'avril à octobre lorsque l'eau est détournée par le canal dans le cadre du plan de gestion de l'eau du district d'irrigation de St. Mary. La centrale de Belly River est en service depuis mars 1991. La production tirée de la centrale est vendue sur le marché au comptant de l'Alberta.

La centrale de Waterton est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau ayant une puissance installée de 3 MW située à la base du barrage Waterton sur le réservoir Waterton, près de Hillspring, au sud-ouest de Lethbridge (Alberta). La centrale de Waterton est en service depuis novembre 1992. La production tirée de la centrale est vendue sur le marché au comptant de l'Alberta.

La centrale de St. Mary est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau ayant une puissance installée de 2 MW située à la base du barrage St. Mary sur le réservoir Waterton, près de Magrath, dans le sud de l'Alberta. La centrale de St. Mary est en service depuis décembre 1992. La production tirée de la centrale est vendue sur le marché au comptant de l'Alberta.

La centrale de Taylor est composée de centrales hydroélectrique et éolienne distinctes. La centrale hydroélectrique (« **Taylor Hydro** ») est une centrale au fil de l'eau ayant une puissance installée de 13 MW située à proximité de la chute Taylor Coulee sur le réseau du canal d'irrigation des ouvrages de prises d'eau Waterton-St. Mary qui appartient au gouvernement de l'Alberta. La centrale de Taylor Hydro est en service depuis mai 2000 et appartient en copropriété à la société et à Capital Power. La production tirée de cette centrale est vendue sur le marché au comptant de l'Alberta.

## *Centrales éoliennes*

La société possède et exploite environ 1 064 MW de capacité de production d'énergie éolienne nette dans 12 parcs éoliens dans l'Ouest du Canada, trois en Ontario, un au Québec et deux au Nouveau-Brunswick.

Le vent n'est pas un combustible pouvant être réparti; par conséquent, sur les marchés commerciaux, le vent ne peut servir à garantir le prix commun moyen annuel. TransAlta formule une hypothèse à l'égard de l'écart entre le revenu reçu pour une prévision de production provenant d'un actif éolien comparativement à un actif de base. Si ces hypothèses et prévisions de production s'avèrent exactes, le revenu correspondant reçu pourrait être réduit. Les prévisions de production sont fondées sur la prévision de production à long terme provenant d'un site donné, en tenant compte des conditions climatiques moyennes sur une durée de 40 ans pour un site donné. Sur une période d'un an, il peut y avoir des variations par rapport à cette moyenne à long terme. Afin de prévoir la production moyenne à long terme, un certain nombre de facteurs ayant une incidence sur la production doivent être pris en compte en fonction des données historiques relatives à un site; par exemple, l'accumulation de glace sur les pales, l'accès au site, les pertes dues au sillage et aux systèmes à capteurs distribués ainsi que le cisaillement du vent; l'incidence potentielle des variations topographiques; et les pertes électriques à l'intérieur du site. Si ces hypothèses s'avèrent exactes, il y aura une tendance de sous-production à long terme, par rapport aux prévisions à long terme pour le site.

En plus de conclure des contrats d'énergie, TransAlta conclut des contrats à court et à long termes afin de vendre les éléments environnementaux provenant de ses centrales hydroélectriques et éoliennes marchandes. Ces activités aident à assurer la constance des bénéfices tirés de ces actifs. Pour 2011, TransAlta a vendu environ 76 pour cent des éléments environnementaux provenant de ses centrales éoliennes marchandes et 91 pour cent des éléments environnementaux provenant de ses centrales hydroélectriques marchandes. En général, pour les centrales faisant l'objet d'un contrat à long terme, les avantages liés aux éléments environnementaux produits sont transférés au titulaire du contrat.

Le tableau ci-après présente de façon sommaire les centrales éoliennes de la société dans l'Ouest du Canada :

<b>Emplacement</b>	<b>Province</b>	<b>Centrale</b>	<b>Capacité (MW)<sup>1)</sup></b>	<b>Propriété (%)</b>	<b>Dates de mise en service</b>	<b>Date d'expiration du contrat</b>
Fort Macleod	AB	McBride Lake	75	50	2003	2023
Fort Macleod	AB	Macleod Flats	3	100	2004	-
Fort Macleod	AB	Ardenville	69	100	2010	-
Pincher Creek	AB	Castle River	44	100	1997-2001	2011
Pincher Creek	AB	Summerview 1	70	100	2004	-
Fort Macleod	AB	Blue Trail	66	100	2009	-
Pincher Creek	AB	Summerview 2	66	100	2010	-
Pincher Creek	AB	Cowley Ridge	21	100	1993	-
Magrath	AB	Taylor Wind	3	100	2004	-
Pincher Creek	AB	Cowley North	20	100	2001	-
Pincher Creek	AB	Sinnott	7	100	2001	-
Fort Macleod	AB	Soderglen	71	50	2006	-
<b>Total</b>			<b>515</b>			

**Nota :**

1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus près. La capacité indiquée représente la totalité de la centrale.

Le parc éolien de McBride Lake de 75 MW, constitué de 114 éoliennes Vestas V47 de 660 kW, est situé à Fort Macleod (Alberta). Ce parc éolien a été construit par la société et produit de l'électricité depuis le troisième trimestre de 2003. Le parc éolien de McBride Lake est exploité par la société et appartient à parts égales à la société et à ENMAX Green Power Inc. La totalité de la production du parc éolien fait l'objet d'un contrat prenant la forme d'un CLT de 20 ans conclu avec ENMAX Energy Corp. (« **ENMAX** »). La société a aussi le droit de recevoir des versements de 12 \$/MWh du gouvernement fédéral dans le cadre de l'Encouragement à la production d'énergie éolienne (l'« **EPÉÉ** ») à l'égard du parc éolien de McBride Lake jusqu'en 2013. La société possède également la totalité de la centrale de McBride Lake East de 0,7 MW située à proximité.

La centrale de Macleod Flats, constituée d'une seule éolienne Vestas V90 de 3,0 MW, est située près de Fort Macleod. La centrale a été mise en service en 2004 et a été achetée par TransAlta en 2009.

Le 10 novembre 2010, les activités commerciales du parc éolien d'Ardenville de 69 MW ont commencé. Le parc éolien est situé au sud de l'Alberta, près de Fort Macleod. Ardenville comprend 23 éoliennes Vestas V90 de 3,0 MW et la production est vendue sur le marché au comptant de l'Alberta. Le coût des immobilisations du projet d'Ardenville s'élevait à environ 135 millions de dollars, comprenant l'achat d'une éolienne de 3 MW déjà en service à la centrale de Macleod Flats.

Le parc éolien de Castle River de 40 MW comprend 59 éoliennes Vestas V47 de 660 kW et une éolienne Vestas V44 de 600 kW situées à Pincher Creek (Alberta). La production du parc éolien est visée dans une proportion de 71 pour cent par un contrat principalement avec ENMAX et le parc éolien est le seul fournisseur d'Énergie Verte du programme de trains légers sur rail « Ride the Wind » de la ville de Calgary. La société détient et exploite également sept autres éoliennes totalisant 4 MW situées respectivement dans les régions de Cardston County et de Hillspring du sud-ouest de l'Alberta.

Le parc éolien de Summerview de 68 MW, qui comprend 38 éoliennes de 1,8 MW, est situé à environ 15 km au nord-est de Pincher Creek (Alberta). Le parc éolien a été construit par la société et a commencé ses activités commerciales en 2004. La centrale de Summerview, de concert avec l'éolienne existante de 1,8 MW dans la région, porte la capacité de production éolienne totale à cet endroit à 70 MW. Le parc éolien de Summerview est une centrale marchande mais elle donne le droit de recevoir des versements de 10 \$/MWh dans le cadre de l'EPÉÉ du gouvernement fédéral jusqu'en 2014.

Le parc éolien de Blue Trail de 66 MW comprend 22 éoliennes Vestas V90 de 3,0 MW situées dans le sud de l'Alberta et a commencé ses activités commerciales en novembre 2009. Le coût des immobilisations total de ce projet d'énergie éolienne s'élevait à 115 millions de dollars. La capacité tirée de ce projet est vendue à l'Alberta Power Pool. Le parc éolien de Blue Trail est habilité à recevoir des paiements de RNCAN, par l'entremise du PeER.

Le 23 février 2010, la société a annoncé la mise en service du parc éolien Summerview 2 de 66 MW, situé dans le sud de l'Alberta au nord-est de Pincher Creek. Le parc éolien comprend 22 éoliennes Vestas V90 de 3,0 MW. Le coût des immobilisations total de ce projet d'expansion du parc éolien de Summerview 2 s'élevait à 118 millions de dollars. La capacité tirée de ce projet est vendue sur le marché au comptant de l'Alberta. L'expansion du parc éolien de Summerview 2 reçoit des paiements de RNCAN par l'entremise du PeER.

La centrale de Cowley Ridge a une puissance installée totale de 21 MW et est située près des villes de Cowley et de Pincher Creek, dans le sud de l'Alberta. Les centrales de Cowley Ridge et Cowley Expansion appartiennent en propriété exclusive à la société et sont composées de deux parties : soit la centrale de Cowley Ridge, qui a été mise en service en 1993, et la centrale de Cowley Expansion, qui a été mise en service en 1994. La production tirée de cette centrale est vendue sur le marché au comptant de l'Alberta.

La centrale de Taylor ayant une puissance installée totale de 3 MW est située à proximité de Taylor Hydro. La centrale de Taylor Wind a commencé à exercer ses activités commerciales en décembre 2004 et appartient à la société. La production tirée de cette centrale est vendue sur le marché au comptant de l'Alberta.

Les centrales de Cowley North et de Sinnott ont une puissance installée totale de 20 MW (Cowley North) et de 7 MW (Sinnott) et sont situées à proximité de Cowley Ridge et directement à l'est de Cowley Ridge, respectivement. Les centrales de Cowley North et de Sinnott ont été mises en service au cours de l'automne 2001 et appartiennent en propriété exclusive à la société. La production tirée de ces centrales est vendue sur le marché au comptant de l'Alberta.

La centrale de Soderglen est une centrale de 71 MW située dans le sud de l'Alberta, au sud-ouest de Fort Macleod et à 40 kilomètres des activités éoliennes de la société près de Pincher Creek. La société et Nexen Inc. possèdent à parts égales cette centrale de 71 MW. La centrale a commencé à exercer ses activités commerciales en septembre 2006. La production tirée de cette centrale est vendue sur le marché au comptant de l'Alberta.

#### *Centrales alimentées à la biomasse*

La centrale de Grande Prairie est une centrale de cogénération alimentée à la biomasse ayant une puissance installée de 25 MW située à proximité de Canadian Forest Products Ltd., dans la ville de Grande Prairie, dans le nord de l'Alberta. La centrale a commencé ses activités commerciales en 2005. La production tirée de cette centrale est vendue à Canadian Forest Products Ltd., au ministère de l'Infrastructure de l'Alberta et à la ville de Grande Prairie.

#### *CAÉ de l'Alberta*

Toutes les centrales thermiques et hydroélectriques de la société en Alberta, sauf les centrales de Genesee 3, de Belly River, de Waterton, de St. Mary et de Taylor, et les accroissements de capacité, sont exploitées aux termes des CAÉ de l'Alberta. Les CAÉ de l'Alberta fixent les exigences en matière de capacité engagée et de production d'énergie électrique ainsi que les objectifs de disponibilité devant être atteints par chaque centrale thermique, les obligations en matière de services énergétiques et auxiliaires des centrales hydroélectriques et le prix auquel l'électricité sera fournie. La société assume le risque ou conserve l'avantage des fluctuations de volume (à l'exception de celles découlant d'événements considérés comme des cas de force majeure, dans le cas des centrales thermiques) et de toute variation des coûts (sauf en raison d'une modification de la loi) nécessaires pour entretenir et exploiter les centrales.

Aux termes des CAÉ de l'Alberta, pour les centrales thermiques auparavant réglementées, la société est exposée au risque lié au prix de l'électricité si la disponibilité baisse en deçà des niveaux des contrats (sauf par suite de pannes occasionnées par un cas de force majeure). Dans ces circonstances, la société doit payer une pénalité pour la disponibilité perdue, d'après un prix qui correspond à la moyenne mobile sur 30 jours des prix de l'électricité sur le marché de l'Alberta. Cette disposition relative à la moyenne mobile vise à atténuer les brusques montées des prix qui peuvent survenir par suite de pannes soudaines. La société cherche à atténuer davantage ce risque en maintenant une capacité faisant ou non l'objet de contrats sur le marché, au moyen de méthodes d'exploitation et d'entretien et par des activités de couverture.

Les centrales hydroélectriques de la société, sauf les centrales de Belly River, de Waterton, de St. Mary et de Taylor Hydro, sont regroupées dans un CAÉ de l'Alberta unique qui prévoit les obligations financières au titre des services énergétiques et auxiliaires en fonction d'objectifs horaires. La société respecte ces montants ciblés en livrant elle-même l'énergie ou en l'achetant à des tiers.

La rémunération de la société aux termes des CAÉ de l'Alberta est fondée sur une formule de tarification qui a remplacé le régime en fonction du coût du service qui s'appliquait auparavant aux termes de la réglementation des services publics. Les éléments clés de la formule de tarification sont l'avoir des porteurs d'actions ordinaires réputé faire partie de la structure du capital, la prime de risque attribuable à l'avoir des porteurs d'actions ordinaires réputé et une récupération des coûts fixes et variables. L'avoir des porteurs d'actions ordinaires est réputé représenter 45 % du capital total, et le rendement sur l'avoir est fixé annuellement à 4,5 % de plus que le taux d'une obligation de dix ans du gouvernement du Canada.

La formule de tarification prévoit une disposition pour les frais de restauration des lieux où sont situées les centrales de production thermique au cours de la durée des CAÉ. Si les frais recouverts sont insuffisants, la société peut présenter une demande au

Balancing Pool afin de recouvrer la tranche supplémentaire. Les CAÉ de l'Alberta comprennent, dans le cadre de la capacité de paiement des installations hydroélectriques, un montant pour la mise hors service.

Les dates d'expiration des CAÉ de l'Alberta de la société vont de 2013 à 2020. La société évalue les conditions économiques de l'exploitation des centrales après l'expiration des CAÉ. À l'expiration des CAÉ, et sous réserve des restrictions législatives dont il est question ci-dessous et de la capacité de la société à obtenir une prolongation des licences d'exploitation, si besoin est, TransAlta sera alors en mesure de vendre son électricité au Power Pool de l'Alberta et à des tiers par le truchement de contrats de vente directe.

Les CAÉ de l'Alberta (ainsi que les lois qui s'y appliquent) autorisent le Balancing Pool, directement ou indirectement en tant que remplaçant de l'acheteur d'électricité aux termes des CAÉ de l'Alberta, à résilier les CAÉ de l'Alberta dans certaines circonstances. Ces dispositions de résiliation sont semblables à celles que contiennent certains CAÉ conclus par des acquéreurs d'électricité ayant des liens avec l'État. La société aura le droit de recevoir un montant forfaitaire dans le cadre d'une telle résiliation, sauf une résiliation résultant du manquement de la société et pourra par la suite vendre pour son propre compte la production des centrales touchées.

En juin 2010, le gouvernement du Canada a proposé une nouvelle réglementation afin de traiter de la question des émissions provenant de parcs de centrales alimentées au charbon au Canada. Conformément à la proposition d'Ottawa, lorsqu'une unité de production alimentée au charbon atteint 45 ans de service, elle serait tenue de respecter une nouvelle norme en matière de rendement relatif aux émissions ou devrait cesser ses activités. La norme en matière d'émissions pour les centrales alimentées au charbon devrait être équivalente au rendement relatif aux émissions d'une centrale alimentée au gaz naturel à cycle combiné. Si les sociétés peuvent mettre en œuvre la technologie sur leurs unités au charbon afin de respecter la nouvelle norme, ces unités pourront être exploitées au-delà de 45 ans. Toutefois, si les unités ne peuvent physiquement respecter la nouvelle norme en matière d'émissions d'ici leur 45<sup>e</sup> année de service, elles seraient donc tenues de cesser leurs activités.

TransAlta est d'avis que le passage à ce nouveau cadre réglementaire doit être réalisé avec prudence et de façon ordonnée afin de conserver la fiabilité critique de son infrastructure d'électricité. Cela signifie qu'elle collaborera avec les gouvernements du Canada et de l'Alberta afin de régler la question des frais de transition, les incidences des CAÉ de l'Alberta, les normes à l'égard des exigences en matière d'émissions pour les centrales alimentées au gaz naturel, et le mécanisme relatif au soutien continu du CSC à titre de technologie de production à faible émission.

## Canada : Est du Canada

### *Centrales alimentées au gaz naturel*

Les centrales de production alimentées au gaz naturel de la société en Ontario sont présentées dans le tableau ci-après :

<u>Emplacement</u>	<u>Province</u>	<u>Centrale</u>	<u>Capacité (MW)</u>	<u>Propriété (%)</u>	<u>Dates de mise en service</u>	<u>Date d'expiration du contrat</u>
Sarnia	ON	Sarnia	506	100	2003	2022-2025
Ottawa	ON	Ottawa	68	50	1992	2012
Mississauga	ON	Mississauga	108	50	1992	2017
Windsor	ON	Windsor	68	50	1996	2016
<b>Total</b>			<b>750</b>			

La centrale de Sarnia est une installation de cogénération à cycle combiné qui appartient à la société. La société a acquis une capacité de production d'électricité et de vapeur existante de 135 MW en 2002 et, en mars 2003, elle a achevé la construction et la mise en service d'une nouvelle centrale de 440 MW. En 2009, la société a mis hors service et a retiré une turbine alimentée au gaz naturel de 69 MW. La centrale de Sarnia de 506 MW fournit de la vapeur et de l'électricité aux installations industrielles avoisinantes appartenant à LANXESS (auparavant Bayer Inc.), à Nova Chemicals (Canada) Ltd. (qui, à son tour, approvisionne INEOS NOVA) et à Suncor Energy Products Inc. Le 15 février 2006, TransAlta a annoncé la signature d'une entente de cinq ans avec l'OEO visant la production de sa centrale de Sarnia. Par la suite, le ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure de l'Ontario a enjoint à l'OEO de chercher à conclure des contrats avec TransAlta et certains autres « précurseurs » afin d'obtenir des modalités et des conditions se rapprochant davantage des contrats offerts aux nouvelles centrales. En septembre 2009, TransAlta a conclu un contrat avec l'OEO, en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2009 et prenant fin le 31 décembre 2025, qui prévoit des modalités plus favorables que celles dont bénéficiait auparavant la centrale. De plus, cette nouvelle entente porte la durée totale combinée du contrat avec l'OEO à 20 ans et comprend également des dispositions pour les parties visant le partage des répercussions et des avantages liés aux changements relatifs à la charge de vapeur achetée par les clients ou à la perte d'un client achetant de la vapeur.

La centrale d'Ottawa appartient à TA Cogen. Il s'agit d'une installation de cogénération à cycle combiné conçue pour produire 68 MW d'énergie électrique. Cette capacité est vendue aux termes d'un contrat à long terme avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (la « **SFIEO** »), organisme de la province d'Ontario. Ce contrat expire en 2012. La centrale d'Ottawa fournit aussi de l'énergie thermique aux hôpitaux et centres de traitement membres du Centre des sciences de la santé d'Ottawa, du Centre médical de la Défense nationale et du Centre de santé Perley-Rideau pour anciens combattants.

La centrale de Mississauga appartient à TA Cogen. Il s'agit d'une installation de cogénération à cycle combiné conçue pour produire 108 MW d'énergie électrique. Cette capacité est vendue en vertu d'un contrat à long terme avec la SFIEO, qui expire en 2017. La centrale de Mississauga a également fourni des services de cogénération à Boeing Canada Inc. (« **Boeing** ») jusqu'en juillet 2005, auquel moment Boeing a exercé son droit aux termes de la convention de services de cogénération de ne plus prendre ni payer des services de cogénération à cause de la fermeture de son usine de fabrication. Boeing demeure autorisée à recevoir tous les crédits de vapeur en fonction du total des produits de production d'électricité de la centrale. Au plus tard le 1<sup>er</sup> janvier de 2013, de 2018 et de 2023, Boeing peut remettre un avis de son intention de continuer, ou de cesser, d'acheter des services de cogénération. De plus, à ces dates, Boeing a l'option d'exiger le retrait de la centrale de Mississauga des terrains loués ou bien d'acheter la centrale de Mississauga à sa valeur nette de récupération.

La centrale de Windsor appartient à TA Cogen. Il s'agit d'une installation de cogénération à cycle combiné conçue pour produire 68 MW d'énergie électrique. Actuellement, 50 MW de la capacité sont vendus aux termes d'un contrat à long terme avec la SFIEO. Ce contrat expire en 2016. La centrale de Windsor fournit également de l'énergie thermique à l'usine de montage de mini-fourgonnettes de Chrysler Canada Inc. à Windsor. En 2010, une nouvelle entente a été conclue avec la SFIEO afin de faire en sorte que la centrale puisse être entièrement répartie pour vendre la capacité et les services auxiliaires restants sur les marchés de l'électricité de l'Ontario lorsqu'il est rentable de le faire.

#### *Centrales hydroélectriques*

Les centrales hydroélectriques de la société situées en Ontario sont présentées dans le tableau ci-après :

<b>Emplacement</b>	<b>Province</b>	<b>Centrale</b>	<b>Capacité (MW)<sup>1)</sup></b>	<b>Propriété (%)</b>	<b>Dates de mise en service</b>	<b>Date d'expiration du contrat</b>
Réseau hydrographique de la rivière Montréal	ON	Ragged Chute	7	100	1991	2011
Réseau hydrographique de la rivière Wanapiki	ON	Moose Rapids	1	100	1997	2011
Réseau hydrographique de la rivière Mississippi	ON	Appleton	1	100	1994	2011
Réseau hydrographique de la rivière Mississippi	ON	Galetta	2	100	1998	2011
Réseau hydrographique de la rivière Misema	ON	Misema	3	100	2003	2027
<b>Total</b>			<b>14</b>			

1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus près.

La centrale de Ragged Chute est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau ayant une puissance installée de 7 MW située sur la rivière Montréal, au sud de New Liskeard, dans le nord de l'Ontario. La centrale de Ragged Chute appartient en propriété exclusive à la société. La production tirée de cette centrale est vendue à Constellation NewEnergy Canada, Inc. (« **Constellation** »). La centrale de Ragged Chute est en service depuis 1991.

La centrale de Moose Rapids est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau ayant une puissance installée de 1 MW située sur la rivière Wanapitei, près de Wanapiki, dans le nord de l'Ontario. La centrale de Moose Rapids appartient en propriété exclusive à la société. La production tirée de cette centrale est vendue à Constellation. La centrale de Moose Rapids est en service depuis 1997.

La centrale d'Appleton est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau ayant une puissance installée de 1 MW située sur la rivière Mississippi, près d'Almonte (Ontario). La centrale d'Appleton appartient en propriété exclusive à la société. La production tirée de cette centrale est vendue à Constellation. La centrale d'Appleton est en service depuis 1994.

La centrale de Galetta est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau ayant une puissance installée de 2 MW également située sur la rivière Mississippi, près de Galetta (Ontario). La centrale de Galetta appartient en propriété exclusive à la société. La centrale de

Galetta a été initialement construite en 1907 et a été rénovée en 1998. La production tirée de cette centrale est vendue à Constellation.

La centrale de Misema est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau ayant une puissance installée de 3 MW située sur la rivière Misema, près d'Englehart, dans le nord de l'Ontario. La centrale de Misema appartient en propriété exclusive à la société. La production tirée de cette centrale est vendue à Constellation. Misema est en service depuis 2003.

### Centrales éoliennes

Les centrales éoliennes de la société situées en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick sont présentées dans le tableau ci-après :

Emplacement	Province	Centrale	Capacité (MW) <sup>1)</sup>	Propriété (%)	Dates de mise en service	Date d'expiration du contrat
Village de Melancthon	ON	Melancthon I	68	100	2006	2026
Villages de Melancthon et d'Amaranth	ON	Melancthon II	132	100	2008	2028
Kingston	ON	Wolfe Island	198	100	2009	2029
Québec	QC	Le Nordais	99	100	1999	2033
Kent Hills	NB	Kent Hills	96	83	2008	2033
Kent Hills	NB	Expansion de Kent Hills	54	83	2010	2035
<b>Total</b>			<b>647</b>			

#### Nota :

1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus près.

La centrale de Melancthon I a une puissance installée totale de 68 MW et est située dans le village de Melancthon près de Shelburne (Ontario). La centrale de Melancthon I a commencé à exercer ses activités commerciales le 4 mars 2006. La production tirée de cette centrale est vendue à l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO »).

La centrale de Melancthon II est un projet éolien de 132 MW situé à proximité de la centrale de Melancthon I, dans les villages de Melancthon et d'Armaranth. La centrale de Melancthon II a commencé ses activités commerciales le 24 novembre 2008. La production tirée de cette centrale est vendue à l'OEO.

Le projet éolien de Wolfe Island est situé sur Wolfe Island, près de Kingston (Ontario). Les composantes clés de ce projet comprennent 86 éoliennes Siemens de 2,3 MW, un système collecteur à faible voltage et un système de transmission à haut voltage, un poste de transformation de 34,5/40 kV et un bâtiment d'exploitation et d'entretien. Cette centrale appartient à la société et a commencé ses activités commerciales le 26 juin 2009. La production tirée de cette centrale est vendue à l'OEO.

La centrale Le Nordais est située à deux emplacements : à Cap-Chat, ayant une puissance installée de 56,25 MW (75 turbines); et à Matane, ayant une puissance installée de 42,75 MW (57 turbines). La centrale Le Nordais est située dans la péninsule de Gaspé (Québec). La centrale Le Nordais a commencé à exercer ses activités commerciales en 1999. La production tirée de cette centrale est vendue à Hydro-Québec.

La centrale de Kent Hills est un projet de 96 MW comprenant 32 turbines Vestas V90 de 3,0 MW situé à Kent Hills, au Nouveau-Brunswick, et livre de l'énergie aux termes d'un CLT de 25 ans conclu avec Énergie Nouveau-Brunswick. Natural Forces Technologies Inc. (« Natural Forces »), promoteur d'énergie éolienne situé dans le Canada atlantique, est le partenaire de TransAlta pour la mise en valeur conjointe de ce projet et Natural Forces a exercé son option lui permettant de faire l'acquisition d'une participation maximale de 17 % dans le projet de Kent Hills en mai 2009. La centrale de Kent Hills exerce ses activités commerciales depuis 2008.

Le 21 novembre 2010, l'expansion du parc éolien de Kent Hills de 54 MW a commencé à exercer ses activités commerciales. Le coût des immobilisations pour le projet s'élevait à environ 100 millions de dollars. L'expansion de Kent Hills emploie 18 turbines Vestas V90 de 3,0 MW et la production est vendue aux termes d'un CLT de 25 ans conclu avec Énergie Nouveau-Brunswick. Natural Forces a exercé son option visant l'acquisition d'une participation de 17 % dans le projet d'expansion de Kent Hills après le début des activités commerciales.

La totalité de l'électricité produite et vendue par la division éolienne de la société et par la centrale alimentée à la biomasse, à l'exception de l'électricité produite dans les centrales d'Ardenville, de Blue Trail, de Macleod Flats et de Summerview 2, provient

de centrales qui portent la certification ÉcoLogo. La société est un distributeur accrédité ÉcoLogo d'électricité produite par des sources non conventionnelles dans le cadre du Programme choix environnemental d'Environnement Canada. La certification ÉcoLogo est accordée aux produits dont le rendement environnemental est égal ou supérieur à toutes les normes de sécurité et de rendement du gouvernement et de l'industrie.

## TA Cogen

La société détient une participation de commanditaire de 50,01 % dans TA Cogen, société en commandite de l'Ontario. La participation restante de 49,99 % est détenue par Stanley Power Inc, une filiale de Cheung Kong Infrastructure Holdings Limited. TA Cogen détient une participation dans la centrale alimentée au gaz naturel de Meridian de 220 MW en Saskatchewan, dans la centrale thermique de Sheerness de 780 MW en Alberta, dans la centrale de cogénération alimentée au gaz naturel de Fort Saskatchewan de 118 MW en Alberta, et dans les centrales de Mississauga de 108 MW, d'Ottawa de 68 MW et de Windsor Essex de 68 MW situées en Ontario.

Tel que mentionné au préalable, le 20 décembre 2010, TA Cogen a conclu une convention d'achat d'actif visant la vente de sa participation de 50 % dans la centrale de Meridian à Meridian Limited Partnership, membre du groupe de Stanley Power Inc., l'autre commanditaire de TA Cogen. La clôture de l'opération, qui devrait avoir lieu au début de 2011, est subordonnée à l'obtention de l'approbation des autorités de réglementation, au consentement de Saskatchewan Power Corporation, au règlement de toutes les questions en litige entre TA Cogen et Husky Oil Limited et les membres de son groupe, et à l'acquisition au même moment par Meridian Limited Partnership de la participation restante de 50 % dans la centrale de Meridian auprès d'Husky Oil Limited. TA Cogen fournira des services de soutien transitoires à l'acquéreur pendant une période de six mois suivant la clôture.

## États-Unis

Les centrales de production de la société situées aux États-Unis sont présentées dans le tableau ci-après :

Emplacement	État	Centrale	Capacité (MW)	Propriété (%)	Dates de mise en service	Date d'expiration du contrat
Centralia	WA	Centralia Coal No. 1	670	100	1971	-
		Centralia Coal No. 2	670	100	1971	-
		Centralia Natural Gas	248	100	2002	-
		Skookumchuck	1	100	1970	2020
Saranac	NY	Saranac	240	37,5	1994	-
Imperial Valley	CA	Vulcan	34	50	1986	2016
		Del Ranch	38	50	1989	2018
		Elmore	38	50	1989	2018
		Leathers	38	50	1990	2019
		CE Turbo	10	50	2000	2029
		Salton Sea I	10	50	1987	2017
		Salton Sea II	20	50	1990	2020
		Salton Sea III	50	50	1989	2019
		Salton Sea IV	40	50	1996	2026
		Salton Sea V	49	50	2000	2020
Big Springs	TX	Power Resources	212	50	1988	-
Yuma	AZ	Yuma	50	50	1994	2024
Hilo	HI	Wailuku	10	50	1993	2023
<b>Total</b>			<b>2 428</b>			

### Centralia

La société possède une centrale thermique de 1 340 MW composée de deux unités et une centrale alimentée au gaz naturel de 248 MW situées à Centralia (Washington), au sud de Seattle. La société possède également une centrale hydroélectrique de 1 MW sur la rivière Skookumchuck près de Centralia, et l'actif connexe servant à fournir une source d'approvisionnement en eau aux autres centrales de production de TransAlta à Centralia. Le 10 décembre 2010, TransAlta a conclu un contrat avec Puget Sound Energy Inc. visant la prestation d'énergie par Skookumchuck jusqu'en 2020.

La société a conclu un certain nombre de contrats de vente d'énergie à moyen et à long termes à l'égard de la centrale de Centralia. La société vend aussi l'électricité produite par la centrale de Centralia au sein du Western Electricity Coordinating

Council et, en particulier, sur le marché au comptant du marché de l'énergie de la région du nord-ouest du Pacifique. La stratégie de la société consiste à équilibrer les ventes d'électricité réalisées aux termes de contrats et sans contrat afin de gérer la production et le risque lié aux prix.

TransAlta est également propriétaire d'une mine de charbon adjacente à la centrale de Centralia. Le 27 novembre 2006, la société a mis fin à l'exploitation minière de la mine de charbon de Centralia (Washington). Avant cette date, la mine Centralia produisait environ 5 à 6 millions de tonnes de charbon par année, soit environ 70 à 85 pour cent des besoins annuels en charbon de la centrale de Centralia. Bien que la société estime que certaines réserves de charbon pourraient être extraites, la société n'a pas encore reçu de permis pour la mise en valeur de la nouvelle zone à partir de laquelle ce charbon pourrait être produit, et elle n'en a pas non plus commencé la mise en valeur. La société a conclu des contrats d'achat et de transport de charbon provenant de Powder River Basin, au Montana et au Wyoming, afin de ravitailler en carburant son installation jusqu'à ce que l'extraction de charbon de la mine Centralia soit rentable si tant est que cela soit possible.

Au cours de 2009, TransAlta a réduit les coûts de développement minier engagés relativement au projet de Westfield. Ces coûts ont été effectués à la suite de la fermeture de la mine de Centralia, alors que la société a continué de planifier l'exploitation minière et le rendement d'exploitation à plus long terme de Centralia Thermal. Comme ces plans ont été suspendus indéfiniment, ces coûts ont été radiés.

### *CE Generation*

TransAlta possède 50 pour cent de CE Generation. CE Generation, par l'intermédiaire de ses filiales, participe principalement au développement, à la propriété et à l'exploitation de centrales électriques indépendantes aux États-Unis qui utilisent les ressources géothermiques et le gaz naturel. CE Generation détient une participation nette d'environ 385 MW dans 13 centrales ayant une capacité d'exploitation globale de 829 MW, dont 327 MW de production géothermique en Californie et 502 MW de cogénération alimentée au gaz naturel dans les États de New York, du Texas et de l'Arizona.

Les sociétés membres du groupe de CE Generation exploitent les dix centrales géothermiques situées dans l'Imperial Valley, en Californie. Chacune des centrales géothermiques vend de l'électricité aux termes de contrats indépendants à long terme.

Les sociétés membres du groupe de CE Generation exploitent également trois centrales alimentées au gaz naturel dans les États du Texas, de l'Arizona et de New York, dont la capacité de production globale est de 502 MW. La centrale de l'Arizona vend sa production aux termes de contrats à long terme alors que la centrale du Texas a vendu sa production en 2009 aux termes d'un contrat d'achat ferme, mais vend maintenant sa production sur le marché au comptant. La centrale de New York exploite une entente de gestion de l'énergie avec un tiers qui est responsable de la commercialisation de la production tirée de la centrale et, en retour, les propriétaires reçoivent un paiement fixe au titre de la puissance et 80 pour cent du revenu de répartition.

### *Wailuku*

Le 17 février 2006, une filiale de TransAlta et une filiale de MidAmerican Energy Holdings Company ont conclu un arrangement visant l'achat d'une centrale hydraulique de 10 MW à Hawaï qui sera détenue directement par Wailuku Holding Company LLC. TransAlta et MidAmerican détiennent chacune une participation de 50 pour cent dans la centrale. La centrale vend de l'électricité conformément à un contrat à long terme de 30 ans conclu avec Hawaii Electricity Light Company.

### **Australie**

La société détient dans l'ouest de l'Australie des participations qui consistent en la centrale de production de 110 MW de Parkeston dans le cadre d'une coentreprise à parts égales avec NP Kalgoorlie Pty Ltd., filiale de Newmont Australia Limited, et les centrales de production au gaz naturel et au diesel de 245 MW de Southern Cross Energy. La majeure partie de la production de TransAlta alimente deux importantes sociétés minières aux termes de contrats de capacité à long terme, et le surplus d'énergie et de capacité est vendu sur le marché de l'électricité en gros de l'Australie.

### **Secteur des opérations sur les produits énergétiques**

Le groupe des opérations sur les produits énergétiques remplit un certain nombre de fonctions stratégiques auprès de la société, notamment :

- la collecte et l'évaluation de données sur le marché, ce qui permet à la direction de procéder à une planification stratégique et à une prise de décisions plus efficaces pour la société. Ce travail comprend la détermination et le



classement des marchés de l'énergie qui sont les plus intéressants à pénétrer et l'élaboration de stratégies et de plans visant à livrer une concurrence efficace dans chaque marché où la société exerce ses activités;

- la négociation et la conclusion d'ententes contractuelles avec des clients pour la vente de la production provenant de l'actif de production de la société, notamment de l'électricité, de la vapeur ou d'autres produits énergétiques;
- la négociation et la gestion d'arrangements d'approvisionnement en carburant avec des tiers pour l'actif de production de la société;
- l'ordonnancement des livraisons de gaz naturel servant à produire de l'électricité et de la production électrique provenant de chaque élément d'actif afin de respecter les obligations contractuelles tout en gérant les risques matériels et financiers associés à la production et au transport de l'énergie électrique, notamment pendant les périodes de pannes imprévues;
- la gestion de la valeur de la production d'électricité et des intrants de combustible de chaque actif de production au moyen d'un éventail de stratégies d'optimisation des portefeuilles régionaux pour l'année en cours et à long terme; et
- la recommandation de calendriers d'entretien et de niveaux d'exploitation optimaux en fonction des conditions courantes et prévues du marché, qui maximiseront le bénéfice tiré de chaque actif de production.

En plus de ces fonctions, le groupe des opérations sur les produits énergétiques tire des produits et bénéfices supplémentaires du commerce de gros de l'électricité et d'autres produits énergétiques et produits dérivés.

Le groupe cherche à gérer et à limiter les risques auxquels la société est exposée découlant de situations financières et matérielles, de même que les risques de contrepartie. Les principales activités de contrôle des risques du groupe des opérations sur les produits énergétiques, combinées à d'autres fonctions de la société, sont notamment : l'approbation de l'évaluation de la solvabilité et les rapports s'y rapportant; la surveillance de l'évaluation des risques et les rapports à cet égard; la validation des opérations; et la surveillance de l'évaluation du portefeuille de négociation et les rapports.

La société a recours à une évaluation à la valeur du marché et à l'application d'une détermination de la valeur à risque (« **VAR** ») pour les pratiques de contrôle des risques de ses portefeuilles de négociation. Cette démarche permet d'évaluer les pertes de négociation possibles que la société pourrait subir sur une période donnée en raison des fluctuations des prix de l'énergie dans chaque marché. La société a pour politique de gérer activement et de limiter l'exposition de la VAR globale du groupe à l'intérieur des limites approuvées par le conseil.

### **Environnement concurrentiel**

TransAlta est le plus grand producteur d'électricité de l'Alberta, en termes de capacité, et possède un important portefeuille d'actifs de production dans la région nord-ouest du Pacifique et dans l'ouest des États-Unis. La société possède et exploite également des actifs de production en Colombie-Britannique, en Ontario, au Québec, au Nouveau-Brunswick et en Australie.

La société prévoit que la demande en électricité connaîtra une croissance lorsque la récession qui sévit actuellement sera terminée. À long terme, la plupart des marchés devraient connaître une croissance de la demande en électricité; toutefois, le fait d'accorder une plus grande importance à l'efficacité peut entraîner une réduction des taux de croissance futurs en deçà des niveaux historiques. En plus de la demande accrue, bon nombre de marchés auxquels participe TransAlta ont établi des cibles et des normes relatives au portefeuille renouvelable qui exigent de nouveaux placements dans l'énergie renouvelable. Étant donné que la plupart des formes de production d'énergie renouvelable comportent également des niveaux et des durées de production discontinus ou incertains, des niveaux élevés de production d'énergie renouvelable peuvent être associés à des exigences de puissance supérieures. La société estime que la demande en électricité continue et croissante, les normes relatives au portefeuille renouvelable et la possibilité d'augmenter les quantités de production d'énergie renouvelable nécessitant une puissance supplémentaire peuvent lui permettre d'augmenter sa capacité de production.

L'Alberta est la quatrième province en importance au Canada en termes de population, ses quelque 3,72 millions de résidents représentant environ 11 pour cent de la population totale du Canada. L'Alberta a consommé environ 71 600 GWh d'électricité en 2010. Au 8 décembre 2010, la puissance installée globale des centrales de production de l'Alberta s'élevait à environ 12 915 MW.

La Colombie-Britannique est la troisième province en importance au Canada en termes de population, ses quelque 4,53 millions de résidents représentant environ 13,3 pour cent de la population totale du Canada. En 2007, la Colombie-Britannique a adopté le « BC Energy Plan » qui prévoit « l'établissement d'objectifs réalistes et réalisables relativement à la conservation, à l'efficacité

énergétique et à l'énergie propre ». Aux termes du BC Energy Plan, la Colombie-Britannique sera autosuffisante d'ici 2016 grâce à son énergie « d'assurance » qui lui permettra de répondre aux niveaux de demande accrus.

L'Ontario est la plus peuplée des provinces canadiennes, ses quelque 13,2 millions de résidents représentant environ 38,7 % de la population totale du Canada. L'Ontario a consommé environ 142 400 GWh d'électricité en 2009. Ontario Power Generation Inc., qui a remplacé l'entreprise de production de l'ancien service public d'électricité intégré de l'Ontario, contrôle les deux tiers de la puissance installée de quelque 34 557 MW de l'Ontario, le reste appartenant à des services publics municipaux d'électricité et à des producteurs d'électricité indépendants et privés ou à des consommateurs industriels.

Le Québec est la deuxième province en importance au Canada en termes de population, ses quelque 7,91 millions de résidents représentant environ 23,2 pour cent de la population totale du Canada. Le gouvernement du Québec a établi la stratégie énergétique de la province qui prévoit une capacité hydroélectrique supplémentaire de 4 500 MW et une puissance éolienne installée de 4 000 MW d'ici 2015.

Au Nouveau-Brunswick, les consommateurs en gros et industriels peuvent acheter de l'électricité provenant d'Énergie Nouveau-Brunswick ou de fournisseurs concurrents. Ce marché concurrentiel ne s'applique pas aux acheteurs au détail, aux entreprises ou aux petites industries. En 2007, le Nouveau-Brunswick a annoncé le Pacte pour le changement aux termes duquel 10 % des achats d'électricité doivent provenir de sources renouvelables à compter de 2016.

Les services publics d'électricité dans la région du nord-ouest du Pacifique aux États-Unis et au Canada sont organisés au sein du Western Electricity Coordinating Council (« **WECC** »). Le WECC est la plus grande des 10 régions géographiques du North American Electric Reliability Council et se divise en quatre sous-régions, dont la région 1 qui comprend la Colombie-Britannique, l'Alberta, et les États de Washington, de l'Oregon, de l'Idaho, du Montana, de l'Utah ainsi que l'ouest du Wyoming et le nord du Nevada. Cette sous-région est appelée le Northwest Power Pool (« **NWPP** »). Le WECC estime qu'environ 362 000 GWh d'électricité ont été consommés dans le NWPP en 2010. Le WECC a également estimé la capacité de production globale d'électricité à quelque 95 000 MW dans le NWPP pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010.

En Australie, l'électricité est en grande partie produite à partir du charbon, plus de 80 % de l'électricité produite provenant du charbon. Le gaz naturel est de plus en plus utilisé pour la production d'électricité, spécialement en Australie du Sud et de l'Ouest. La réforme majeure de l'industrie de l'électricité australienne comportait la mise en place du marché national de l'électricité dans l'Australie du Sud et de l'Est (« **MNE** »). En Australie-Occidentale, où les actifs de TransAlta sont situés, un nouveau marché de l'électricité en gros (« **MEG** ») a été établi à la fin de 2006. La puissance installée totale sur le MEG est d'environ 5 000 MW, et la capacité de TransAlta dans la région est d'environ 300 MW. L'exploitant indépendant du marché de l'Australie-Occidentale estime qu'il y aura une croissance annuelle de 3,7 % de la demande d'énergie de 2020 à 2021, et que la capacité augmentera d'environ 5 500 MW d'ici 2012-2013. TransAlta jouit d'un important avantage concurrentiel en approvisionnement d'énergie aux exploitations minières, spécialement aux exploitations minières éloignées, et a acquis des connaissances et des compétences importantes dans ce domaine.

### **Forces sur le plan de la concurrence**

La société estime qu'elle est bien placée pour réaliser sa stratégie commerciale grâce à ses forces sur le plan de la concurrence où l'on retrouve notamment les éléments suivants :

*Stabilité financière* - La société a reçu de Moody's Investor Services, Inc. (« **Moody's** »), de Standard & Poor's, division de McGraw-Hill Companies, Inc. (« **S&P** »), et de Dominion Bond Rating Service Limited (« **DBRS** ») des notes de premier ordre.

*Flux de trésorerie stables* - En moyenne, environ 75 % de la capacité de notre production est vendue par l'intermédiaire de CAÉ de l'Alberta, de contrats à long terme et d'autres contrats physiques et financiers à court terme, pour au moins les sept prochaines années. Le bénéfice net reçu aux termes de ces ententes contractuelles aide à minimiser les fluctuations des bénéfices à court terme attribuables au prix variable de l'électricité.

*Diversité des combustibles* - La société utilise différents combustibles pour la production d'électricité, notamment le charbon, le gaz naturel, l'eau, l'énergie géothermique, le vent et la biomasse. La société estime que cette variété réduit l'incidence que peuvent avoir sur le rendement de la société des événements externes touchant une source de combustible en particulier.

*Équipe de direction* - L'équipe de direction actuelle possède une vaste expérience au niveau de l'industrie, à l'échelle internationale et au sein du marché local.

*Expertise du groupe des opérations sur les produits énergétiques* - La société estime que son groupe des opérations sur les produits énergétiques a augmenté les rendements qu'elle tire de son actif de production existant et qu'il a permis à la société d'obtenir de meilleurs prix pour l'électricité non visée par des engagements, de garantir l'approvisionnement rentable en combustibles et de respecter les obligations de livraison d'électricité lors de pannes de production.

*Propriété ou contrôle de l'approvisionnement en charbon* - La société possède, contrôle ou loue d'importantes réserves de charbon en Alberta, lesquelles garantissent une source de combustible stable et à long terme pour la totalité de sa capacité de production thermique en Alberta. Les mines de la société en Alberta contiennent l'un des charbons à plus faible teneur en soufre en Amérique du Nord, la moyenne étant de 0,25 % de soufre à la mine de Highvale. Le charbon à faible teneur en soufre émet moins d'anhydride sulfureux lorsqu'il est brûlé.

*Production d'énergie éolienne* - La société est le plus important propriétaire et exploitant en matière d'énergie éolienne au Canada. Son équipe de direction du secteur de l'énergie éolienne a établi des relations importantes avec les clients, les fournisseurs et les décideurs, ce qui lui procure un avantage concurrentiel dans la mise en valeur, l'exploitation et la commercialisation de l'énergie éolienne.

*Environnement* - La société est un chef de file reconnu dans le domaine du développement durable et a pris des mesures préventives précoces à l'égard d'un certain nombre d'enjeux environnementaux avant même l'adoption de la réglementation à cet égard.

### Dépenses en immobilisations

Le tableau suivant indique les dépenses en immobilisations à l'égard des propriétés et placements (y compris les acquisitions) de TransAlta au cours des cinq derniers exercices :

	Investissement de maintien <sup>1)</sup>	Investissement de croissance <sup>2)</sup>	Dépenses totales en immobilisations
2010	308 millions de dollars	482 millions de dollars	790 millions de dollars
2009	380 millions de dollars	1 290 millions de dollars	1 670 millions de dollars
2008	465 millions de dollars	541 millions de dollars	1 006 millions de dollars
2007	371 millions de dollars	228 millions de dollars	599 millions de dollars
2006	207 millions de dollars	17 millions de dollars	224 millions de dollars

#### Nota :

- 1) L'investissement de maintien comprend des dépenses courantes et de productivité, des achats de matériel minier et de terrains, des modifications de matériel à la centrale de Centralia et l'entretien planifié.
- 2) L'investissement de croissance est composé principalement de dépenses relatives à la centrale de Keephills 3, à l'acquisition de Canadian Hydro, aux améliorations et aux projets éoliens et, pour 2009 et 2010, comprend les contributions de coentreprise pour la pelle à benne traînante de Keephills 3.

## SECTEUR DES ACTIVITÉS DE LA SOCIÉTÉ

Notre secteur des activités de la société, qui comprend les services financiers, juridiques, réglementaires, environnementaux, de trésorerie, de la santé et sécurité, du développement durable, des communications d'entreprise, des relations avec le gouvernement et les investisseurs, de la technologie de l'information, de la gestion du risque, des ressources humaines, de la vérification interne et des autres services administratifs, offre des services en matière de conformité, de gouvernance et de soutien à nos secteurs d'activité de la production et des opérations sur les produits énergétiques.

## GESTION DES RISQUES ENVIRONNEMENTAUX

TransAlta est assujettie aux lois, aux règlements et aux directives en matière d'environnement des gouvernements fédéral, provinciaux et étatiques et des autorités locales en ce qui a trait à la production et au transport d'électricité et d'énergie thermique ainsi qu'à l'exploitation minière à ciel ouvert. TransAlta est déterminée à respecter les exigences des lois et des règlements ainsi qu'à réduire le plus possible les effets de ses activités sur l'environnement. TransAlta collabore avec les gouvernements et le public à mettre au point des cadres appropriés favorisant la protection de l'environnement et permettant de promouvoir le développement durable.

### Législation environnementale en cours et récemment adoptée

Les changements apportés à la législation environnementale actuelle ont, et continueront d'avoir, une incidence sur les activités de la société.

## Canada

Le 23 juin 2010, le gouvernement du Canada a annoncé qu'il planifie réglementer les émissions de gaz à effet de serre (« GES ») provenant du secteur de l'énergie alimentée au charbon. La proposition, si elle est adoptée en tant que loi, entrerait en vigueur en 2015 et exigerait que les centrales existantes alimentées au charbon respectent une norme de rendement relative aux émissions de gaz naturel avant leur 45<sup>e</sup> année d'entrée en service ou avant que leur CAÉ arrive à échéance, selon la plus éloignée de ces dates. Si les centrales alimentées au charbon ne respectent pas cette norme d'ici là, elles devront cesser leurs activités. Entre-temps, les centrales ne seront assujetties à aucuns frais de conformité aux normes du gouvernement fédéral relatives aux émissions de GES.

Le gouvernement fédéral continue de travailler à l'ébauche de la réglementation ci-dessus et a fait part de son intention de publier l'avant-projet de règlement en avril 2011. L'avant-projet de règlement ferait ensuite l'objet de consultations auprès des provinces, de l'industrie et du public. La société est actuellement en pourparlers avec les gouvernements du Canada et de l'Alberta concernant la conception de la réglementation proposée.

L'élaboration dont il est question ci-dessus devrait fournir des précisions en matière de réglementation aux fins de la prise de décisions futures en matière de capitaux. Certaines questions devront être réglées, notamment la façon dont les frais de transition pourront être récupérés par les producteurs, les incidences des CAÉ, les normes aux fins des exigences en matière d'émissions pour les centrales alimentées au gaz naturel, ainsi que la façon dont le projet de CSC continuera d'être appuyé. L'incidence de cette proposition sur le marché déréglementé de l'Alberta et la structure des CAÉ doit également être examinée.

En outre, les travaux portant sur la mise en œuvre d'un système de gestion de l'air pur (« SGAP ») national se poursuivent en vue de contrer les polluants atmosphériques. Les travaux de mise en œuvre sont effectués en collaboration avec les gouvernements fédéral et provinciaux, l'industrie et les organisations environnementales, dans le but de construire une structure nationale acceptable pour la gestion des polluants tels que le dioxyde de soufre (« SO<sub>2</sub> »), les oxydes d'azote (« NO<sub>x</sub> ») et les particules. Théoriquement, le système établirait des normes de base en matière de qualité de l'air ambiant, des normes d'émissions dans l'industrie et des mécanismes en vue de s'attaquer aux secteurs de non-conformité. On prévoit que le modèle de SGAP relèverait par défaut des provinces, à moins que les problèmes de qualité de l'air demeurent non résolus. Ce processus devrait prendre plusieurs années à se réaliser. La société participe aux groupes de travail, et il n'est pas évident à ce moment-ci de déterminer l'incidence qu'aura le SGAP sur les activités de la société, s'il est mis en œuvre.

En Ontario, le gouvernement provincial continue d'élaborer ses plans pour créer un cadre réglementaire relatif aux GES conformément au modèle de la Western Climate Initiative, qui utilise un système de plafonnement et d'échange à titre d'instrument de réglementation. Les détails du modèle proposé par le gouvernement de l'Ontario n'ont pas encore été divulgués.

En Alberta, une technologie de capture du mercure a été installée avant la fin de l'année et a commencé à fonctionner dans les centrales alimentées au charbon de la société afin de respecter les exigences de l'Alberta visant la réduction des émissions de mercure de 70 % d'ici le 1<sup>er</sup> janvier 2011. Jusqu'à présent, le rendement de ces unités respecte les exigences en matière de réduction de mercure requises.

En Colombie-Britannique, le gouvernement provincial procède actuellement à l'élaboration d'une réglementation à l'égard de l'échange de droits d'émission et d'un système de compensation en vertu de la loi intitulée *Greenhouse Gas Reduction (Cap and Trade) Act*. Le système serait compatible avec le modèle de la Western Climate Initiative (« WCI »). Le modèle de la WCI est un système de plafonnement et d'échange élaboré conjointement avec plusieurs provinces canadiennes et États américains, y compris la Californie, en vue d'établir des cibles de réduction semblables et un marché d'échange commun de droits d'émission. Les consultations sont en cours concernant sa conception, la réglementation devant être achevée en 2011. Compte tenu des activités à faible émission de carbone de TransAlta en Colombie-Britannique, cette initiative réglementaire ne devrait pas avoir d'incidence sur la société.

## États-Unis

Aux États-Unis, la direction future relative aux changements climatiques n'a pas encore été résolue. Les discussions se poursuivent à l'égard de diverses propositions législatives, représentant une combinaison de lois environnementales et énergétiques, même si la dynamique et la direction du nouveau Congrès à cet égard n'ont pas encore été clarifiées. La mise en œuvre d'un système de plafonnement et d'échange à l'égard du carbone est peu probable à ce stade.

En l'absence de mesures législatives, l'administration s'attaque à la réglementation des gaz à effet de serre en vertu de la loi intitulée *Clean Air Act*. aux termes de la « règle sur mesure » adoptée en 2010, le 1<sup>er</sup> juillet 2011, l'Environmental Protection Agency (« EPA ») exigera que certaines nouvelles usines obtiennent des permis pour les GES, ou que des modifications majeures soient apportées aux usines existantes. À partir de ce moment, de nouvelles usines ou des usines modifiées qui constituent par

ailleurs une source majeure aux termes des seuils des permis avant la construction seraient tenues d'employer la meilleure technologie offerte afin de réduire leurs émissions de GES. L'EPA a commencé à mettre en œuvre ces règles le 2 janvier 2011. La définition de « meilleure technologie offerte » n'a pas encore été établie. Cette réglementation de l'EPA devrait faire l'objet de contestations juridiques et d'une certaine opposition de la part du Congrès, et pourrait devoir être améliorée dans le cadre de l'établissement d'autres règles.

En outre, à la fin de décembre 2010, l'EPA a fait part de son intention de mettre en œuvre les *New Source Performance Standards* (normes de rendement à l'égard des sources nouvelles) relatives aux GES pour les centrales et les raffineries. Ces normes couvriraient les émissions provenant à la fois des sources nouvelles et existantes. La réglementation devrait être achevée d'ici la fin de 2012, mais l'EPA prévoit que les sources existantes ne seraient pas visées avant 2015 ou 2016. Cet avant-projet de règlement n'a pas encore été élaboré et son incidence demeure incertaine. Encore une fois, on prévoit que cette initiative fera l'objet de contestations juridiques.

À Washington, la société collabore avec l'État afin de mettre en œuvre un plan visant à réduire les émissions de GES de sa centrale de Centralia, conformément au décret du gouverneur en vue de réduire les émissions d'environ 50 % par rapport aux niveaux actuels d'ici 2025. Des pourparlers sont en cours avec l'État et d'autres intervenants.

### **Activités de TransAlta**

La réduction des incidences des activités de la société sur l'environnement est avantageuse non seulement pour les activités de la société et ses résultats financiers, mais également pour les collectivités dans lesquelles la société exerce ses activités. La société prévoit que les émissions dans l'environnement et la conformité en matière d'environnement seront examinées de plus près, et elle a donc adopté une approche proactive en vue de minimiser les risques sur ses résultats.

Les programmes de gestion de l'environnement de la société englobent les éléments suivants :

#### *Énergie renouvelable*

En plus de notre acquisition de Canadian Hydro, notre investissement dans des sources d'énergie renouvelable se poursuit grâce à la construction ou à l'expansion de ressources d'énergie renouvelable telles que les parcs éoliens de Summerview 2, de Kent Hills et d'Ardenville. L'élargissement de notre portefeuille d'énergie renouvelable nous offre une plus grande flexibilité en matière de production et crée une plus-value environnementale grâce aux certificats d'énergie renouvelable ou aux crédits de compensation futurs.

#### *Contrôles et efficacité en matière d'environnement*

La société continue d'améliorer son exploitation et d'investir dans ses installations de production existantes afin de réduire les effets environnementaux de la production d'électricité. TransAlta a installé du matériel de contrôle du mercure dans ses installations thermiques de l'Alberta en 2010 afin de respecter les objectifs de 70 pour cent en matière de réduction de la province. La nouvelle centrale Keephills 3 utilisera une technologie de combustion surcritique afin de maximiser l'efficacité thermique, ainsi qu'une technologie de capture du SO<sub>2</sub> et de faible combustion des NO<sub>x</sub>.

Les CAÉ à l'égard de nos centrales alimentées au charbon en Alberta contiennent des dispositions relatives aux changements de loi nous permettant de récupérer le coût des immobilisations et les frais de conformité à l'égard de l'exploitation auprès de nos clients aux termes de CAÉ.

#### *Participation à la politique*

Nous participons activement aux discussions relatives à la politique avec divers ordres de gouvernement. Ces négociations avec des intervenants nous ont permis d'entamer des discussions proactives avec les gouvernements et des participants à l'industrie afin de respecter les exigences en matière d'environnement à long terme.

#### *Mise en œuvre de l'initiative de CSC*

Le 14 octobre 2009, les gouvernements du Canada et de l'Alberta ont annoncé que le projet Pioneer, soit notre projet de CSC, avait reçu le financement nécessaire de plus de 750 millions de dollars. Ce financement est fourni dans le cadre du Fonds pour l'énergie propre de 1 milliard de dollars du gouvernement du Canada et de l'initiative de CSC de 2 milliards de dollars du gouvernement de l'Alberta. Le financement appuie la réalisation d'une EICP qui devrait être achevée en 2011. Une fois construite, la centrale prototype sera l'une des plus importantes installations de CSC au monde et la première à posséder un système de

stockage souterrain intégré. Le projet visera à capturer une mégatonne de dioxyde de carbone (« CO<sub>2</sub> ») à l'une de nos centrales thermiques de l'Alberta. Le CO<sub>2</sub> sera utilisé afin d'améliorer la récupération du pétrole et sera également placé dans un site de stockage géologique permanent. De plus, le 28 novembre 2010, le projet Pioneer a obtenu 5 millions de dollars australiens du Global Carbon Capture and Storage Institute en vue d'améliorer le transfert des connaissances relatives au projet à l'échelle nationale et internationale.

En outre, nous envisageons de faire progresser d'autres technologies d'énergie propre par l'intermédiaire d'organisations, telles que la Canadian Clean Coal Power Coalition qui examine les technologies de combustion propre émergentes comme la gazéification. Nous faisons également partie d'un groupe de sociétés participant à l'Integrated CO<sub>2</sub> Network afin de mettre au point des systèmes et des infrastructures de capture et de stockage du carbone pour le Canada.

#### *Portefeuille de crédits compensatoires*

TransAlta possède un portefeuille de crédits compensatoires composé de divers instruments pouvant être utilisés à des fins de conformité ou pouvant par ailleurs être reportés ou vendus. Nous continuons d'examiner la possibilité d'obtenir d'autres crédits compensatoires à l'égard des émissions qui nous permettent d'atteindre les cibles en matière d'émissions à un coût concurrentiel. Nous veillons à ce que tous les investissements dans des crédits compensatoires respectent les critères de certification sur le marché dans lequel ils seront utilisés.

### **FACTEURS DE RISQUE**

Le lecteur devrait analyser attentivement les facteurs de risque décrits ci-dessous ainsi que les autres renseignements qui sont contenus dans la présente notice annuelle ou qui y sont intégrés par renvoi. Pour un exposé des facteurs de risque touchant TransAlta, se reporter à la rubrique « Facteurs de risque » dans le rapport de gestion annuel, lequel est intégré aux présentes par renvoi.

Aux fins des présentes, l'expression « effet défavorable important » sur la société s'entend d'un effet sur la société ou sur son activité, sa situation financière, ses résultats d'exploitation ou ses flux de trésorerie, selon le contexte.

#### ***Les fluctuations des prix de l'électricité et de la disponibilité des approvisionnements en combustible nécessaires pour produire de l'électricité peuvent avoir un effet défavorable important sur la société***

Une partie importante des revenus de la société est liée, directement ou indirectement, au prix du marché pour l'électricité des marchés sur lesquels elle exerce ses activités. Les prix de l'électricité sur le marché subissent l'incidence de plusieurs facteurs, dont : la solidité de l'économie, la capacité de transmission offerte, le prix des combustibles utilisés pour produire de l'électricité (et, par conséquent, certains des facteurs qui touchent le prix des combustibles décrits ci-après); la gestion de la production et le montant de la capacité de production excédentaire sur un marché en particulier; le coût du contrôle des émissions de pollution, notamment l'éventuel coût du carbone; la structure du marché; et les conditions climatiques. Par conséquent, la société ne peut pas prédire avec précision les prix futurs de l'électricité et la volatilité des prix de l'électricité pourrait avoir un effet défavorable important sur la société.

La société achète le gaz naturel et une partie de son charbon pour fournir le combustible nécessaire à la production d'électricité. La société pourrait subir des effets défavorables importants si le coût du combustible qu'elle doit acheter pour produire de l'électricité augmente au delà du prix qu'elle peut obtenir pour l'électricité qu'elle vend. Plusieurs facteurs influent sur le prix du combustible, dont bon nombre sont indépendants de la volonté de la société, notamment :

- les prix du marché en vigueur pour le combustible, y compris les frais de transport connexes;
- la demande mondiale pour des produits énergétiques;
- le coût du carbone et les autres préoccupations environnementales;
- les interruptions liées aux conditions météorologiques empêchant la livraison de combustible ou nuisant à la demande à court terme de combustible;
- l'augmentation de l'offre de produits énergétiques sur les marchés de l'électricité de gros;
- la capacité de transport du combustible ou le coût du service de transport de combustible dans les marchés de la société; et

- le coût d'extraction minière qui, à son tour, est tributaire de divers facteurs tels que les pressions sur le marché du travail, les frais de remplacement du matériel et l'obtention des permis.

Des variations de l'un ou l'autre de ces facteurs peuvent faire grimper les coûts de production d'électricité de la société ou chuter les produits d'exploitation qu'elle retire de la vente d'électricité au point d'avoir un effet défavorable important sur la société.

***Les règles et règlements des différents marchés où la société est active sont susceptibles de changer, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur la société***

Certains des marchés où la société exerce et a l'intention d'exercer ses activités sont assujettis à une surveillance et à un contrôle réglementaires importants. La société ne peut prédire s'il y aura des changements sur le plan réglementaire, y compris la réglementation possible des tarifs autorisés et de la structure du capital des sociétés productrices de gros, comme la société, ni les conséquences ultimes que ces changements pourraient avoir, le cas échéant, sur ses activités. Les règles et la réglementation du marché en vigueur peuvent être révisées ou réinterprétées et de nouvelles lois et de nouveaux règlements peuvent être adoptés ou devenir applicables à la société ou à ses centrales et avoir un effet défavorable important sur la société. La société ne peut pas garantir qu'elle sera en mesure d'adapter son activité en temps opportun en réaction à quelque changement du cadre réglementaire dans lequel elle exerce son activité, incapacité de s'adapter qui pourrait avoir un effet défavorable important sur la société.

Les autorités de réglementation peuvent également, à l'occasion, enquêter sur les activités de la société dans les marchés dans lesquels elle exerce ses activités ou effectue des opérations. Ces enquêtes peuvent entraîner des sanctions ou des amendes pouvant avoir une incidence importante sur les activités ou la situation financière de la société.

Les centrales de la société font également l'objet de diverses exigences en matière de licences et de permis dans les territoires où elles sont exploitées. Bon nombre de ces licences et permis doivent être renouvelés à l'occasion. Si la société ne parvient pas à renouveler ces licences ou permis, ou si leurs modalités sont modifiées d'une façon qui nuit à la société, cette dernière pourrait en subir un effet défavorable important.

Des changements aux règles et à la réglementation d'une commission de services publics d'un État américain ou d'une province canadienne ou de quelque autre organisme de réglementation dans d'autres marchés dans lesquels la société se trouve ou peut se trouver en concurrence peuvent avoir un effet défavorable important sur la société.

***Bon nombre des activités et biens de la société sont assujettis à des exigences environnementales et les changements apportés à ces exigences ou les responsabilités en découlant pourraient avoir un effet défavorable important sur la société***

Les activités de la société sont assujetties à une réglementation environnementale des autorités fédérales, provinciales, étatiques et locales en matière de production et de transport d'électricité et d'énergie thermique et d'exploitations minières à ciel ouvert, relativement à la pollution et à la protection de l'environnement, de la santé et de la sécurité et régissant, entre autres, les émissions dans l'atmosphère, l'usage et l'évacuation des eaux, le stockage, le traitement et l'élimination des déchets et autres matières et la restauration des sites et la responsabilité relative à l'utilisation des terres (collectivement, la « **réglementation environnementale** »). Ces lois peuvent imposer une responsabilité à l'égard des coûts engagés pour faire enquête et apporter des mesures correctives à la suite d'une contamination sans égard à la faute et dans certaines circonstances, la responsabilité peut être solidaire, de sorte qu'une partie responsable est tenue entièrement responsable de l'obligation. La réglementation environnementale peut aussi imposer, entre autres, des restrictions, des responsabilités et des obligations relativement à la production, à la manipulation, à l'utilisation, à l'entreposage, au transport, au traitement et à l'élimination des déchets et des substances dangereuses et peut imposer des responsabilités, notamment de nettoyage et de divulgation, relativement aux déversements, aux rejets et aux émissions de diverses substances dans l'environnement. La réglementation environnementale peut également exiger que les installations et autres biens liés aux activités de la société soient exploités, maintenus, abandonnés et restaurés à la satisfaction des autorités de réglementation compétentes. De plus, il y a un niveau croissant de réglementation environnementale relativement à l'utilisation, au traitement et à l'évacuation des eaux et des attentes croissantes visant de nouveaux règlements ou des règlements supplémentaires sur les émissions au niveau national au Canada et aux États-Unis qui pourraient imposer différentes normes quant aux obligations de conformité de la société. Ces différentes normes de conformité pourraient entraîner un dédoublement des obligations de la société en matière de conformité et de coûts ou pourraient influencer sur sa capacité d'exploiter ses installations.

Le respect de la législation environnementale peut se traduire par des dépenses en immobilisations et frais d'exploitation importants pour la société, notamment au titre de la surveillance environnementale, du matériel et des processus de contrôle des effluents et des émissions, de la mesure, de la vérification et de la déclaration des émissions, des droits d'émission et d'autres activités ou obligations de conformité. La société s'attend à devoir assumer d'autres dépenses liées à l'environnement dans l'avenir. Des normes plus rigoureuses, une réglementation nouvelle ou plus abondante, l'application plus stricte des règles par les

autorités de réglementation, les exigences plus pointilleuses en matière d'obtention de permis, une augmentation du nombre et du type d'éléments d'actif exploités par la société assujettis à la législation environnementale et la mise en œuvre d'une réglementation provinciale et nationale sur les émissions de GES, les émissions de mercure ou d'autres émissions dans l'atmosphère dans un territoire où la société est active pourraient augmenter le montant de ces dépenses. Dans la mesure où ces dépenses ne peuvent être répercutées aux clients aux termes des accords d'achat d'électricité de la société, y compris les CAÉ de l'Alberta, la société pourrait avoir à engager des coûts importants. De plus, le respect de la réglementation environnementale pourrait forcer la société à restreindre certaines de ses activités. Si la société ne se conforme pas à la réglementation environnementale, les organismes de réglementation pourraient demander l'imposition de sanctions civiles, administratives et/ou criminelles à la société, voire une interruption des activités de la société, et d'importantes dépenses au titre de la conformité, du nouveau matériel ou de nouvelles technologies, des obligations d'information et de la recherche et du développement. En plus de la réglementation environnementale, la société pourrait également engager sa responsabilité civile dans le cas où des particuliers demanderaient l'imposition d'amendes ou de peines civiles ou de responsabilités pour dommages matériels, blessures corporelles et autres coûts. La société ne peut pas garantir qu'elle ne fera pas l'objet de poursuites ou de mesures administratives ou d'enquêtes par ailleurs susceptibles de nuire à ses activités et éléments d'actif. Si la société fait l'objet d'une poursuite ou d'une instance par ailleurs susceptible de nuire à ses activités et éléments d'actif, la société pourrait être tenue d'engager des dépenses importantes pour défendre ses activités ou présenter des preuves ou au titre de la conformité de la société, de ses activités et de ses éléments d'actif, dépenses qui pourraient avoir un effet défavorable important sur la société.

Divers efforts ont été déployés récemment au chapitre de la réglementation fédérale, provinciale, étatique et locale et continuent d'être axés sur la réglementation éventuelle des émissions de GES ou des changements climatiques, et les exigences en matière de déclaration obligatoire des GES entreront en vigueur en 2010 en Ontario et aux États-Unis. Au Canada et aux États-Unis, la législation des GES ou les autres formes de réglementation sont toujours en cours d'élaboration, et il est trop tôt pour en établir les répercussions. Des exigences de réduction obligatoire des émissions de GES devraient se traduire par des coûts accrus pour la société, comme cela devrait être le cas pour la plupart des producteurs d'énergie thermique en Amérique du Nord. La société est assujettie à d'autres règlements sur la qualité de l'air, y compris les règlements sur le mercure. La société ne peut pour l'instant évaluer les répercussions éventuelles des futurs règlements sur le mercure dans ses installations américaines. Dans la mesure où des règlements nouveaux ou supplémentaires sur les émissions de GES, les émissions de mercure ou d'autres émissions dans l'atmosphère exigeraient de la société qu'elle engage des coûts qui ne peuvent être répercutés à ses clients aux termes de ses contrats d'achat d'énergie, y compris les CAÉ de l'Alberta, les coûts pourraient être importants et avoir un effet défavorable important sur la société.

Les activités d'exploitation minière à ciel ouvert de la société sont assujetties à des lois et règlements établissant des normes en matière d'exploitation minière, de protection environnementale et de restauration pour tous les aspects de l'exploitation à ciel ouvert. En qualité de propriétaire ou d'exploitant de mines, la société doit obtenir des permis de l'organisme de réglementation compétent autorisant certaines activités minières qui entraînent des perturbations à la surface. Ces exigences cherchent à limiter les effets défavorables de l'exploitation houillère et des exigences plus pointilleuses pourraient être adoptées à l'occasion. TransAlta peut, en qualité de propriétaire ou d'exploitant de mines, également être tenue de déposer un cautionnement ou de garantir par ailleurs le paiement de certaines obligations à long terme, y compris les coûts de restauration ou de fermeture de mines. Les coûts des cautionnements ont augmenté ces dernières années, tandis que les conditions de ces cautionnements sont devenues plus désavantageuses. De plus, le nombre d'entreprises prêtes à émettre des cautionnements a diminué. TransAlta pourrait être tenue d'autofinancer ces obligations si elle ne parvenait pas à renouveler ou à obtenir les cautionnements requis à l'égard de ses activités minières ou s'il est plus économique de procéder de cette façon.

### ***L'évolution de la conjoncture économique pourrait avoir un effet défavorable important sur la société***

Une évolution défavorable de la conjoncture économique et de la situation du marché pourrait avoir un effet négatif sur la demande de produits, les produits d'exploitation, les charges d'exploitation, le calendrier et l'ampleur des dépenses en immobilisations, la valeur de réalisation nette des immobilisations corporelles, les résultats des mesures de financement, le risque de crédit et le risque de contrepartie, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur la société. Des variations des taux d'intérêt peuvent avoir une incidence sur les frais d'emprunt de la société et les produits d'exploitation au titre de la puissance que la société reçoit aux termes des CAÉ de l'Alberta.

Aux termes des CAÉ prescrits par le gouvernement de l'Alberta conformément auxquels la société exploite la plupart de ses centrales thermiques et hydroélectriques en Alberta, la société est exposée à certains risques, y compris la possibilité d'amendes pour des arrêts imprévus et le fardeau de coûts accrus nécessaires pour entretenir et exploiter ses centrales.

La majorité des centrales hydroélectriques et thermiques de la société en Alberta fonctionnent aux termes des CAÉ de l'Alberta qui fixaient des exigences en matière de capacité engagée et de production d'énergie électrique ainsi que des objectifs de disponibilité devant être atteints par chaque centrale au charbon, des obligations en matière de services énergétiques et auxiliaires



de centrales hydroélectriques et la rétribution pour le respect des obligations aux termes du CAÉ. Aux termes des CAÉ de l'Alberta applicables aux centrales au charbon, en cas d'arrêt imprévu, si ce n'est d'un arrêt considéré comme occasionné par un cas de force majeure, la société doit payer une pénalité pour la production perdue, d'après un prix qui correspond à la moyenne mobile sur 30 jours des prix de l'électricité sur le marché de l'Alberta. Par conséquent, un arrêt imprévu pourrait avoir un effet défavorable important sur la société.

La société assume une partie des répercussions des hausses de ses charges d'exploitation (sauf les hausses découlant d'un « changement de loi » au sens défini dans les CAÉ de l'Alberta) puisque le prix que la société peut recevoir pour sa capacité aux termes des CAÉ de l'Alberta se fonde sur un barème de coûts fixes. Bon nombre des coûts prévus seront déterminés par des indices, des formules ou d'autres moyens pendant toute la durée des CAÉ de l'Alberta. Les résultats réels de la société varieront et seront tributaires du rendement comparativement aux prévisions sur lesquelles reposent les CAÉ de l'Alberta. Les charges d'exploitation pourraient augmenter en raison de nombreux facteurs qui sont indépendants de la volonté de la société. Une hausse importante des charges d'exploitation de la société pourrait avoir un effet défavorable important sur la société.

À l'occasion, pendant la durée des CAÉ de l'Alberta, des questions peuvent être soulevées quant à l'application prévue des CAÉ de l'Alberta qui peuvent exiger l'interprétation de certaines dispositions des AAÉ de l'Alberta, et les interprétations qui en sont faites pourraient ne pas être à l'avantage de la société. En de telles circonstances, la société pourrait subir des effets défavorables importants.

### ***L'exploitation et l'entretien des centrales de la société comportent des risques pouvant avoir un effet défavorable important sur la société***

L'exploitation, l'entretien, la modernisation et l'agrandissement de centrales électriques comportent des risques, notamment un bris ou une panne d'équipement ou de processus, une interruption de l'approvisionnement en combustible et un rendement inférieur aux niveaux prévus de débit ou d'efficacité. La construction de certaines centrales de production de la société, particulièrement en Alberta, remonte à plusieurs années. Ces centrales pourraient nécessiter d'importantes dépenses en immobilisations en vue de maintenir leur rendement optimum ou de poursuivre leur exploitation. Rien ne garantit que notre programme d'entretien pourra détecter les pannes potentielles de nos centrales avant qu'elles ne surviennent ou éliminer tous les effets défavorables en cas de panne. Des perturbations liées aux conditions météorologiques, des arrêts de travail et d'autres problèmes imprévus pourraient perturber l'exploitation et l'entretien des centrales de la société et avoir un effet défavorable important sur la société.

La société a conclu des conventions d'entretien et de service continu avec les fabricants de certaines pièces d'équipement essentielles. Si un fabricant ne peut ou ne veut pas offrir un service d'entretien satisfaisant ou honorer une garantie, la société pourrait devoir conclure d'autres ententes avec d'autres fournisseurs si elle ne peut effectuer l'entretien elle-même. Ces ententes pourraient être plus onéreuses pour la société que ses ententes actuelles et ces frais supplémentaires pourraient avoir un effet défavorable important sur la société. Si la société n'est pas en mesure de conclure d'autres ententes acceptables, l'incapacité de la société à obtenir les pièces ou les connaissances techniques pourrait avoir un effet défavorable important sur la société.

Bien que la société garde en stock, ou prenne par ailleurs des dispositions pour obtenir des pièces de rechange afin de remplacer des pièces d'équipement essentielles et souscrive de l'assurance pour les dommages matériels pour se protéger contre certains risques d'exploitation, ces protections pourraient ne pas être suffisantes pour couvrir le manque à gagner ou les hausses de frais et amendes qui pourraient survenir si la société n'est pas en mesure d'exploiter ses centrales au niveau nécessaire pour se conformer à ses contrats de vente (y compris les CAÉ de l'Alberta).

La société peut être exposée au risque qu'il soit nécessaire d'exploiter une centrale à un niveau de capacité supérieur à celui auquel elle s'est engagée à fournir de la vapeur aux fins de l'exécution d'un contrat. En de telles circonstances, les coûts engagés pour produire la vapeur vendue pourraient dépasser les produits d'exploitation qui en sont tirés.

### ***La société pourrait subir les incidences négatives des catastrophes naturelles ou d'autres événements catastrophiques***

Les centrales de production de la société et ses activités sont exposées à des dommages potentiels et à des pertes partielles ou complètes résultant de catastrophes environnementales (p. ex., les inondations, les vents forts, les incendies et les tremblements de terre), à des pannes de matériel et à d'autres événements qui sont hors du contrôle de la société. La survenance d'un événement marquant qui empêche les centrales de production de produire ou de vendre de l'électricité pendant une période prolongée, y compris des événements qui empêchent les clients actuels d'acheter de l'électricité, pourrait avoir un effet défavorable important sur la société. Les centrales de production de la société pourraient être exposées aux effets des conditions climatiques particulièrement mauvaises, à des catastrophes naturelles et à des événements susceptibles d'être catastrophiques, tel qu'un accident ou un incident grave sur les lieux de la société. Dans certains cas, il est possible que certains événements ne dispensent

pas la société des obligations qui lui incombent aux termes de conventions conclues avec des tiers. Le fait que plusieurs des centrales de production de la société soient situées en zones éloignées peut faire en sorte qu'il soit plus difficile d'y avoir accès pour les réparer.

***Les pannes de matériel pourraient avoir une incidence défavorable importante sur la société***

Une panne de matériel attribuable, entre autres, à l'usure normale, à un vice caché, à une erreur de conception ou à une erreur de l'opérateur est un risque qui pourrait entraîner des conséquences défavorables importantes pour la société. Même si les centrales de production de la société sont généralement exploitées conformément aux attentes, rien ne garantit que cela se poursuivra. En outre, rien ne garantit qu'une protection d'assurance applicable serait adéquate afin de protéger la société des incidences défavorables importantes.

***La société se fie à des lignes de transport qui ne lui appartiennent pas ou ne sont pas sous son contrôle, ce qui pourrait nuire à sa capacité de livrer de l'électricité***

La société est tributaire des installations de transport et de distribution détenues et exploitées par des services publics et d'autres sociétés d'électricité pour la livraison de l'électricité que la société produit. Une interruption du transport ou une panne prolongée dans le réseau de transport pourrait avoir une incidence sur la capacité de la société de vendre ou de livrer de l'électricité, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur la société.

***Les variations climatiques peuvent avoir une incidence sur la demande en électricité et la capacité de la société à produire de l'électricité***

En raison de la nature des activités de la société, son bénéfice est sensible aux variations climatiques d'une période à l'autre. Les variations du climat hivernal ont une incidence sur la demande relative aux besoins de chauffage électrique, tandis que les variations du climat estival ont une incidence sur la demande relative aux besoins de refroidissement électrique. Cette fluctuation de la demande se traduit par une volatilité du prix sur le marché au comptant. La variation des précipitations a également une incidence sur l'approvisionnement en eau qui, à son tour, a une incidence sur les actifs hydroélectriques de la société.

***La société pourrait subir des effets défavorables si son approvisionnement en eau est réduit de façon importante***

L'exploitation des centrales hydroélectriques, alimentées au gaz naturel, à la biomasse et au charbon nécessite un débit d'eau continu. Un changement de situation météorologique ou climatique, des précipitations saisonnières, du moment et du rythme de la fonte des neiges, l'écoulement de surface et d'autres facteurs indépendants de la volonté de la société pourraient réduire le débit d'eau des centrales de la société. Une réduction importante du débit d'eau des centrales de la société pourrait limiter la capacité de la société de produire et de commercialiser de l'électricité à partir de ces centrales et pourrait avoir un effet défavorable important sur la société. Une réglementation de plus en plus poussée s'applique à l'usage, au traitement et à l'évacuation des eaux et à l'obtention de permis de captation d'eau dans les territoires où la société exerce ses activités. Tout changement apporté à la réglementation pourrait avoir un effet défavorable important sur la société.

***Les ruptures de barrage peuvent entraîner une perte de capacité de production, une augmentation des frais d'entretien et de réparation et d'autres obligations***

La survenance de ruptures de barrage à l'une ou l'autre des centrales hydroélectriques de la société pourraient entraîner une perte de capacité de production, et la réparation de ces ruptures pourraient exiger que la société engage des dépenses en immobilisations et d'autres ressources considérables. Si de telles ruptures se produisent, la société pourrait être exposée à une responsabilité considérable en ce qui a trait aux dommages. Rien ne garantit que le programme de sécurité des barrages de la société permettra de déceler les ruptures de barrage éventuelles avant qu'elles ne surviennent ou d'éliminer toutes les conséquences défavorables en cas de ruptures. D'autres règlements en matière de sécurité pourraient être modifiés à l'occasion, ce qui pourrait avoir une incidence sur les frais et l'exploitation de la société. L'amélioration de tous les barrages afin que ceux-ci puissent résister à des événements plus intenses pourrait forcer la société à engager des dépenses en immobilisations et d'autres ressources considérables. Les conséquences des ruptures de barrage pourraient avoir un effet défavorable important sur la société. La société tente de gérer ce risque en suivant des procédures d'entretien préventif et en souscrivant une protection d'assurance; toutefois, si une importante rupture de barrage se produisait, la protection d'assurance pourrait ne pas être adéquate et la société pourrait subir un effet défavorable important.

***La variation de l'intensité du vent peut avoir une incidence négative sur la quantité d'électricité produite par les centrales éoliennes de la société***

Le vent est par nature variable. Par conséquent, la quantité d'électricité produite par les centrales éoliennes de la société variera également. De plus, la force et la constance de la ressource éolienne aux centrales éoliennes de la société peuvent différer des prévisions en raison d'un certain nombre de facteurs, notamment : la mesure dans laquelle les données éoliennes historiques et les prévisions éoliennes propres à un site de la société représentent de façon exacte la vitesse, la force et la constance réelles des vents à long terme; l'effet possible des facteurs climatiques; l'exactitude des hypothèses de la société à l'égard, notamment, du climat, de l'accumulation de glace sur les éoliennes et leur encrassement, l'accès aux sites, les pertes par effet de sillage et les pertes de transmission et le cisaillement du vent; l'incidence éventuelle des variations topographiques; et la possibilité que des pertes électriques surviennent avant la livraison.

Une réduction de la quantité de vent à l'emplacement d'une ou de plusieurs centrales éoliennes de la société sur une période prolongée peut réduire la production de ces centrales, ainsi que tous les éléments environnementaux revenant à la société et réduire ses revenus et sa rentabilité.

***Une interruption de l'approvisionnement en combustible de l'industrie des produits forestiers pourrait avoir une incidence négative sur la centrale alimentée à la biomasse de la société***

La totalité de la capacité électrique du CEGP fait l'objet de contrats à long terme, ce qui nécessite des livraisons de déchets de bois constantes à titre de combustible. Ces livraisons de combustible sont en partie fournies directement à partir du client sur les lieux, le reste étant livré par camion à partir d'autres installations appartenant au client. La perte de l'approvisionnement en déchets de bois sur les lieux pourrait entraîner une augmentation des frais de combustible afin de continuer de respecter toutes les obligations en matière d'approvisionnement électrique.

***Les risques liés aux activités de négociation pourraient avoir un effet défavorable important sur la société***

Les activités de négociation et de mise en marché de la société comportent souvent la prise de positions de négociation sur les marchés énergétiques de gros tant à moyen terme qu'à court terme. Dans la mesure où la société détient des positions acheteurs sur les marchés énergétiques, un revirement des prix du marché entraînera des pertes liées à la baisse de la valeur de ces positions acheteurs. En revanche, dans la mesure où la société conclut des contrats de vente à terme pour la livraison d'énergie dont la société n'est pas propriétaire, ou prend des positions vendeurs sur les marchés énergétiques, un redressement des prix du marché exposera vraisemblablement la société à des pertes si elle essaie de couvrir des positions vendeurs en faisant l'acquisition d'énergie dans un marché haussier.

De plus, la société peut occasionnellement avoir une stratégie de négociation consistant en la détention simultanée d'une position vendeur et d'une position acheteur, la société espérant tirer un bénéfice des variations de la valeur relative des deux positions. Si, toutefois, la valeur relative des variations des deux positions tourne dans un sens ou d'une manière que la société n'avait pas prévu, elle subira des pertes découlant d'une telle position jumelée.

Si la stratégie que la société utilise pour se protéger contre ces différents risques est inefficace, la société pourrait en souffrir lourdement. Les positions de négociation de la société peuvent être influencées par la volatilité des marchés énergétiques qui, à leur tour, sont tributaires de différents facteurs, notamment les conditions météorologiques dans diverses régions géographiques et l'équilibre de l'offre et de la demande à court terme, autant de facteurs impossibles à prévoir avec certitude. Un changement dans les marchés énergétiques pourrait avoir un effet défavorable sur les positions de la société, ce qui pourrait également avoir un effet défavorable important sur la société.

Bien que la société utilise différents contrôles pour la gestion des risques, réalisés par le groupe de gestion du risque indépendant de la société, afin de limiter son exposition aux risques découlant de ses activités de négociation, dont la valeur à risque, les restrictions visant à minimiser les pertes, les tests de tension, les limites et les restrictions volumétriques et relatives à la durée à l'égard des instruments autorisés, la société ne peut garantir qu'elle ne subira pas de pertes et ces pertes pourraient avoir un effet défavorable important sur la société.

***La société exerce ses activités dans un environnement hautement concurrentiel et peut ne pas être en mesure de livrer concurrence avec succès***

La société exerce ses activités dans un certain nombre de provinces canadiennes, ainsi qu'aux États-Unis et en Australie. Ces secteurs d'activité subissent la concurrence provenant de grands services publics comme de petits producteurs d'électricité indépendants, ainsi que de conglomérats de capitaux privés et internationaux. Certains concurrents possèdent des ressources

financières et d'autres ressources considérablement supérieures à celles de la société. Le tort causé par la concurrence pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la société.

***En raison de ses activités multinationales, la société est exposée aux risques de change et au risque lié à la réglementation et aux régimes politiques***

Une partie importante des produits d'exploitation et dépenses de la société est libellée en dollars américains et en d'autres monnaies. Des variations du cours du change entre ces monnaies et le dollar canadien pourraient avoir un effet défavorable important sur la société. Bien que la société s'efforce de gérer ce risque en ayant recours à des instruments de couverture, y compris des échanges de devises, des contrats de change à terme et l'appariement des produits d'exploitation et des dépenses par monnaie au niveau du siège social, rien ne garantit que ces efforts en matière de gestion du risque seront efficaces et des variations des cours du change pourraient avoir un effet défavorable important sur la société.

En plus du risque de change, les activités étrangères de la société peuvent être soumises au risque lié au régime réglementaire et politique. Une modification de la réglementation régissant la production d'électricité ou du climat politique dans les pays où la société exerce ses activités pourrait entraîner des coûts supplémentaires et avoir un effet défavorable important sur la société.

***La société peut éprouver de la difficulté à réunir les capitaux dont elle a besoin à l'avenir, ce qui pourrait nuire grandement à ses activités***

Dans la mesure où les sources de capitaux et les flux de trésorerie tirés de l'exploitation de la société ne suffisent pas à financer les activités de la société, elle peut avoir besoin de réunir des capitaux supplémentaires. La société pourrait ne pas être en mesure d'obtenir du financement supplémentaire au moment voulu, notamment à des conditions favorables pour la société.

***Les titres de créance de la société seront structurellement subordonnés à toute dette de ses filiales qui est actuellement en cours ou pourrait être contractée à l'avenir***

La société mène ses activités et détient la majorité de ses actifs par l'entremise de ses filiales, dont des sociétés de personnes. Les résultats d'exploitation de la société et sa capacité d'assurer le service de la dette sont tributaires des résultats d'exploitation de ses filiales et du paiement de fonds à la société par ces filiales, notamment sous forme de prêts ou de dividendes. Les filiales de la société n'auront pas l'obligation de payer des sommes dues aux termes des titres de créance que la société a émis ni de rendre des fonds disponibles aux fins du paiement des titres d'emprunt que la société a émis, que ce soit par des dividendes, des intérêts, des prêts, des avances ou d'autres paiements. De plus, le versement des dividendes et l'octroi de prêts, d'avances et d'autres paiements à la société par ses filiales peuvent être assujettis à des restrictions contractuelles ou prévues par la loi.

En cas de liquidation d'une filiale, les actifs de cette dernière serviraient d'abord à rembourser sa dette, y compris les engagements liés au commerce ou les obligations aux termes de cautionnements, avant de servir à acquitter la dette de la société, y compris les titres de créance que la société a émis. Ces dettes et les autres dettes futures de ces filiales seraient structurellement de rang supérieur aux titres de créance que la société a émis.

Les filiales de la société ont financé certains investissements en fonction de financements de projet sans recours. Chaque prêt-projet sans recours est structuré pour être remboursé avec les flux de trésorerie que procure l'investissement. En cas de défaut aux termes d'une convention de financement qui n'est pas corrigée, les prêteurs auraient généralement des droits sur les actifs en cause. En cas de forclusion après un défaut, la filiale de la société pourrait perdre ses droits sur l'actif ou pourrait ne pas avoir droit à toute encaisse que l'actif peut produire. Quoiqu'un défaut aux termes d'un prêt-projet n'entraînera pas un défaut relativement aux titres de créance que la société a émis, il pourrait avoir un effet défavorable sur la capacité de la société d'assurer le service de sa dette en cours.

***Certains des contrats auxquels la société est partie exigent d'elle qu'elle affecte des biens en garantie de ses obligations***

La société est exposée au risque aux termes de certains contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz naturel conclus à des fins de couverture et de négociations pour compte. Les modalités de ces contrats exigent que la société fournisse des garanties lorsque la juste valeur de ces contrats dépasse les limites de crédit que lui consentent ses cocontractants et lorsque le contrat oblige la société à donner le bien en garantie. La juste valeur de ces contrats varie en fonction des fluctuations des produits de base. Ces contrats comprennent : i) les contrats d'achat, lorsque les prix à terme des produits de base sont inférieurs aux prix convenus par contrat; et ii) les contrats de vente, lorsque les prix à terme des produits de base sont supérieurs aux prix convenus par contrat. Une baisse de la notation de la société par certaines agences de notation peut entraîner une diminution des limites de crédit qui lui sont consenties par ses cocontractants et augmenter ainsi le montant de garantie que la société peut être appelée à fournir, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la société.

***Si les cocontractants de la société ne sont pas en mesure de s'acquitter de leurs obligations, la société pourrait en subir un effet défavorable important***

Si les acheteurs d'électricité ou de vapeur de la société ou d'autres cocontractants de la société manquent à leurs obligations, la société pourrait en subir un effet défavorable important. Bien que la société cherche à contrôler son exposition au risque de crédit en évaluant la capacité de ses cocontractants de respecter leurs obligations contractuelles avant de conclure des contrats avec eux, rien ne garantit qu'elle pourra en évaluer avec certitude la solvabilité. De plus, bien que la société surveille de près les activités de négociation afin de s'assurer que ses cocontractants ne dépassent pas les limites de crédit, aucune garantie ne peut être donnée quant à l'efficacité absolue de cette surveillance. Si les cocontractants de la société ne sont pas en mesure de respecter leurs obligations, la société pourrait subir une réduction de ses produits d'exploitation, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur la société.

***Les garanties d'assurance pourraient ne pas être suffisantes***

La société souscrit une assurance pour ses installations, notamment une assurance tous risques de biens, une assurance responsabilité civile générale commerciale et une assurance bris de machine, selon les montants et les franchises que la société estime appropriés. La société souscrit également une assurance remplacement d'électricité et pertes d'exploitation pour certaines de ses centrales lorsqu'elle ne dispose pas par ailleurs d'arrangements contractuels visant ces pertes potentielles ou, dans d'autres cas, lorsqu'il n'est pas économique de conclure de tels arrangements.

Les garanties d'assurance de la société pourraient éventuellement ne plus être offertes à des conditions raisonnables sur le plan commercial ou des limites de garantie suffisantes pourraient ne pas être disponibles sur le marché. De plus, le produit d'assurance que la société reçoit à l'égard de quelque sinistre ou dommage à l'une de ses installations de production pourrait ne pas suffire à lui permettre de poursuivre le paiement de sa dette.

***La provision pour impôts sur le revenu pourrait ne pas être suffisante***

Les activités de la société sont complexes, et le calcul de la provision au titre des impôts sur le revenu repose sur des interprétations, des lois et des règlements de nature fiscale qui sont en constante évolution. De plus, les déclarations de revenu de la société peuvent faire l'objet de vérifications de la part des autorités fiscales. Même si la société estime que ses déclarations de revenu respectent à tous les égards importants toutes les interprétations, lois et règlements de nature fiscale applicables, elle ne peut garantir qu'elle n'aura pas de désaccords avec l'administration fiscale relativement à ses déclarations de revenu qui pourraient avoir une incidence défavorable importante sur la société.

***La société pourrait ne pas avoir gain de cause dans la défense d'actions en justice***

La société est parfois nommée défenderesse dans le cadre de diverses actions et poursuites en justice et est parfois partie à des différends commerciaux qui sont réglés par arbitrage. Rien ne garantit que la société aura gain de cause dans ces instances ni qu'un jugement contre la société dans l'une de ces instances n'aura pas un effet défavorable important sur la société.

***Si la société ne parvient pas à attirer et maintenir en poste son personnel clé, elle pourrait en subir un effet défavorable important***

La perte d'un membre du personnel clé de la société ou l'incapacité de la société de recruter, de former, de conserver et de motiver des membres de la direction et d'autres membres du personnel compétents pourrait avoir un effet défavorable important sur la société. La concurrence pour ce type de personnel est vive et rien ne garantit que la société réussira à recruter un tel personnel.

Si la société ne parvient pas à négocier de façon fructueuse de nouvelles conventions collectives avec son personnel syndiqué, suivant les besoins de temps à autre, elle en subira des effets défavorables.

Bien que la société estime entretenir des relations satisfaisantes avec ses employés syndiqués, rien ne garantit que la société sera en mesure de négocier ou de renégocier avec succès ses conventions collectives à des conditions qu'elle estime acceptables. La société prévoit renégocier trois conventions collectives, visant 551 de ses employés, en 2011 et trois autres conventions collectives, visant 267 de ses employés, en 2012. Tout problème dans la négociation de ces conventions collectives pourrait mener à une augmentation des charges salariales ou à un arrêt de travail ou à une grève, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur la société.

***Les risques liés aux projets de développement et aux acquisitions de TransAlta sont susceptibles d'avoir un effet défavorable important sur la société***

Les projets de développement et les acquisitions réalisés par la société peuvent comporter des risques liés à l'exécution et aux immobilisations, notamment les risques liés à l'obtention des approbations réglementaires, à la contestation de tiers, à la hausse des coûts, aux retards de construction, à la pénurie de matières premières ou de main-d'œuvre qualifiée et aux capitaux limités. La survenance de ces risques pourrait avoir un effet défavorable important sur l'activité, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de TransAlta.

L'expansion des activités de TransAlta par l'intermédiaire de projets de développement et d'acquisitions peut se traduire par un surcroît d'exigences envers sa direction, ses systèmes d'exploitation, ses contrôles internes et ses ressources financières et physiques. En outre, le processus d'intégration des entreprises acquises ou des projets de développement peut comporter des difficultés imprévisibles. Si la société ne parvient pas à gérer et ou à intégrer efficacement les entreprises acquises ou les projets de développement, cela pourrait avoir un effet défavorable important sur les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de TransAlta. De plus, TransAlta ne peut garantir qu'elle réussira l'intégration d'une acquisition ni que les possibilités commerciales ou synergies opérationnelles d'une acquisition seront réalisées comme prévu.

En ce qui a trait aux acquisitions, TransAlta ne peut garantir qu'elle sera en mesure de trouver des opérations acceptables ni qu'elle disposera de ressources suffisantes, notamment au moyen de ses facilités de crédit ou sur les marchés financiers, pour poursuivre et mener à terme les occasions d'acquisition repérées en temps opportun et à un coût raisonnable. Une acquisition que propose ou réalise la société comporterait des risques commerciaux usuels que l'opération ne soit pas réalisée, notamment aux conditions négociées ou dans les délais prévus. La société est toujours confrontée à un niveau de risque inévitable quant à d'éventuelles responsabilités non divulguées ou inconnues à l'égard d'une acquisition. L'existence de telles responsabilités non divulguées peut avoir un effet défavorable important sur les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la société.

## **PERSONNEL**

Au 31 décembre 2010, la société comptait 2 389 employés actifs, comprenant des employés à temps plein, à temps partiel et temporaires. De ce nombre, 1 650 employés appartenaient au secteur de la production de TransAlta et 66, au secteur des opérations sur les produits énergétiques de TransAlta. Environ 46 pour cent des employés de la société sont syndiqués. La société est actuellement partie à 11 conventions collectives différentes. Dans l'ensemble, en 2010, la société a renouvelé sept de ces conventions et trois autres conventions collectives devraient être renégociées en 2011.

## **STRUCTURE DU CAPITAL**

### **Généralités**

Le capital-actions autorisé de la société se compose d'un nombre illimité d'actions ordinaires et d'un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang, pouvant être émises en séries. Au 23 février 2011, 221 187 779 actions ordinaires étaient en circulation et 12 000 000 d'actions privilégiées de premier rang étaient en circulation.

### **Actions ordinaires**

Chaque action ordinaire de la société donne à son porteur le droit d'exercer une voix par action ordinaire détenue à toutes les assemblées des actionnaires de la société, sauf les assemblées auxquelles seuls les porteurs d'une autre catégorie ou série particulière d'actions ont le droit de voter, de recevoir des dividendes, lorsque le conseil en déclare, sous réserve du versement préalable des dividendes préférentiels applicables à des actions privilégiées de premier rang, et de participer proportionnellement à toute distribution de l'actif de la société en cas de liquidation ou de dissolution, et sous réserve des droits et privilèges prioritaires se rattachant aux actions privilégiées de premier rang. Les actions ordinaires ne sont pas convertibles et ne sont admissibles à aucun droit préférentiel de souscription. Les actions ordinaires ne confèrent aucun droit de vote cumulatif.

### **Actions privilégiées de premier rang**

La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang, pouvant être émises en séries et, à l'égard de chaque série, le conseil est autorisé à fixer le nombre d'actions qui composent la série et à déterminer la désignation, les droits, les privilèges, les restrictions et les conditions se rattachant à ces actions, sous réserve de certaines restrictions.

Les actions privilégiées de premier rang de toutes les séries prennent rang avant toutes les autres actions de la société quant au versement de dividendes et à la distribution de l'actif en cas de liquidation ou de dissolution de la société, ou de réduction du capital déclaré. Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang ont le droit de recevoir des dividendes trimestriels cumulatifs sur le prix de souscription de ces actions, lorsque le conseil en déclare, au taux que fixe le conseil au moment de l'émission des actions d'une série. Aucun dividende ne peut être déclaré ou versé sur d'autres actions de la société avant que tous les dividendes cumulatifs accumulés sur toutes les actions privilégiées de premier rang en circulation aient été versés, déclarés et mis de côté. En cas de liquidation ou de dissolution de la société, ou de réduction du capital déclaré, aucune somme ne sera versée ni aucun actif ne sera distribué aux porteurs d'autres actions de la société avant que les porteurs d'actions privilégiées de premier rang aient reçu le prix de souscription des actions, plus une somme correspondant à la prime payable lors d'un rachat, plus une somme égale aux dividendes arriérés accumulés sur les actions privilégiées de premier rang à la date de cette liquidation, dissolution ou réduction du capital déclaré, selon le cas. Après le paiement de cette somme, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang n'auront droit à aucune autre distribution de l'actif de la société.

Le conseil peut inclure dans les conditions se rattachant aux actions d'une série particulière d'actions privilégiées de premier rang certains droits de vote prenant effet si la société n'effectue pas six versements de dividendes trimestriels, consécutifs ou non. Ces droits de vote sont maintenus tant que des dividendes sont arriérés. Ces droits de vote consistent en une voix pour chaque tranche de 25,00 \$ du prix de souscription relativement à toutes les questions à l'égard desquelles les actionnaires votent et, en outre, au droit des porteurs de toutes les séries d'actions privilégiées de premier rang, votant en tant que porteurs d'actions d'une même catégorie, d'élire deux administrateurs de la société si le conseil se compose alors de moins de 16 administrateurs, ou trois administrateurs si le conseil se compose de 16 administrateurs ou plus. Autrement, sauf si la loi l'exige, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang n'ont pas le droit de voter ni d'être convoqués ou d'assister à une assemblée des actionnaires de la société.

Sous réserve des conditions se rattachant à une série particulière et stipulant le contraire, la société peut racheter la totalité ou, de temps à autre, une partie des actions privilégiées de premier rang d'une série au prix de rachat applicable à chaque série et la société a le droit d'acquérir une partie ou la totalité des actions privilégiées de premier rang d'une ou de plusieurs séries en les achetant à des fins d'annulation sur le marché libre ou en invitant les actionnaires à déposer leurs actions à un prix ne dépassant pas le prix de rachat applicable à la série.

#### *Actions de série A*

Les seules actions privilégiées en circulation sont les actions à taux rajustable émises le 10 décembre 2010 ayant un coupon de 4,60 % (les « **actions de série A** »), dont il est question à la rubrique intitulée « Développement général de l'activité ». Certaines dispositions des actions de série A sont décrites ci-dessous.

#### *Dividendes sur les actions de série A*

Les porteurs d'actions de série A auront le droit de recevoir, à mesure que le conseil en déclare sur les fonds de la société dûment applicables à de tels versements, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs fixes, payables trimestriellement le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année (déduction faite de tout impôt devant être déduit ou retenu par la société).

Pour chaque période de cinq ans suivant la période à taux fixe initiale (chacune, une « **période à taux fixe ultérieure** », au sens des présentes), les porteurs des actions de série A ont le droit de recevoir, à mesure que le conseil en déclare, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs fixes, versés tous les trimestres le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année, d'un montant par action calculé en multipliant un quart du taux de dividende annuel fixe (au sens des présentes) applicable à cette période à taux fixe ultérieure par 25,00 \$ (déduction faite de tout impôt devant être déduit ou retenu par la société). Le taux de dividende annuel fixe de la prochaine période à taux fixe ultérieure sera déterminé par la société à la date de calcul du taux fixe (au sens des présentes) et correspondra à la somme du rendement des obligations du Canada (au sens des présentes) à la date de calcul du taux fixe, majorée d'un écart de 2,03 %. Cet écart s'appliquera aux actions de série A et aux actions de série B décrites ci-après et demeurera le même pendant la durée des actions de série A.

#### *Rachat des actions de série A*

Les actions de série A ne peuvent être rachetées avant le 31 mars 2016. Les actions de série A peuvent être rachetées par TransAlta, en totalité ou en partie, à compter du 31 mars 2016 et le 31 mars tous les cinq ans par la suite, par le paiement d'une somme au comptant pour chaque action devant être rachetée correspondant à 25,00 \$, majorée de tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions jusqu'à la date fixée pour le rachat (déduction faite de tout impôt devant être déduit ou retenu par la société).

Si la société avise les porteurs des actions de série A du rachat de la totalité des actions de série A, le droit d'un porteur d'actions de série A de convertir ces actions de série A prend fin, et la société n'est pas tenue d'aviser les porteurs inscrits des actions de série A d'un taux de dividende annuel fixe, d'un taux de dividende trimestriel variable ou du droit de conversion des porteurs d'actions de série A.

#### *Conversion des actions de série A en actions de série B*

Les porteurs d'actions de série A auront le droit de convertir la totalité ou une partie de leurs actions en actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif rachetables de série B de la société (les « **actions de série B** »), sous réserve de certaines conditions, le 31 mars 2016 et le 31 mars tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions de série B auront le droit de recevoir tous les trimestres, à mesure que le conseil en déclare, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux variable versés le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année (chaque période de dividende trimestrielle est désignée « **période à taux variable trimestrielle** »), d'un montant par action calculé en multipliant le « **taux de dividende trimestriel variable** » (qui signifie, pour toute période à taux variable trimestrielle, le taux d'intérêt annuel (exprimé sous forme de pourcentage et arrondi au cent millième de 1 % le plus près), correspondant à la somme du taux des bons du Trésor à la date applicable et de 2,03 %) pour cette période à taux variable trimestrielle par 25,00 \$ et en multipliant ce produit par une fraction, dont le numérateur est le nombre réel de jours écoulés pendant cette période à taux variable trimestrielle et dont le dénominateur est 365 ou 366, selon le nombre réel de jours de l'exercice visé (déduction faite de tout impôt devant être déduit ou retenu par la société). Si ce jour n'est pas un jour ouvrable, le dividende sera versé le prochain jour ouvrable. Le taux de dividende trimestriel variable correspondra au taux d'intérêt annuel et sera égal à la somme du taux des bons du Trésor à la date de calcul du taux variable applicable, majorée d'un écart de 2,03 %.

Les actions de série A et les actions de série B sont des séries d'actions de la même catégorie. Le droit de conversion permet aux porteurs de choisir périodiquement laquelle des deux séries ils souhaitent détenir et ne leur permet pas de recevoir une catégorie ou une sorte différente de titres. Les actions de série A et les actions de série B sont identiques à tous égards importants sauf pour ce qui est des droits aux dividendes et des droits de rachat qui leur sont rattachés et qui sont différents.

#### *Modification*

Les dispositions relatives aux séries rattachées aux actions de série A peuvent être modifiées par l'approbation écrite de tous les porteurs des actions de série A en circulation ou par au moins les deux tiers des voix exprimées à une assemblée des porteurs de telles actions dûment convoquée à cette fin et à laquelle le quorum est atteint.

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

TransAlta a un régime d'achat d'actions et de réinvestissement des dividendes permettant aux actionnaires ordinaires de TransAlta de choisir de réinvestir leurs dividendes en espèces dans des actions ordinaires supplémentaires de TransAlta. Ces actions ordinaires peuvent être offertes aux participants à un prix réduit pouvant aller jusqu'à 5 % de moins que le cours moyen pondéré affiché à la Bourse de Toronto (« **TSX** ») au cours des cinq derniers jours de Bourse précédant les dates de paiement de dividende pertinentes. L'escompte était fixé à 3 % à partir du dividende payable le 1<sup>er</sup> juillet 2010. Les participants peuvent également verser des paiements en espèces supplémentaires jusqu'à concurrence de 5 000 \$ par trimestre en vue de faire l'acquisition d'actions ordinaires supplémentaires. Les participants n'ont pas à assumer les frais de courtage ni tous les autres frais d'opérations pour les achats effectués aux termes du régime d'achat d'actions et de réinvestissement des dividendes.

## **NOTATION**

### **Note**

L'information qui suit concernant les notes de crédit de la société est fournie en ce qui a trait au coût du financement, à la situation de trésorerie et aux activités de la société. En particulier, les notes de crédit ont une incidence sur la capacité de la société à obtenir du financement à court et à long terme ainsi que sur le coût de ce financement. De plus, la capacité de la société à conclure certaines opérations de nantissement de manière économique est tributaire des notes de crédit de la société. Une réduction de la note actuelle de la dette de la société par ces agences de notation, notamment un abaissement en deçà de la cote d'évaluation supérieure, ou une variation négative des perspectives des notes de la société pourrait avoir une incidence défavorable sur le coût du financement de la société et son accès à des sources de liquidités et de capitaux. En outre, les fluctuations des notes de crédit peuvent avoir une incidence sur la capacité de la société i) à conclure des opérations de couverture ou sur dérivés dans le cours normal et peuvent exiger que la société donne des garanties supplémentaires aux termes de certains de ses contrats, et ii) à conclure et à conserver des contrats dans le cours normal des affaires avec des clients et des fournisseurs selon des modalités acceptables, et ainsi avoir une incidence sur les frais qui y sont associés.



Le 31 décembre 2010, S&P a accordé à la société la note BBB (stable), Moody's a accordé à sa dette non garantie de premier rang la note Baa2 (perspective négative) et DBRS lui a accordé la note d'émetteur BBB (stable).

### **Dette à long terme non garantie de premier rang**

Le 31 décembre 2010, la dette à long terme non garantie de premier rang de la société a reçu la note BBB (stable) de DBRS, la note BBB (stable) de S&P et la note Baa2 (perspective négative) de Moody's. Les notes attribuées aux titres d'emprunt varient de AAA, soit la plus élevée, à D, soit la plus faible, dans le cas de DBRS et de S&P, et de Aaa, soit la plus élevée, à C, soit la plus faible, dans le cas de Moody's.

Selon le système de notation de DBRS, la qualité du crédit des titres d'emprunt ayant reçu la note BBB est acceptable. La protection de l'intérêt et du capital est considérée comme acceptable, mais l'entité est davantage exposée aux incidences défavorables de la conjoncture financière et économique, ou d'autres circonstances défavorables peuvent compromettre la stabilité de l'entité et de ses titres notés. Les mentions « haut » ou « bas » désignent la valeur relative à l'intérieur d'une catégorie de notation. DBRS attribue également des tendances à chacune de ses notes afin de donner aux investisseurs une indication de l'opinion de DBRS à l'égard de la perspective pour la notation en question.

Selon le système de notation de S&P, les titres d'emprunt ayant reçu la note BBB indiquent des paramètres de protection suffisants. Toutefois, une conjoncture économique défavorable ou des changements dans les circonstances sont plus susceptibles d'entraîner un affaiblissement de la capacité du débiteur de respecter son engagement financier à l'égard de ses obligations comparativement à des obligations se trouvant dans les catégories de notes plus élevées. Les notes comprises entre AA et B peuvent être modifiées par l'ajout du signe plus (+) ou moins (-) qui indique la situation relative d'une note à l'intérieur des principales catégories de notation.

Le système de notation de Moody's prévoit que les titres d'emprunt ayant reçu la note Baa sont exposés à un risque de crédit modéré. Ces titres sont considérés comme étant de qualité moyenne et, en tant que tels, ils peuvent présenter certaines caractéristiques de nature spéculative. Les désignations numériques 1, 2 et 3 sont appliquées à chaque catégorie de notation, la désignation 1 indiquant que l'obligation appartient à la classe supérieure de la catégorie, la désignation 2 indiquant une note médiane et la désignation 3 indiquant une note correspondant à la tranche inférieure de la catégorie.

### **Actions de série A**

Les actions de série A ont reçu la note Pfd-3 (stable) de DBRS et P-3(haut) (stable) de S&P. Les notes attribuées aux actions privilégiées varient de Pfd-1, soit la note la plus élevée, à D, soit la note la plus faible, dans le cas de DBRS et de P-1, soit la note la plus élevée, à C, soit la note la plus faible, dans le cas de S&P.

Selon le système de notation de DBRS, la qualité du crédit des titres ayant reçu la note Pfd-3 est acceptable. Les mentions « haut » ou « bas » désignent la valeur relative à l'intérieur d'une catégorie de notation.

Selon le système de notation de S&P, les titres ayant reçu la note P-3 sont plus vulnérables au défaut de paiement que les autres émissions spéculatives. Les notes comprises entre P-1 et -3 peuvent être modifiées par l'ajout des mentions « haut », « moyen » et « bas » qui indiquent la valeur relative à l'intérieur d'une catégorie de notation.

### **Remarque concernant les notes**

Les notes sont destinées à donner aux investisseurs une évaluation indépendante de la qualité du crédit d'une émission de titres. Les notes que S&P, Moody's et DBRS, selon le cas, accordent aux titres en circulation de la société ne constituent pas des recommandations d'acheter, de détenir ou de vendre ces titres, car ces notes ne sont assorties d'aucun commentaire quant au cours ou quant à la convenance pour un investisseur en particulier. Rien ne garantit que les notes seront maintenues pendant une période donnée ou qu'une note ne sera pas révisée ou retirée par S&P, Moody's ou DBRS dans l'avenir si, à leur avis, les circonstances le justifient.

## **DIVIDENDES**

### **Actions ordinaires**

Lorsqu'il établit les dividendes de la société, le conseil tient compte des résultats financiers, des exigences relatives au solde des liquidités, du réinvestissement des capitaux et du remboursement du capital aux actionnaires, la politique étant de verser des dividendes annuels à ses actionnaires dans la fourchette de 60 à 70 pour cent des bénéfices comparables. Le versement et le niveau

des dividendes futurs sur les actions ordinaires sont déterminés par le conseil qui tiendra compte de ces facteurs. TransAlta a déclaré et versé les dividendes suivants par action sur ses actions ordinaires en circulation pour les trois derniers exercices :

<b>Période</b>		<b>Dividende par action ordinaire</b>	
2008	Premier trimestre	0,27	\$
	Deuxième trimestre	0,27	\$
	Troisième trimestre	0,27	\$
	Quatrième trimestre	0,27	\$
2009	Premier trimestre	0,29	\$
	Deuxième trimestre	0,29	\$
	Troisième trimestre	0,29	\$
	Quatrième trimestre	0,29	\$
2010	Premier trimestre	0,29	\$
	Deuxième trimestre	0,29	\$
	Troisième trimestre	0,29	\$
	Quatrième trimestre	0,29	\$

Le 7 décembre 2010, le conseil a déclaré un dividende en espèces de 0,29 \$ par action ordinaire, payable le 1<sup>er</sup> avril 2011 aux actionnaires inscrits au 1<sup>er</sup> mars 2011.

#### **Actions de série A**

Le 13 décembre 2010, le conseil a approuvé un dividende initial de 0,3497 \$ l'action à l'égard des actions de série A émises et en circulation de TransAlta pour la période s'échelonnant du 10 décembre 2010 au 31 mars 2011. Le dividende est payable le 31 mars 2011 aux actionnaires inscrits au 1<sup>er</sup> mars 2011.

### **MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES**

#### **Actions ordinaires**

Les actions ordinaires de TransAlta sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « TA » et de la Bourse de New York sous le symbole « TAC ». Le tableau ci-dessous indique les cours extrêmes des actions ordinaires de la société et les volumes des opérations sur celles-ci selon la TSX pour les périodes indiquées :

<b>Mois</b>	<b>Cours (\$)</b>		<b>Volume</b>
	<b>Haut</b>	<b>Bas</b>	
<b><u>2010</u></b>			
Janvier	23,98	22,06	12 926 828
Février	24,00	21,62	10 623 554
Mars	23,35	22,00	19 248 855
Avril	22,93	20,54	17 663 924
Mai	21,09	19,55	16 062 435
Juin	21,67	19,60	17 881 262
Juillet	21,12	19,70	9 290 865
Août	21,50	20,26	14 098 678
Septembre	22,05	21,20	16 199 764
Octobre	22,24	20,31	11 286 417
Novembre	21,61	20,12	16 691 928
Décembre	21,71	20,81	16 897 528
<b><u>2011</u></b>			
Janvier	22,08	20,60	10 328 775
Du 1 <sup>er</sup> au 23 février	21,25	20,57	12 720 649

## Actions de série A

Les actions de série A de TransAlta sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « TA.PR.D ».

Date(s) d'émission	Nombre d'actions ordinaires ou de titres	Prix d'émission par titre	Description de l'opération
10 décembre 2010 <sup>1)</sup>	12 000 000 d'actions de série A	25,00 \$	Placement public

### Nota :

- 1) Les actions privilégiées ont été émises dans le cadre du placement public d'actions de série A de la société aux termes d'un supplément de prospectus daté du 19 octobre 2009. Voir « Développement général de l'activité – Exercice terminé le 31 décembre 2010 ».

Mois	Cours (\$)		Volume
	Haut	Bas	
<b>2010</b>			
Du 10 au 31 décembre	26,00	24,75	1 257 242
<b>2011</b>			
Janvier	25,55	25,00	494 424
Du 1 <sup>er</sup> au 23 février	25,45	25,00	204 880

## ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

Suivent le nom, la province ou l'État et le pays de résidence de chacun des administrateurs et membres de la haute direction de TransAlta au 22 février 2011, de même que leurs fonctions principales et leur occupation principale au cours des cinq dernières années. L'année au cours de laquelle chaque administrateur a été nommé au conseil est également présentée ci-dessous. Chaque administrateur est élu pour occuper son poste jusqu'à la prochaine assemblée annuelle de TransAlta ou jusqu'à ce que son successeur soit élu ou nommé.

Nom, province (État) et pays de résidence <sup>1)</sup>	Administrateur depuis	Occupation principale
<b>William D. Anderson</b> Ontario, Canada	2003	<p><i>Administrateur de sociétés.</i> M. Anderson a été président de Société Commerciale Canadienne Financière d'Innovation BCE (filiale de BCE Inc.) de 2001 à 2005 (télécommunications) et, auparavant, chef des finances de BCE Inc., de Bell Canada Inc. et de Bell Cablemedia plc (télécommunications). En tant que président de Société Commerciale Canadienne Financière d'Innovation BCE, il était responsable d'un certain nombre de sociétés actives d'envergure en plus d'être chef de la direction de Bell Canada International Inc. Dans le cadre de ses fonctions de chef des finances, M. Anderson était responsable de toutes les activités financières des sociétés respectives et il a réalisé de nombreux financements par emprunt et par émission d'actions, de nombreuses acquisitions d'entreprises et opérations d'aliénation ainsi que des restructurations au niveau de la société et de l'exploitation.</p> <p>M. Anderson est administrateur de Les Vêtements de Sport Gildan Inc., Financière Sun Life Inc. et président du conseil de Nordion Inc. (auparavant MDS Inc.). Il a déjà été administrateur de BCE Emergis Inc., de Bell Cablemedia plc, de Bell Canada International Inc., de Groupe CGI Inc., d'Hôtels Quatre Saisons Inc., de Sears Canada Inc. et de Videotron Holdings plc.</p> <p>Au sein de TransAlta, M. Anderson est président du comité de vérification et des risques du conseil.</p> <p>M. Anderson est titulaire d'un baccalauréat en administration des affaires de l'Université de Western Ontario (London, Ontario) et il est comptable agréé.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence <sup>1)</sup>	Administrateur depuis	Occupation principale
<b>Stephen L. Baum</b> New Hampshire, É.-U.	2008	<p><i>Administrateur de sociétés.</i> M. Baum a été président du conseil et chef de la direction de Sempra Energy, société de portefeuille de services énergétiques inscrite au Fortune 500 établie à San Diego, auparavant appelée Enova corporation, de juillet 2000 à février 2006. Auparavant, M. Baum a été président, chef de l'exploitation et vice-président du conseil de Sempra Energy de juillet 1998 à juillet 2000. Il était antérieurement président du conseil, chef de la direction et membre du conseil d'administration d'Enova Corporation, la société mère de San Diego Gas &amp; Electric (« <b>DG&amp;E</b> ») où il a occupé divers postes de dirigeant, ayant été notamment chef du contentieux. Avant d'entrer chez SDG&amp;E, il a été premier vice-président et chef du contentieux de la New York Power Authority. Il a de plus occupé divers postes juridiques, notamment celui de procureur général d'Orange &amp; Rockland Utilities, et a été sociétaire du cabinet d'avocats Curtis, Mallet Prevost, Colt &amp; Mosle à New York.</p> <p>M. Baum est membre du conseil d'administration de Computer Sciences Corporation et est membre de son comité de vérification et de son comité de gouvernance.</p> <p>Au sein de TransAlta, M. Baum est membre du comité des ressources humaines du conseil.</p> <p>M. Baum est diplômé de la Harvard University et de l'University of Virginia Law School. Il a de plus été capitaine dans la Marine américaine.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence <sup>1)</sup>	Administrateur depuis	Occupation principale
<b>Timothy W. Faithfull</b> Angleterre, Royaume-Uni	2003	<p><b>Administrateur de sociétés.</b> M. Faithfull a travaillé pendant 36 ans au sein de Royal Dutch/Shell plc (énergie) où il a occupé diverses fonctions à l'échelle internationale, principalement dans le développement de projets visant les LGN et les produits pétroliers. En tant que président et chef de la direction de Shell Canada Limitée, on lui doit la concrétisation du projet de 6 milliards de dollars des sables bitumineux de l'Athabasca, la première entreprise entièrement intégrée de sables bitumineux en 25 ans. M. Faithfull possède une vaste expérience en ce qui a trait aux risques liés aux marchandises et à la gestion des risques, expérience qu'il a acquise alors qu'il dirigeait les opérations commerciales mondiales de pétrole brut pour la Shell International Trading and Shipping Company de 1993 à 1996. Il a été président du conseil et chef de la direction de Shell Eastern Petroleum à Singapour de 1996 à 1999, y compris la principale raffinerie de Shell et les opérations commerciales sur les produits pétroliers dans l'Asie-Pacifique.</p> <p>Au cours de son séjour à Singapour, il a été administrateur de DBS Bank et de la Port of Singapore Authority. Il a été fiduciaire du principal centre culturel de Singapour. À Calgary, il a été membre du conseil du Calgary Health Trust et du Epcor Arts Centre.</p> <p>M. Faithfull est administrateur de la Compagnie de chemin de fer Canadien Pacifique Limitée, de Canadian Natural Resources Limited, de Shell Pension Trust Limited et d'AMEC plc., où il est administrateur indépendant principal. Il a siégé au conseil d'administration d'Enerflex Systems Income Fund.</p> <p>Au sein de TransAlta, M. Faithfull préside le comité des ressources humaines du conseil.</p> <p>M. Faithfull est titulaire d'une maîtrise ès arts en philosophie, en science politique et en économie de l'Université d'Oxford (Oxford, R.-U.).</p>
<b>Gordon D. Giffin<sup>2)</sup></b> Géorgie, États-Unis	2002	<p><b>Avocat et associé principal, McKenna, Long &amp; Aldridge LLP (cabinet d'avocats).</b> De 1997 à 2001, M. Giffin a occupé la fonction d'ambassadeur des États-Unis au Canada et il était chargé de gérer les relations bilatérales Canada-États-Unis, notamment la politique énergétique et environnementale. Avant cette nomination, il a pratiqué le droit pendant 18 ans à titre d'associé principal à Atlanta, en Géorgie, et à Washington D.C. Sa pratique était axée sur des mandats se rapportant à la réglementation dans le secteur de l'énergie tant au niveau des États que de celui du gouvernement fédéral. Auparavant, il avait été chef du contentieux et directeur législatif pour le sénateur des États-Unis, Sam Nunn, assumant la responsabilité des activités juridiques et législatives du bureau. En 2001, M. Giffin est retourné à la pratique privée et il se spécialise dans les questions de réglementation, y compris celles liées à l'énergie et au commerce, notamment le commerce transfrontalier.</p> <p>M. Giffin est administrateur de la Banque Canadienne Impériale de Commerce, de la Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada, de Canadian Natural Resources Limited et de Just Energy Group Inc.</p> <p>Au sein de TransAlta, M. Giffin préside le comité de gouvernance et de l'environnement du conseil.</p> <p>M. Giffin est titulaire d'un baccalauréat ès arts de l'Université Duke (Durham, CN) et d'un doctorat en droit de la faculté de droit de l'Université Emory (Atlanta, GA).</p>

Nom, province (État) et pays de résidence <sup>1)</sup>	Administrateur depuis	Occupation principale
C. Kent Jespersen Alberta, Canada	2004	<p><i>Administrateur de sociétés.</i> M. Jespersen est président du conseil et chef de la direction de La Jolla Resources International Ltd. depuis 1998 (conseils et investissements). Il a aussi occupé des postes de haut dirigeant au sein de NOVA Corporation d'Alberta, de Foothills Pipe Lines Ltd. et de Husky Oil Limited avant de devenir président de Foothills Pipe Lines Ltd. et, plus tard, de NOVA Gas International Ltd. (« NOVA »), où il a dirigé l'entreprise de services énergétiques non réglementée (dont le commerce et la commercialisation des produits énergétiques) et toutes les activités internationales.</p> <p>M. Jespersen est président du conseil et administrateur d'Orvana Minerals Ltd., d'Orion Oil &amp; Gas Ltd. et il est administrateur d'Axia NetMedia Corporation, de CanElson Drilling Inc., de Rodinia Oil Corp. et d'Elson Energy Entreprises Ltd.</p> <p>Au sein de TransAlta, M. Jespersen est membre du comité de vérification et des risques et du comité des ressources humaines du conseil.</p> <p>M. Jespersen est titulaire d'un baccalauréat en sciences de l'éducation et d'une maîtrise en sciences de l'éducation de l'Université de l'Oregon (Eugene, OR).</p>
Michael M. Kanovsky Alberta, Canada	2004	<p><i>Administrateur de sociétés et homme d'affaires indépendant.</i> M. Kanovsky a cofondé Northstar Energy Corporation (« Northstar ») à partir d'un capital initial de 400 000 \$ et il a contribué à transformer cette entité en un producteur de pétrole et de gaz qui a été vendu à Devon Energy Corporation pour environ 600 millions de dollars en 1998. Au cours de cette période, M. Kanovsky était responsable de la stratégie et des finances ainsi que de l'activité de fusion et acquisition. Il a fait en sorte que Northstar accède à la cogénération d'électricité par sa filiale en propriété exclusive Powerlink Corporation (« Powerlink »). Powerlink a aménagé une des premières centrales de cogénération au gaz de producteur d'électricité indépendant en Ontario et à l'échelle internationale. En 1997, il a fondé Bonavista Energy Trust, qui a connu une croissance lui permettant d'atteindre une capitalisation boursière de quelque 4,5 milliards de dollars aujourd'hui.</p> <p>M. Kanovsky est actuellement administrateur d'Argosy Energy Inc., d'ARC Resources Ltd., de Bonavista Energy Corporation, de Devon Energy Corporation et de Pure Technologies Ltd. M. Kanovsky a l'intention de réduire le nombre de conseils d'administration auxquels il siège de cinq à quatre à compter de 2011.</p> <p>Au sein de TransAlta, M. Kanovsky est membre du comité de gouvernance et de l'environnement et du comité des ressources humaines du conseil.</p> <p>M. Kanovsky, qui est ingénieur, est titulaire d'un baccalauréat en génie mécanique de l'Université Queen's (Kingston, ON) et d'une maîtrise en administration des affaires de la Richard Ivey School of Business à l'Université de Western Ontario (London, ON).</p>

Nom, province (État) et pays de résidence <sup>1)</sup>	Administrateur depuis	Occupation principale
Donna Soble Kaufman Ontario, Canada	1989	<p><i>Avocate et administratrice de sociétés.</i> M<sup>me</sup> Kaufman a déjà été associée chez Stikeman Elliott S.E.N.C.R.L./s.r.l., cabinet d’avocats d’envergure internationale, où elle était spécialisée en législation antitrust. Elle fait partie de plusieurs conseils depuis 1987, année où elle est devenue administratrice de Selkirk Communications Limited, société de communications diversifiée. Un an plus tard, elle était nommée présidente du conseil et présidente et chef de la direction. Elle siège également au conseil de Southam Inc., de Provigo Inc., de Bell Canada International Inc., de Bell Globemedia Inc., de l’Office d’investissement des régimes de pensions du secteur public, de la Compagnie de la Baie d’Hudson et d’UPM-Kymmene Corporation. M<sup>me</sup> Kaufman, est aussi administratrice de l’Institut Historica-Dominion, initiative pédagogique du secteur privé vouée à la promotion de l’histoire et de l’héritage du Canada, de l’Institut des administrateurs de sociétés et est membre du conseil consultatif de Catalyst, organisme sans but lucratif pour l’avancement des femmes dans le monde des affaires. En 2001, elle a été nommée Fellow de l’Institut des administrateurs de sociétés et, en 2009, elle été nommée membre du Comité consultatif sur la fonction publique du premier ministre du Canada.</p> <p>Au sein de TransAlta, M<sup>me</sup> Kaufman est présidente du conseil.</p> <p>M<sup>me</sup> Kaufman est titulaire d’un baccalauréat en droit civil de l’Université McGill (Montréal, QC) et d’une maîtrise en droit de l’Université de Montréal (Montréal, QC).</p>
Gordon S. Lackenbauer <sup>3)</sup> Alberta, Canada	2005	<p><i>Administrateur de sociétés.</i> M. Lackenbauer a été vice-président du conseil de BMO Nesbitt Burns Inc. (services bancaires d’investissement) de 1990 à 2004. Auparavant, il a été responsable des principales activités du cabinet, notamment les ventes et les opérations dans le secteur à revenu fixe, ainsi que de mandats de consultation relatifs à la prise ferme, à la syndication et aux fusions et acquisitions. M. Lackenbauer a travaillé au sein de nombreuses entreprises de services publics de premier plan au Canada et il a souvent agi en qualité de témoin expert financier dans le cadre de l’attestation du coût du capital, de structure indiquée du capital et du juste taux de rendement, principalement devant l’Alberta Utilities Commission, l’Office national de l’énergie et la Commission de l’énergie de l’Ontario.</p> <p>M. Lackenbauer est administrateur de NAL Energy Corporation et président de son comité de vérification et membre du comité de gouvernance et du comité des réserves. Il est également administrateur de CTV Globemedia Inc.</p> <p>Au sein de TransAlta, M. Lackenbauer est membre du comité de vérification et des risques et du comité de gouvernance et de l’environnement du conseil.</p> <p>M. Lackenbauer est titulaire d’un baccalauréat ès arts en économie du Collège Loyola (Montréal, QC) et d’une maîtrise en administration des affaires de l’Université de Western Ontario (London, ON). Il est aussi analyste financier agréé.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence <sup>1)</sup>	Administrateur depuis	Occupation principale
Karen E. Maidment Ontario, Canada	2010	<p><i>Administratrice de sociétés.</i> M<sup>me</sup> Maidment a été chef des finances et agente d'administration de BMO Groupe financier (« <b>BMO</b> ») de 2007 à 2009. Auparavant, elle a été première vice-présidente à la direction et chef des finances de BMO de 2003 à 2007 et vice-présidente à la direction et chef des finances de BMO de 2000 à 2003. À titre de chef des finances et d'agent d'administration de BMO, elle était responsable de toutes les opérations financières à l'échelle internationale, de la gestion des risques, des affaires juridiques et de la conformité, des communications ainsi que des fusions et acquisitions. Auparavant, M<sup>me</sup> Maidment a occupé divers postes de dirigeante auprès de Clarica, compagnie d'assurance sur la vie (« <b>Clarica</b> ») de 1988 à 2000, notamment le poste de chef des finances. À titre de chef des finances de Clarica, M<sup>me</sup> Maidment a dirigé la première démutualisation d'une société d'assurance au Canada avec un premier appel public à l'épargne de 950 millions de dollars. Elle a en outre amené le groupe du secteur de l'assurance, qui collaborait avec le gouvernement, à mettre en œuvre les règlements et le cadre pour convertir les principaux assureurs du Canada de sociétés mutuelles à des sociétés ouvertes.</p> <p>M<sup>me</sup> Maidment a été administratrice de Harris Bank, de BMO Nesbitt Burns, où elle était également présidente du comité de vérification, de Société de la caisse de retraite de la Banque de Montréal, de Société de gestion fiduciaire Mutuelle, de MCAP Financier et de The Mutual Group (US). Elle siège actuellement au conseil d'administration de TD Ameritrade Holding Corporation et est membre des comités de vérification et des risques et membre du conseil de la Princess Margaret Hospital Foundation.</p> <p>Au sein de TransAlta, M<sup>me</sup> Maidment est membre du comité de vérification et des risques et du comité de gouvernance et de l'environnement du conseil.</p> <p>M<sup>me</sup> Maidment est titulaire d'un baccalauréat en commerce de l'Université McMaster (Hamilton, Ontario), est comptable agréée et, en 2000, a été nommée Fellow de l'Institut des Comptables Agréés de l'Ontario.</p>



Nom, province (État) et pays de résidence <sup>1)</sup>	Administrateur depuis	Occupation principale
<b>Martha C. Piper</b> Colombie-Britannique, Canada	2006	<p><b>Administratrice de sociétés.</b> M<sup>me</sup> Piper a été présidente et vice-chancelière de l'University of British Columbia (« UBC ») (éducation) de 1997 à 2006. Avant sa nomination à l'UBC, elle a été vice-présidente, Recherches, à l'Université de l'Alberta. Elle a siégé au conseil de l'Alberta Research Council, du Conference Board du Canada et du Centre of Frontier Engineering Research. M<sup>me</sup> Piper a aussi été nommée par le Premier ministre du Canada au Conseil consultatif des sciences et de la technologie et elle a été présidente du conseil de l'Institut national de nanotechnologie.</p> <p>M<sup>me</sup> Piper est administratrice de la Banque de Montréal et de Corporation Shoppers Drug Mart, et elle est aussi membre de la délégation canadienne à la Commission trilatérale, une organisation qui préconise une plus grande coopération entre les principales zones industrialisées démocratiques du monde.</p> <p>Au sein de TransAlta, M<sup>me</sup> Piper est membre du comité de gouvernance et de l'environnement et du comité des ressources humaines du conseil.</p> <p>M<sup>me</sup> Piper est titulaire d'un baccalauréat en physiothérapie de l'Université du Michigan (Ann Arbor, MI), d'une maîtrise ès arts en développement de l'enfant de l'Université du Connecticut (Storrs, CT) et d'un doctorat en épidémiologie et biostatistique de l'Université McGill (Montréal, QC). Elle a reçu des diplômes honorifiques de 18 universités internationales. Elle est officier de l'Ordre du Canada et récipiendaire de l'Ordre de la Colombie-Britannique.</p>
<b>Stephen G. Snyder</b> Alberta, Canada	1996	<p><b>Président et chef de la direction de TransAlta Corporation depuis 1996.</b> M. Snyder était auparavant président et chef de la direction de Noma Industries Ltd., président et chef de la direction de GE Canada Inc. et président et chef de la direction de Camco, Inc.</p> <p>M. Snyder est administrateur d'Intact Corporation financière et il copréside le conseil de la Calgary Stampede Foundation Campaign. Il a été administrateur de la Banque Canadienne Impériale de Commerce. Il a été le président de la Calgary Stampede Foundation, de l'Alberta Secretariat for Action on Homelessness, du Calgary Committee to End Homelessness, du Canada-Alberta ecoEnergy Carbon Capture &amp; Storage Task Force, du Conference Board du Canada, de la Calgary Zoological Society, de l'Association canadienne de l'électricité, de la Calgary United Way Campaign et de la Calgary Zoo Destination Africa Capital Campaign.</p> <p>M. Snyder est titulaire d'un baccalauréat en génie chimique de l'Université Queen's (Kingston, ON) et d'une maîtrise en administration des affaires de l'Université de Western Ontario (London, ON).</p> <p>Il a reçu des diplômes honorifiques de l'Université de Calgary (LLD) et du Southern Alberta Institute of Technology (baccalauréat en technologie appliquée). La médaille du centenaire de l'Alberta lui a été décernée en 2005, le Conference Board Honorary Associate Award en 2008 et le Chamber of Commerce Sherrold Moore Award of Excellence en 2009 et a été nommé personnalité canadienne de l'année dans le domaine de l'énergie par le Conseil canadien de l'énergie en 2010.</p>

**Nota :**

- 1) Les candidats aux postes d'administrateurs suivants sont des résidents du Canada : MM. William D. Anderson, C. Kent Jespersen, Michael M. Kanovsky, M<sup>me</sup> Donna Soble Kaufman, M. Gordon S. Lackenbauer, M<sup>me</sup> Karen E. Maidment, M<sup>me</sup> Martha C. Piper et M. Stephen G. Snyder.
- 2) M. Giffin a été administrateur d'AbitibiBowater Inc. (« Abitibi ») du 29 octobre 2007 jusqu'à sa démission le 22 janvier 2009. En avril 2009, Abitibi et certaines de ses filiales américaines et canadiennes ont déposé des requêtes volontaires de mise en faillite auprès de la Bankruptcy Court des États-Unis

pour le District du Delaware afin d'obtenir une dispense aux termes des dispositions du chapitre 11 et du chapitre 15 du *Bankruptcy Code* des États-Unis, dans sa version modifiée, et ont demandé à la Cour supérieure du Québec d'être placées sous la protection contre les créanciers en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (« **LACC** ») au Canada. Le 14 septembre 2010, Abitibi a annoncé qu'elle avait reçu l'approbation pour son plan de réorganisation des créanciers non garantis en vertu de la LACC au Canada. Le 21 septembre 2010, Abitibi a annoncé qu'elle avait reçu l'approbation nécessaire des créanciers pour son plan de réorganisation en vertu du chapitre 11 du *Bankruptcy Code* des États-Unis. Le 23 septembre 2010, Abitibi a annoncé que la Cour supérieure du Québec avait rendu une ordonnance sanctionnant le plan de réorganisation en vertu de la LACC. Le 22 novembre 2010, Abitibi a annoncé que la Bankruptcy Court des États-Unis du District du Delaware avait émis un avis confirmant le plan de réorganisation en vertu du chapitre 11 du *Bankruptcy Code* des États-Unis. Le 9 décembre 2010, Abitibi a annoncé qu'elle avait réalisé avec succès sa réorganisation et qu'elle n'était désormais plus sous la protection contre les créanciers en vertu de la LACC du Canada et du chapitre 11 du *Bankruptcy Code* des États-Unis.

- 3) M. Lackenbauer a démissionné du conseil d'administration de Tembec Inc. (« **Tembec** ») le 2 août 2007. Le 19 décembre 2007, Tembec a annoncé son projet d'opération de restructuration du capital offrant une solution consensuelle aux porteurs de billets ainsi qu'aux actionnaires. Le 22 février 2008, Tembec a annoncé qu'elle avait obtenu l'approbation de la majorité des actionnaires et de la majorité requise des détenteurs de billets de Tembec Industries Inc. Le 27 février 2008, Tembec a annoncé qu'elle avait obtenu l'approbation de la Cour supérieure de justice de l'Ontario (Division commerciale) à l'égard du plan d'arrangement relatif à l'opération de restructuration du capital proposée. Le 31 octobre 2008, Tembec a annoncé qu'elle était parvenue à obtenir une ordonnance définitive d'un tribunal américain reconnaissant son plan d'arrangement canadien à titre d'instance étrangère aux États-Unis.

## Membres de la haute direction

Nom	Fonctions principales	Résidence
Stephen G. Snyder	Président et chef de la direction	Alberta, Canada
Dawn L. Farrell	Chef de l'exploitation	Alberta, Canada
Brett Gellner	Chef des finances	Alberta, Canada
Kenneth S. Stickland	Chef des services juridiques	Alberta, Canada
Michael Williams	Administrateur principal	Alberta, Canada
William D. A. Bridge	Chef de la technologie	Alberta, Canada
Hume D. Kyle	Vice-président, Contrôleur et trésorier	Alberta, Canada
Maryse C. St-Laurent	Vice-présidente et secrétaire de la société	Alberta, Canada

Tous les membres de la haute direction de TransAlta ont occupé les principaux postes qu'ils détiennent actuellement ou ont assumé des fonctions de direction au cours des cinq dernières années, à l'exception de ce qui suit :

- Avant avril 2009, M<sup>me</sup> Dawn Farrell était vice-présidente à la direction, Activités commerciales et développement de la société. Avant juillet 2007, elle était vice-présidente à la direction, Ingénierie, relations avec les autochtones et production à B.C. Hydro et, avant juin 2006, elle était vice-présidente à la direction, Production;
- Avant juin 2010, M. Brett Gellner était vice-président, Activités commerciales de la société. Avant juillet 2008, il était co-dirigeant et directeur général, Services bancaires d'investissement de Marchés mondiaux CIBC Inc.
- M. Kenneth Stickland a occupé les mêmes fonctions principales au cours des cinq dernières années, même si son titre a changé au cours de cette période.
- M. Michael Williams a occupé les mêmes fonctions principales au cours des cinq dernières années, sauf qu'en juillet 2007, on lui a attribué d'autres responsabilités relatives à la technologie de l'information et, en novembre 2010, cette responsabilité a été attribuée au chef de l'exploitation.
- Avant avril 2009, M. William Bridge était vice-président à la direction, Technologie de production et PMM de la société. Avant juillet 2007, il était vice-président, Activités de l'Ouest canadien. Avant octobre 2005, M. Bridge était vice-président, Gestion de la clientèle et de l'actif; avant septembre 2003, il était vice-président, Développement et acquisition, et avant septembre 2001, il était directeur, Activités commerciales et développement, Est canadien.
- Avant décembre 2010, M. Hume Kyle était vice-président, Finances et contrôleur de la société. Avant février 2009, il était vice-président, Finances et chef des finances de Fort Chicago Energy Management Ltd.;
- M<sup>me</sup> Maryse St-Laurent a occupé les mêmes fonctions principales au cours des cinq dernières années.

Au 23 février 2011, les administrateurs et membres de la haute direction de TransAlta étaient directement ou indirectement propriétaires véritables, en tant que groupe, de 666 722 actions ordinaires de TransAlta ou exerçaient un contrôle ou une emprise sur ces actions, ce qui représente moins de 1 pour cent des actions ordinaires en circulation de TransAlta.

## **MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES**

Aucun administrateur ni membre de la haute direction de la société, ni aucune personne ou société qui est propriétaire véritable, directement ou indirectement, de plus de 10 % des actions ordinaires de la société ou qui exerce une emprise sur plus de 10 % de ces actions, non plus qu'aucune personne qui a des liens avec eux ou qui fait partie de leur groupe, n'a ni n'a eu d'intérêt important, direct ou indirect, dans une opération touchant la société au cours des trois derniers exercices financiers terminés ou jusqu'à ce jour en 2011 ou dans toute opération projetée qui a eu ou aura une incidence importante sur la société.

### **PRÊTS AUX ADMINISTRATEURS ET AUX DIRIGEANTS**

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2010, aucun des administrateurs, dirigeants ou personnes liées à ces administrateurs, candidats ou dirigeants n'a de dette envers TransAlta.

### **INTERDICTIONS D'OPÉRATIONS, FAILLITES OU SANCTIONS**

#### **Interdictions d'opérations**

Sauf indication contraire aux présentes, aucun administrateur, membre de la haute direction ou porteur de titres majoritaire de TransAlta Corporation n'est, à la date de la présente notice annuelle, ni n'a été, au cours des dix années précédant cette date, administrateur ou un membre de la haute direction d'un autre émetteur qui, pendant que la personne exerçait cette fonction :

- i) a fait l'objet d'une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance semblable ou s'est vu refuser le droit de se prévaloir de toute dispense prévue par la législation en valeurs mobilières pendant plus de 30 jours consécutifs;
- ii) a, après la cessation des fonctions de l'administrateur ou du membre de la haute direction, fait l'objet d'une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance semblable ou s'est vu refuser le droit de se prévaloir de toute dispense prévue par la législation en valeurs mobilières pendant plus de 30 jours consécutifs en raison d'un événement survenu pendant qu'il exerçait cette fonction; ou
- iii) a, dans l'année suivant la cessation de ses fonctions, fait faillite, fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, été poursuivi par ses créanciers, conclu un concordat ou un compromis avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un concordat ou un compromis avec eux, ni aucun séquestre, aucun séquestre-gérant ou syndic de faillite n'a été nommé pour détenir ses biens.

#### **Faillites personnelles**

Aucun administrateur, membre de la haute direction ou porteur de titres majoritaire de TransAlta Corporation n'a, au cours des dix années précédant la date des présentes, fait faillite, fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, été poursuivi par ses créanciers, conclu un concordat ou un compromis avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un concordat ou un compromis avec eux, ni aucun séquestre, aucun séquestre-gérant ou syndic de faillite n'a été nommé pour détenir ses biens.

#### **Amendes ou sanctions**

Aucun administrateur, membre de la haute direction ou porteur de titres majoritaire de TransAlta Corporation ne s'est vu imposer :

- i) des amendes ou des sanctions par un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou par une autorité en valeurs mobilières, ni n'a conclu un règlement à l'amiable avec une telle autorité, si ce n'est des amendes pour la production tardive de déclarations d'initiés; ou
- ii) toute autre amende ou sanction par un tribunal ou un organisme de réglementation qui serait susceptible d'être considérée comme importante par un investisseur raisonnable ayant à prendre une décision de placement.

## CONFLITS D'INTÉRÊTS

Des circonstances pourraient se présenter où des membres du conseil agissent à titre d'administrateurs ou de membres de la direction de sociétés dont les intérêts sont en concurrence avec ceux de la société. Rien ne saurait garantir que la société en sera informée par ces membres du conseil.

## POURSUITES ET MESURES RÉGLEMENTAIRES

TransAlta est parfois désignée en tant que partie dans diverses réclamations et poursuites juridiques qui se produisent dans le cours normal de ses activités. TransAlta examine chacune de ces réclamations, y compris la nature de la réclamation, la somme en litige ou réclamée et la disponibilité d'une couverture d'assurance. Bien qu'il ne puisse y avoir aucune certitude à l'effet qu'une réclamation particulière sera résolue en faveur de la société, la société ne croit pas que l'issue des réclamations réelles ou possibles dont elle a actuellement connaissance aura une incidence défavorable importante sur la société dans son ensemble, compte tenu des sommes mises de côté par la société. Pour de plus amples renseignements, consultez les notes 26 et 28 des états financiers consolidés vérifiés de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, lesquels états financiers sont intégrés aux présentes par renvoi. Voir « Documents intégrés par renvoi » dans la présente notice annuelle.

## AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

Compagnie Trust CIBC Mellon, à ses bureaux de Vancouver, de Calgary, de Winnipeg, de Toronto et de Montréal, est l'agent chargé des transferts et agent chargé de la tenue des registres pour les actions ordinaires de TransAlta et pour les actions privilégiées de premier rang de série A de TransAlta. Mellon Investor Services LLC, à son établissement principal de New York (New York), est l'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres pour les actions ordinaires aux États-Unis.

## INTÉRÊTS DES EXPERTS

Les vérificateurs de la société sont Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., comptables agréés, 440 - 2<sup>nd</sup> Avenue, S.W., bureau 1000, Calgary (Alberta) T2P 5E9.

Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., les vérificateurs de TransAlta, sont indépendants conformément aux règles de déontologie professionnelle de l'Institute of Chartered Accountants of Alberta et ont respecté les règles de la SEC sur l'indépendance des vérificateurs.

## RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

De plus amples renseignements concernant TransAlta sont accessibles sur le site Web de SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com) sous le profil de TransAlta.

De plus amples renseignements, y compris la rémunération des administrateurs et des membres de la haute direction et les prêts qui leur sont consentis, les principaux porteurs de titres de TransAlta et les titres autorisés aux fins d'émission aux termes de régimes de rémunération en actions (le cas échéant), figurent dans la circulaire de procuration de la direction de TransAlta à l'égard de sa plus récente assemblée des actionnaires qui comportait l'élection des administrateurs et qui peut être obtenue sur demande auprès du service des Relations avec les investisseurs de TransAlta.

De l'information financière supplémentaire est fournie dans les états financiers consolidés vérifiés de TransAlta en date du 31 décembre 2010 et pour l'exercice terminé à cette date et dans le rapport de gestion annuel, chacun de ces documents étant intégré par renvoi dans la présente notice annuelle. Voir « Documents intégrés par renvoi » dans la présente notice annuelle.

## COMITÉ DE VÉRIFICATION ET DES RISQUES

### Généralités

Les membres du comité de vérification et des risques (« CVR ») de TransAlta respectent les exigences d'indépendance des dispositions des organismes de réglementation canadiens sur les valeurs mobilières, le règlement 52-110 sur le comité de vérification, l'article 303A des règles de la New York Stock Exchange et le règlement 10A-3 adopté aux termes de la loi intitulée *U.S. Securities and Exchange Act of 1934*. La charte du CVR prévoit qu'il doit être constitué d'un minimum de trois administrateurs indépendants. Actuellement, il est constitué de cinq membres indépendants, M. William D. Anderson (président), M. C. Kent Jespersen, M<sup>me</sup> Karen E. Maidment, M. Gordon S. Lackenbauer et M<sup>me</sup> Donna S. Kaufman à titre de membre de droit

du comité. Tous les membres du comité possèdent des compétences financières aux termes des exigences canadiennes et américaines en matière de valeurs mobilières et le conseil a conclu que MM. William D. Anderson, Gordon S. Lackenbauer et M<sup>me</sup> Karen E. Maidment sont des « experts financiers du comité de vérification » au sens de l'article 407 de la loi des États-Unis intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002* (la « loi Sarbanes-Oxley »).

### **Mandat du comité de vérification et des risques**

Le CVR a pour mandat d'aider le conseil à s'acquitter de sa responsabilité de supervision envers les actionnaires de la société, la communauté financière et d'autres parties, en ce qui concerne l'intégrité des états financiers et la qualité de son processus de présentation de l'information financière; les systèmes de comptabilité interne et les contrôles financiers; les évaluations de l'identification des risques menées par la direction et les programmes établis en réponse à ces risques; la fonction de vérification interne; les compétences, l'indépendance, le rendement et les rapports des vérificateurs externes; et d'assurer la surveillance à l'égard des programmes de conformité juridique établis par la direction, qui peuvent avoir une incidence importante sur les états financiers de la société. Le CVR examine également la conformité de la société avec son code de déontologie, son code de déontologie financière ainsi que la politique de la société à l'égard de l'embauche d'employés de vérificateurs externes.

Le CVR a une fonction de surveillance. La direction est responsable de la préparation, de la présentation et de l'intégrité des états financiers de la société. La direction et le groupe de vérification interne de la société sont chargés de maintenir des principes adéquats en matière de comptabilité et de présentation de l'information financière ainsi qu'une politique et des contrôles internes et des procédures pour la conformité aux normes comptables et aux lois et règlements applicables.

Bien que le CVR ait les responsabilités et pouvoirs indiqués aux présentes, il n'entre pas dans le mandat du comité de planifier ou d'effectuer des vérifications ni de déterminer si les états financiers de la société sont complets et exacts et conformes aux principes comptables généralement reconnus. Cette responsabilité revient à la direction et aux vérificateurs externes.

La direction est chargée de préparer les états financiers intermédiaires et annuels et la présentation de l'information financière de la société ainsi que de maintenir un système de contrôles internes qui procure une assurance raisonnable que l'actif est protégé et que les opérations sont autorisées, effectuées, enregistrées et déclarées correctement. Le rôle du CVR consiste à effectuer une surveillance directe, valable et efficace de la présentation de l'information financière de la société et de conseiller la direction sans pour autant assumer la responsabilité des tâches quotidiennes de la direction.

### **Charte du comité de vérification et des risques**

La charte du comité de vérification et des risques est jointe en annexe A.

### **Formation et expérience pertinentes des membres du comité de vérification et des risques**

La section ci-dessous résume brièvement la formation ou l'expérience de chaque membre du CVR, qui est pertinente dans le cadre des responsabilités dont il doit s'acquitter en tant que membre du CVR, y compris toute formation ou expérience ayant procuré au membre une compréhension des principes comptables qu'utilise TransAlta pour préparer ses états financiers annuels et intermédiaires.

<b>Nom du membre du CVR</b>	<b>Formation et expérience pertinentes</b>
<b>W.D. Anderson</b>	M. Anderson est comptable agréé et compte 17 années d'expérience au sein d'un important cabinet de comptables agréés au Canada. M. Anderson a rempli les fonctions de chef de la direction d'une société publique et de chef des finances de plusieurs sociétés publiques. À ce titre, il a supervisé activement des personnes qui participaient à la préparation, à la vérification, à l'analyse ou à l'évaluation d'états financiers. M. Anderson a aussi rempli des fonctions de cadre financier principal et de chef comptable et a été administrateur et président du comité de vérification et a siégé au conseil d'administration de plusieurs sociétés publiques. Il a siégé au conseil d'administration et au comité de vérification d'une société ouverte faisant rapport en vertu des PCGR américains.
<b>C. Kent Jespersen</b>	M. Jespersen a occupé divers postes de haute direction et est un administrateur et chef de la direction de plusieurs sociétés ouvertes, il est notamment président du comité de vérification d'Axia Net Media. M. Jespersen possède de l'expérience dans la supervision de personnes préparant, vérifiant, analysant ou évaluant des états financiers dont l'ampleur et le niveau de complexité à l'égard de questions comptables sont généralement comparables à ceux des questions soulevées par les états financiers de TransAlta.

<b>Nom du membre du CVR</b>	<b>Formation et expérience pertinentes</b>
<b>G.S. Lackenbauer</b>	M. Lackenbauer possède plus de 35 ans d'expérience dans l'industrie de l'investissement bancaire. M. Lackenbauer a également comparu à titre de témoin expert financier relativement aux marchés financiers, à la structure du capital, au coût du capital et au rendement équitable de l'avoir des actionnaires ordinaires dans plus de 40 poursuites en matière de réglementation. M. Lackenbauer a également une vaste expérience à titre d'administrateur de sociétés publiques ou d'organismes à but non lucratif. M. Lackenbauer est titulaire d'un baccalauréat ès arts spécialisé en économie, d'une maîtrise en administration des affaires de l'University of Western Ontario et est un analyste financier agréé.
<b>Karen E. Maidment</b>	M <sup>me</sup> Maidment est comptable agréée. M <sup>me</sup> Maidment est chef des finances et assume des responsabilités de surveillance financière pour des sociétés ouvertes inscrites à la cote de la TSX et du NYSE depuis plus de 15 ans. Elle a également occupé des postes dans le cadre desquels elle était responsable des opérations financières à l'échelle mondiale, de la gestion des risques, des affaires juridiques et de la conformité, des communications ainsi que des fusions et acquisitions. En outre, M <sup>me</sup> Maidment a collaboré avec des agences gouvernementales afin de mettre en œuvre les règlements et le cadre pour convertir les principaux assureurs de sociétés mutuelles à des sociétés ouvertes. M <sup>me</sup> Maidment est titulaire d'un baccalauréat en commerce de l'Université McMaster et, en 2000, a été nommée Fellow de l'Institut des Comptables Agréés de l'Ontario.
<b>D.S. Kaufman (d'office)</b>	M <sup>me</sup> Kaufman compte plus de 25 ans d'expérience en gestion financière, professionnelle et juridique acquise dans l'exercice du droit, en qualité d'administratrice de plusieurs sociétés ouvertes et à titre de présidente du conseil, présidente et chef de la direction de Selkirk Communications. M <sup>me</sup> Kaufman a été membre de plusieurs comités de vérification. M <sup>me</sup> Kaufman détient un diplôme en droit civil de l'Université McGill et une maîtrise en droit de l'Université de Montréal.

#### **Autres comités du conseil**

En plus du comité de vérification et des risques, TransAlta possède deux autres comités permanents : le comité de gouvernance d'entreprise et de l'environnement et le comité des ressources humaines. M<sup>me</sup> Kaufman, présidente du conseil, est membre d'office sans droit de vote de tous les comités. Les membres avec droit de vote de ces comités en date du 31 décembre 2010 sont :

#### **Comité de gouvernance et de l'environnement**

##### **Président : Gordon D. Giffin**

Michael M. Kanovsky  
Gordon S. Lackenbauer  
Karen E. Maidment  
Martha C. Piper  
Donna Soble Kaufman (d'office)

#### **Comité des ressources humaines**

##### **Président : Timothy W. Faithfull**

Stephen L. Baum  
C. Kent Jespersen  
Michael M. Kanovsky  
Dr. Martha C. Piper  
Donna Soble Kaufman (d'office)

Les chartes du comité de gouvernance et de l'environnement et du comité des ressources humaines sont accessibles sur le site Web de TransAlta à l'adresse [www.transalta.com](http://www.transalta.com) sous l'onglet « Corporate Responsibility – Governance » (en anglais). Vous pouvez également obtenir de plus amples renseignements au sujet du conseil et de la gouvernance d'entreprise de la société sur le site Web de TransAlta ou dans la circulaire de procuration de la direction de la société qui est déposée sur SEDAR au [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

#### **Honoraires versés à Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.**

Pour les exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009, les honoraires versés à Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. et aux membres de son groupe ont été de 3 499 254 \$ et de 3 562 032 \$, respectivement, selon la répartition ci-dessous :

<b>Ernst &amp; Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>
Exercice terminé le 31 décembre		
Services de vérification	2 737 081 \$	2 679 080 \$
Services liés à la vérification	729 873	824 631
Services fiscaux	32 300	58 321
<b>Total</b>	<b>3 499 254 \$</b>	<b>3 562 032 \$</b>

Aucun autre cabinet de vérification n'a fourni de services de vérification en 2010 et en 2009.

La nature de chaque catégorie d'honoraires est décrite ci-dessous :

#### *Honoraires pour services de vérification*

Des honoraires de vérification ont été versés pour les services professionnels rendus par les vérificateurs à l'occasion de la vérification des états financiers annuels de la société ou pour des services fournis dans le cadre de dépôts ou de mandats prévus par la loi et la réglementation, notamment la traduction de l'anglais au français des états financiers et autres documents de la société. Les honoraires de vérification totaux pour 2010 comprennent des paiements relatifs à 2009 de 969 568 \$. Les honoraires de vérification totaux pour 2009 comprennent des paiements relatifs à 2008 de 1 212 080 \$.

#### *Honoraires pour services liés à la vérification*

Les honoraires pour services liés à la vérification en 2010 ont été versés principalement pour des travaux effectués par Ernst & Young s.r.l. relativement à la mise en œuvre des Normes internationales d'information financière, aux autres vérifications, aux placements d'actions publics, aux placements de titres d'emprunt publics et à divers conseils en matière de comptabilité fournis à la société. Les honoraires pour services liés à la vérification en 2009 ont été versés principalement pour des travaux effectués par Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. relativement à la mise en œuvre des Normes internationales d'information financière, aux placements d'actions publics et aux placements de titres d'emprunt publics et à divers conseils en matière de comptabilité fournis à la société.

#### *Honoraires pour services fiscaux*

La plus grande partie des honoraires pour services fiscaux en 2009 et 2010, respectivement, a eu trait à diverses questions fiscales relatives aux activités de la société à l'étranger.

#### **Politiques et procédures d'approbation préalable**

Le CVR s'est penché sur la question de savoir si la prestation de services non liés à la vérification est compatible avec le maintien de l'indépendance des vérificateurs. En mai 2002, le CVR a adopté une politique (la « **politique** ») qui interdit à TransAlta d'avoir recours aux services des vérificateurs pour des catégories de services non liés à la vérification « interdites » et qui exige l'approbation préalable du CVR pour les autres catégories de services non liés à la vérification « permises », ces catégories étant déterminées en vertu de la loi Sarbanes-Oxley. La politique prévoit que le président du CVR peut approuver les services non liés à la vérification admissibles au cours du trimestre et déclarer cette approbation au CVR à sa prochaine réunion régulière prévue. En 2009, le CVR a accordé à la direction le pouvoir d'approuver des services non liés à la vérification admissibles minimums (correspondant au total du moins élevé des montants suivants, soit cinq pour cent des honoraires totaux payés aux vérificateurs externes ou 125 000 \$), à la condition que ces services soient déclarés au CVR à la prochaine réunion prévue.

## ANNEXE A - CHARTE DU COMITÉ DE VÉRIFICATION ET DES RISQUES

### A. Création du comité et des procédures

#### 1. Composition du comité

Le comité de vérification et des risques (le « **comité** ») du conseil d'administration (le « **conseil** ») de TransAlta Corporation (la « **société** ») se compose d'au moins trois administrateurs. Tous les membres du comité doivent être déterminés par le conseil comme étant indépendants tel que l'exigent les dispositions du Règlement 52-110 sur le comité de vérification des autorités canadiennes en valeurs mobilières, de l'article 303A des règles de la New York Stock Exchange et du Règlement 10A-3 adopté aux termes de la loi des États-Unis intitulée Securities and Exchange Act of 1934, comme ces règles s'appliquent aux membres du comité de vérification. Tous les membres du comité doivent posséder des compétences financières aux termes des exigences canadiennes et américaines, et au moins un membre doit être considéré par le conseil comme étant un « expert financier du comité de vérification » au sens de l'article 407 de la loi des États-Unis intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002* (la « **loi Sarbanes-Oxley** »). La décision de savoir si un administrateur en particulier respecte les exigences relatives à sa participation au comité revient à l'ensemble du conseil d'administration (le « **conseil** ») sur recommandation du comité de gouvernance et de l'environnement.

#### 2. Nomination des membres du comité

Les membres du comité sont nommés de temps à autre par le conseil, sur recommandation du comité de gouvernance d'entreprise et de l'environnement, et ils exerceront leurs fonctions jusqu'à la prochaine assemblée annuelle des actionnaires ou jusqu'à la nomination de leurs remplaçants, si une telle nomination est antérieure, ou encore jusqu'à ce qu'ils cessent d'être administrateurs de la société.

#### 3. Vacances

Si une vacance survient à tout moment au sein du comité, elle peut être comblée par le conseil. Le conseil doit combler toute vacance au sein du comité si le nombre de ses membres est inférieur à trois administrateurs.

#### 4. Président du comité

Le conseil doit nommer un président du comité, sur recommandation du comité de gouvernance d'entreprise et de l'environnement.

#### 5. Absence du président du comité

Si le président du comité est absent à une réunion du comité, un des membres du comité qui est présent à la réunion doit être choisi par le comité pour présider la réunion.

#### 6. Secrétaire du comité

Le comité doit nommer un secrétaire qui n'est pas nécessairement un administrateur de la société.

#### 7. Réunions

Le président du comité peut convoquer une réunion du comité. Le comité doit se réunir au moins une fois par trimestre et à d'autres moments au cours de l'année s'il juge opportun de le faire. De plus, le président du comité ou deux de ses membres peut convoquer une réunion spéciale du comité en tout temps. Bien que le chef de la direction de la société puisse assister aux réunions du comité, le comité doit également se réunir à huis clos.

#### 8. Quorum

Le quorum est constitué par une majorité de membres du comité présents en personne ou par téléphone ou par tout autre moyen de télécommunication qui permet à toutes les personnes qui participent à la réunion de se parler.



9. Avis de convocation aux réunions

Un avis indiquant la date, l'heure et le lieu des réunions doit être donné par écrit (notamment au moyen d'une communication écrite par télécopieur ou courrier électronique) à chaque membre du comité au moins 48 heures avant le moment fixé pour cette réunion, étant toutefois précisé qu'un membre peut renoncer à un avis de convocation à une réunion; de plus, la présence d'un membre à une réunion constitue une renonciation à un avis de convocation à une réunion, sauf lorsque le membre participe à la réunion dans le but exprès de s'opposer à l'examen de questions pour le motif que la réunion n'est pas légalement convoquée. L'avis de convocation à toutes les réunions doit aussi être transmis aux vérificateurs externes et internes.

10. Présence aux réunions

À l'invitation du président du comité, les autres membres du conseil, dirigeants ou employés de la société, les vérificateurs externes et autres experts ou consultants peuvent assister à une réunion du comité.

11. Procédure, registres et rapports

Sous réserve des lois ou des statuts et règlements administratifs de la société, le comité doit fixer ses propres procédures aux réunions, tenir des registres de ses procès-verbaux et faire rapport au conseil, habituellement au plus tard à la prochaine réunion prévue du conseil.

12. Examen de la charte

Le comité doit évaluer son rendement et examiner et réévaluer la pertinence de sa charte au moins une fois par année ou autrement, selon qu'il juge opportun de le faire, et, au besoin, proposer des modifications au comité de gouvernance et de l'environnement et au conseil à des fins d'approbation.

13. Experts externes et conseillers

Le président du comité, au nom du comité, ou l'un des membres du comité, est autorisé, aux frais de la société, lorsqu'il juge nécessaire ou souhaitable de le faire, à retenir les services d'un conseiller indépendant, d'experts externes ou d'autres conseillers pour donner au comité des avis indépendants sur toute question. Le fait de retenir les services de ce conseiller, expert ou autre conseiller n'oblige en aucun cas le comité à agir conformément aux recommandations de ce conseiller, expert ou autre conseiller.

**B. Mandat général du comité**

Le comité aide le conseil à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance, quant i) à l'intégrité des états financiers et des méthodes de présentation de l'information financière de la société; ii) aux systèmes de contrôles financiers internes établis par la direction; iii) à l'évaluation de l'identification des risques effectuée par la direction et aux programmes établis par la direction en réponse à cette évaluation; iv) aux fonctions de vérification interne; v) à la conformité aux exigences réglementaires et juridiques à l'égard de la comptabilité et des finances; et vi) aux compétences, à l'indépendance et au rendement des vérificateurs externes. Dans le cadre de ce mandat, il revient au comité d'assurer la libre communication entre le comité, les vérificateurs externes, les vérificateurs internes et la direction de la société.

Le comité a une fonction de surveillance. La direction est responsable de la préparation, de la présentation et de l'intégrité des états financiers intermédiaires et annuels et des documents d'information connexes. La direction de la société est également responsable de l'établissement de politiques et de systèmes pertinents en matière de comptabilité et de présentation de l'information financière, et de contrôles et de procédures internes assurant la conformité avec les normes comptables, la législation et la réglementation applicables et garantissant raisonnablement que les éléments d'actif sont protégés et que les opérations sont dûment autorisées, effectuées, enregistrées et déclarées.

Bien que le comité soit investi des responsabilités et pouvoirs indiqués aux présentes, il n'est pas chargé de planifier ou d'effectuer des vérifications ni d'établir que les états financiers de la société sont complets et exacts et conformes aux principes comptables généralement reconnus. Cette responsabilité relève de la direction et des vérificateurs externes. La désignation d'un ou de plusieurs membres en tant qu'« expert financier du comité de vérification » est fondée sur la formation et l'expérience que cette personne utilisera dans l'exercice de ses fonctions auprès du comité. La désignation d'« expert financier du comité de vérification » ne saurait imposer à cette personne des devoirs, obligations et

responsabilités plus importants que les devoirs, obligations et responsabilités qui sont imposés à un membre du comité et du conseil en l'absence d'une telle désignation.

La direction est également responsable de l'identification et de la gestion des risques de la société ainsi que de la création et de la mise en œuvre de politiques et de procédures afin d'atténuer ces risques. Le rôle du comité consiste à assurer la surveillance afin de veiller à ce que les éléments d'actif de la société soient préservés et protégés dans les limites raisonnables sur le plan commercial.

### **C. Fonctions et responsabilités du comité**

Le comité est expressément investi des fonctions et responsabilités suivantes :

#### **1. Vérification et questions financières**

##### **A. *Compétences des vérificateurs externes***

- a) Le comité est directement responsable de la rémunération et de la surveillance des vérificateurs externes, y compris la nomination des vérificateurs externes du conseil par les actionnaires à l'assemblée générale annuelle de la société. Dans le cadre de cette responsabilité, le comité :
  - i) examine l'expérience et les compétences du personnel cadre des vérificateurs externes qui assure la prestation des services de vérification à la société, de même que les procédures de contrôle de la qualité des vérificateurs externes, y compris l'obtention de la confirmation que les vérificateurs externes respectent les exigences d'inscription des autorités de réglementation du Canada et des États-Unis;
  - ii) examine et approuve chaque année le plan de vérification des vérificateurs externes;
  - iii) examine et approuve la forme et le montant de la rémunération des vérificateurs externes et s'assure que la société a fourni les fonds nécessaires pour le paiement de la rémunération des vérificateurs externes;
  - iv) examine et analyse avec les vérificateurs externes les relations que les vérificateurs externes et les membres de leur groupe ont avec la société et les membres de son groupe aux fins d'établir l'indépendance des vérificateurs externes, y compris, notamment i) la demande, la réception et l'examen au moins une fois par année, d'une déclaration écrite officielle des vérificateurs externes définissant toutes les relations raisonnablement susceptibles de compromettre l'indépendance des vérificateurs externes par rapport à la société, ii) des entretiens avec les vérificateurs externes sur les relations divulguées ou les services que les vérificateurs externes estiment susceptibles de compromettre l'objectivité ou l'indépendance des vérificateurs externes et iii) la recommandation au conseil de prendre les mesures appropriées en réponse au rapport des vérificateurs externes de manière à s'assurer de l'indépendance des vérificateurs externes;
  - v) règle les désaccords entre la direction et les vérificateurs externes concernant l'information financière;
  - vi) informe les vérificateurs externes et la direction que les vérificateurs externes doivent avoir un accès direct au comité à tout moment, et vice-versa,
  - vii) informe les vérificateurs externes qu'ils sont en définitive responsables devant le comité en tant que représentants des actionnaires de la société; et
  - viii) au moins à chaque année, obtient et examine le rapport des vérificateurs externes relatif aux procédures internes de contrôle de la qualité du cabinet de vérificateurs,

les questions importantes soulevées à l'occasion du dernier contrôle de la qualité interne ou contrôle par les pairs du cabinet de vérificateurs, ou à l'occasion d'une enquête d'autorités gouvernementales ou professionnelles menée au cours des cinq derniers exercices à l'égard d'une ou de plusieurs vérifications indépendantes effectuées par les vérificateurs externes, ainsi que les mesures prises à cet égard;

B. Processus de vérification indépendant

- b) Sous réserve de la délégation accordée au président du comité, préapprouve la prestation de tous les services liés à la vérification, y compris tous les services non liés à la vérification non interdits par les vérificateurs externes; le président du comité est autorisé à approuver tous les services liés à la vérification, y compris les services non liés à la vérification non interdits rendus par les vérificateurs externes, et doit faire rapport de toutes les approbations au comité à la prochaine réunion prévue qu'il tiendra;
- c) Examine avec la direction et les vérificateurs externes l'information financière de la société dans le cadre de la vérification annuelle et de la préparation des états financiers, y compris, notamment, le plan de vérification annuelle des vérificateurs externes, le jugement des vérificateurs externes quant à la qualité, et non seulement quant à l'acceptabilité, et au caractère approprié des principes comptables de la société tels qu'ils sont appliqués à son information financière et le caractère plus ou moins audacieux ou prudent des principes comptables de la société et des estimations sous-jacentes de la société;
- d) Examine avec la direction et les vérificateurs externes tous les états financiers et l'information financière et :
  - i) recommande au conseil, à des fins d'approbation, les états financiers annuels vérifiés de la société, y compris les notes y afférentes; le rapport de gestion et tout rapprochement nécessaire;
  - ii) examine les rapports ou avis à remettre s'y rapportant et fait rapport au conseil, au besoin;
  - iii) examine avec les vérificateurs externes la collaboration qu'ils ont obtenue dans le cadre de leur examen et de leur consultation de l'ensemble des registres, des données et des renseignements demandés;
  - iv) discute avec la direction et les vérificateurs externes de toutes les opérations importantes autres que dans le cours normal des activités de la société;
  - v) examine les méthodes de la direction quant à la formulation d'estimations comptables confidentielles et le caractère raisonnable des estimations;
  - vi) examine avec la direction et les vérificateurs externes les changements aux principes comptables et leur applicabilité à l'entreprise;
  - vii) examine avec la direction et les vérificateurs externes les autres traitements de l'information financière dans le cadre des principes comptables généralement reconnus qui ont fait l'objet de discussions avec la direction, la portée de leur utilisation et le traitement privilégié par les vérificateurs externes;
  - viii) la conviction qu'il n'existe entre la direction et les vérificateurs externes aucune question en suspens raisonnablement susceptible de compromettre sérieusement les états financiers;
- e) Examine avec la direction et les vérificateurs externes les états financiers intermédiaires de la société, y compris les notes y afférentes, le rapport de gestion, la note relative aux PCGR des États-Unis et le communiqué sur les bénéfices s'y rapportant et approuve la diffusion au public de ceux-ci, au besoin;

- f) Examine avec la direction et les vérificateurs externes l'utilisation de l'information « pro forma » ou « rajustée » non conforme aux PCGR ainsi que le rapprochement applicable, et en discute avec ceux-ci;
- g) Examine avec la direction, les vérificateurs externes et, au besoin, les conseillers juridiques internes et externes, les litiges, réclamations ou éventualités, y compris les cotisations fiscales, susceptibles d'avoir une incidence importante sur la situation financière de la société, ainsi que la façon dont ces questions peuvent être ou ont été divulguées dans les états financiers;
- h) Examine l'information communiquée au comité par le chef de la direction et le chef des finances durant leur processus d'attestation des rapports périodiques pertinents déposés auprès des autorités de réglementation en valeurs mobilières afin de s'assurer que l'information devant être communiquée est enregistrée, traitée, résumée et communiquée dans les périodes mentionnées aux fins de la communication. Obtient des garanties du chef de la direction et du chef des finances quant au caractère adéquat et à l'efficacité des contrôles et des procédures en matière de divulgation et des systèmes de contrôle interne de la société relativement à la présentation de l'information financière, et à l'effet que toute fraude concernant la direction ou d'autres employés qui ont un rôle important dans les contrôles internes de la société a été signalée au comité;

### C. Planification financière

- a) Examine l'émission et le rachat de titres (y compris l'examen de tous les documents déposés afin de donner effet aux émissions ou aux rachats), les limites et les engagements financiers ainsi que tout changement important sous-jacent à l'un de ces engagements de la société et formule des recommandations au conseil aux fins d'approbation;
- b) Examine chaque année le plan fiscal annuel de la société;

## 2. Gouvernance

- a) Pour le compte du comité, le président examine toute la communication au public de l'information financière importante tirée ou issue des états financiers de la société avant qu'elle ne soit publiée;
- b) Examine avec la direction au moins une fois par année la méthode et la nature de l'information financière et des prévisions de bénéfice devant être divulguées aux analystes et agences de notation;
- c) Examine trimestriellement avec la haute direction et le chef des services juridiques et, au besoin, les conseillers juridiques externes, et les vérificateurs internes et externes de la société, l'efficacité des contrôles internes de la société afin d'assurer que la société respecte les exigences législatives et réglementaires et les politiques de la société;
- d) Examine trimestriellement avec le chef des services juridiques et, au besoin, des conseillers juridiques externes, les principales questions en matière de droit, de conformité ou de réglementation susceptibles d'avoir une incidence importante sur les états financiers de la société;
- e) Discute avec les vérificateurs externes de leur impression du personnel des finances et de la comptabilité de la société, des recommandations que les vérificateurs externes peuvent avoir, y compris celles contenues dans la lettre de recommandations, à l'égard de l'amélioration des contrôles financiers internes, du choix des principes comptables ou des systèmes d'information de gestion, et passe en revue l'ensemble des lettres de recommandations des vérificateurs externes avec les réponses écrites de la direction s'y rapportant;
- f) Examine les changements apportés aux pratiques ou aux politiques comptables ainsi que l'incidence financière de celles-ci sur la société;

- g) Examine chaque année le rapport annuel sur les régimes de retraite et les états financiers des régimes de retraite de la société, y compris l'évaluation actuarielle, l'actif et le passif prévisionnels, la répartition de l'actif, le rendement du gestionnaire et les coûts d'exploitation du régime;
- h) Examine chaque année la politique à l'égard des opérations d'initié et approuve les changements au besoin;
- i) Avec le comité des ressources humaines du conseil, examine au moins une fois par année et, au besoin, la gouvernance générale des régimes de retraite de la société, approuvant les objectifs généraux des régimes, la politique en matière de pratique d'investissement, la nomination des gestionnaires de placement, et en fait rapport au conseil à chaque année;
- j) Examine la vérification annuelle des comptes de dépenses et des avantages indirects des administrateurs, du chef de la direction et des personnes sous sa responsabilité directe et leur utilisation des biens de la société;
- k) Examine chaque année les commandites, les dons et les contributions politiques annuels de la société;
- l) Examine les processus de la direction relativement à l'évaluation de fraudes potentielles, des programmes et des contrôles visant à se prémunir contre les risques de fraude et du processus mis de l'avant afin de surveiller les risques à l'intérieur des secteurs ciblés;
- m) Examine l'information communiquée au comité par le chef de la direction, le chef des finances et/ou le chef des services juridiques relativement à toute violation importante des lois sur les valeurs mobilières applicables, de tout manquement important à un devoir fiduciaire en vertu des lois applicables ou de toute violation importante semblable par la société ou par un membre de la haute direction, un administrateur, un employé ou un mandataire de la société, qui a été signalé au comité, et détermine si une enquête est nécessaire en ce qui concerne ce signalement et fait rapport au conseil;
- n) Établit les procédures en matière de réception, de conservation et de traitement des plaintes reçues par la société concernant la comptabilité, les contrôles de comptabilité interne ou les questions de vérification et la communication confidentielle et anonyme par les employés de préoccupations concernant des questions de comptabilité ou de vérification;
- o) Examine tous les incidents, les plaintes ou l'information communiquée par l'intermédiaire de la Ligne d'aide pour les questions d'éthique et/ou de la direction;
- p) Discute avec la direction et les vérificateurs externes de la correspondance échangée avec les autorités de réglementation ou organismes gouvernementaux, des plaintes d'employés ou des rapports publiés qui soulèvent des questions importantes concernant les états financiers ou les politiques comptables de la société;
- q) Examine et approuve la politique de la société en matière d'embauche des employés ou d'anciens employés des vérificateurs externes et supervise la conformité de la société à la politique; et
- r) Fait à chaque année rapport aux actionnaires sur le travail du comité au cours de l'exercice;

### 3. Vérification interne

- a) Examine et prend en compte, au besoin, les rapports et recommandations importants du vérificateur interne concernant des questions de vérification interne, de même que la réponse de la direction à cet égard;
- b) Examine à chaque année la charte du service de vérification interne, la portée et les plans d'attribution du travail du groupe de vérification interne, le caractère adéquat des ressources

du groupe et l'accès des vérificateurs internes à l'ensemble des fonctions, des dossiers, des biens et du personnel de la société. Le comité informe également les vérificateurs internes et la direction que les vérificateurs internes doivent avoir libre accès au comité, et vice-versa;

- c) Rencontre séparément la direction, les vérificateurs externes et les vérificateurs internes aux fins d'examiner les questions et préoccupations concernant les vérifications et l'information financière;
- d) Examine avec la haute direction financière de la société et le vice-président, Vérification interne le caractère adéquat des systèmes de contrôle interne et procédures de la société;
- e) Recommande au comité des ressources humaines la nomination, le licenciement ou le transfert du vice-président, Vérification interne.

#### 4. Gestion des risques

Le comité s'assure que la direction possède une connaissance générale des risques touchant la société. Le comité supervise et approuve les procédés établis et mis en œuvre par la direction aux fins de l'identification des principaux risques de la société, l'évaluation des répercussions possibles et la mise en œuvre d'un système approprié afin de se prémunir contre ces risques et de les gérer.

Le comité :

- a) Examine annuellement avec le conseil l'évaluation des principaux risques par la direction auxquels la société est exposée; discute avec la direction des politiques et procédures de la société quant à la détermination et à la gestion des principaux risques de son entreprise, afin de s'assurer que la direction :
  - i) a établi des stratégies commerciales appropriées afin de tenir compte des principaux risques cernés, et
  - ii) maintient des systèmes et des procédures de gestion ou d'atténuation de ces risques, y compris des programmes de prévention des pertes, d'assurance et de réduction des risques et des programmes d'action en cas de catastrophe et de reprise;
- b) Reçoit et examine la mise à jour trimestrielle par la direction de son évaluation des risques, y compris une mise à jour des risques spécifiques et des risques potentiels ainsi que des prochaines étapes;
- c) Examine le cadre de gestion du risque à l'échelle de l'entreprise et la méthode de communication des risques de la société;
- d) Examine à chaque année les politiques de gestion des risques financiers et liés aux marchandises et approuve les changements à ces politiques, revoit et autorise les lignes directrices du programme stratégique de couverture et la tolérance aux risques de la société; examine et surveille trimestriellement les résultats des activités de gestion des risques financiers et liés aux commodités, y compris les stratégies relatives au risque lié aux devises et aux taux d'intérêt, le risque de crédit du cocontractant et l'utilisation d'instruments dérivés;
- e) Examine le programme d'assurance annuel de la société, y compris la philosophie de prise de risques et les risques possibles et les programmes de protection de responsabilité pour les administrateurs et dirigeants, y compris la couverture d'assurance des administrateurs et dirigeants;
- f) Examine périodiquement les rôles et responsabilités respectifs du vérificateur externe, du service de vérification interne, des conseillers internes et externes concernant la gestion des risques de la société et examine leur rendement dans le cadre de ces rôles et responsabilités; et

- g) À chaque année, de concert avec la direction, fait rapport au conseil concernant :
  - i) les stratégies de la société par rapport au profil de risque global de la société;
  - ii) la nature et l'ampleur de tous les risques importants auxquels la société est exposée;
  - iii) les procédés, politiques, procédures et contrôles en place pour gérer ou atténuer les risques importants; et
  - iv) l'efficacité globale du processus de gestion des risques de l'entreprise.

**D. Conformité et pouvoirs du comité**

- a) Les responsabilités du comité sont conformes aux lois et aux règlements canadiens applicables, comme les règles des autorités canadiennes en valeurs mobilières, et aux exigences en matière de présentation de l'information et d'inscription de la Bourse de Toronto, qui sont en vigueur à la date des présentes. De plus, la présente charte est conforme aux lois américaines applicables, comme la loi Sarbanes-Oxley, ainsi qu'aux règles et aux règlements adoptés en vertu de cette loi, et aux normes de gouvernance d'entreprise de la New York Stock Exchange, qui sont en vigueur à la date des présentes. La présente charte est revue à l'occasion par le secrétaire de la société avec le président du comité afin de s'assurer qu'elle continue d'être conforme à ces normes.
- b) Le comité peut, à la demande du conseil ou de son propre chef, faire enquête sur d'autres questions s'il le juge nécessaire ou souhaitable dans l'exercice de son mandat.

## ANNEXE B - GLOSSAIRE

Les termes ci-après, qui peuvent être utilisés dans la notice annuelle, s'entendent comme suit :

« **AEUB** » : L'Alberta Energy and Utilities Board à ce moment.

« **CAÉ de l'Alberta** » : Un contrat d'achat d'énergie prescrit mandaté par le gouvernement de l'Alberta.

« **capacité** » : La capacité maximale nette qu'une unité peut soutenir sur une période donnée.

« **disponibilité** » : Le « facteur de disponibilité équivalente moyenne pondérée », un terme utilisé pour calculer la disponibilité d'un pool ou d'un parc de centrales de tailles diverses. Il s'agit d'une mesure de temps et d'énergie, exprimée en pourcentage des activités continues 24 heures sur 24, 365 jours par année, au cours duquel une unité peut produire de l'électricité, peu importe si elle le fait réellement ou non.

« **EPÉE** » : L'Encouragement à la production d'énergie éolienne offert par le gouvernement du Canada aux installations éoliennes approuvées mises en service entre le 1<sup>er</sup> avril 2002 et le 31 mars 2007.

« **gigawattheure** » ou « **GWh** » : Un million de kilowattheures d'énergie électrique.

« **kilowatts** » ou « **kW** » : 1 000 watts d'énergie électrique.

« **kilowattheure** » ou « **kWh** » : La production ininterrompue d'un kilowatt d'énergie électrique pendant une heure.

« **mégawatt** » ou « **MW** » : 1 000 kilowatts ou un million de watts d'énergie électrique.

« **mégawattheure** » ou « **MWh** » : 1 000 kilowattheures.

« **watt** » : Une unité scientifique d'énergie électrique qui correspond au taux d'utilisation d'énergie qui entraîne la production d'énergie à un taux d'un joule à la seconde.

« **wattheure** » : La mesure de production ou de consommation d'énergie qui correspond à la production ou à la consommation d'un watt pendant une heure.