



**TRANSALTA CORPORATION**  
**NOTICE ANNUELLE DE RENOUVELLEMENT 2010**  
**POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2009**

**LE 24 FÉVRIER 2010**

## TABLE DES MATIÈRES

PRÉSENTATION DE L'INFORMATION.....	1
REMARQUE SPÉCIALE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS .....	1
DOCUMENTS INTÉGRÉS PAR RENVOI.....	2
STRUCTURE GÉNÉRALE DE LA SOCIÉTÉ .....	2
APERÇU .....	3
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ .....	4
ACTIVITÉS DE TRANSALTA.....	7
GESTION DES RISQUES ENVIRONNEMENTAUX .....	23
FACTEURS DE RISQUE .....	25
PERSONNEL .....	33
STRUCTURE DU CAPITAL .....	33
NOTATION.....	34
DIVIDENDES .....	35
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES .....	35
PLACEMENTS ANTÉRIEURS .....	36
ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION .....	36
MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES.....	42
PRÊTS AUX ADMINISTRATEURS ET AUX DIRIGEANTS .....	43
INTERDICTIONS D'OPÉRATIONS, FAILLITES OU SANCTIONS .....	43
CONFLITS D'INTÉRÊTS .....	43
POURSUITES ET MESURES RÉGLEMENTAIRES .....	43
AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES .....	44
INTÉRÊTS DES EXPERTS.....	44
RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES.....	44
COMITÉ DE VÉRIFICATION ET DES RISQUES .....	44
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 2009. 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.

### REMARQUE SPÉCIALE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

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 et leurs coûts auxiliaires; les attentes relatives à l'échéance et au coût des améliorations et des mises à niveau planifiées aux diverses centrales; les attentes relatives au délai de réalisation de l'étude d'ingénierie et de conception préliminaire (« EICP ») (au sens des présentes) concernant le captage et le stockage du carbone et le coût de l'étude; les estimations relatives aux réserves de charbon récupérables aux mines de Whitewood et de Highvale de la société; les plans de TransAlta d'investir dans une nouvelle capacité; les attentes à l'égard de la demande en électricité à court et à long termes; les attentes relatives à la production; les plans de TransAlta d'installer du matériel de contrôle du mercure à ses centrales thermiques situées en Alberta et son initiative visant à réduire les émissions d'oxyde d'azote et de mercure de sa centrale de Centralia; les régimes réglementaires gouvernementaux prévus; les stratégies de négociation de la société; et les attentes relatives à la renégociation de certaines conventions collectives auxquelles TransAlta est partie.

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; 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 ses centrales; vi) les interruptions du transport et de la distribution de l'électricité; vii) les répercussions des conditions météorologiques; viii) les interruptions de l'approvisionnement en combustible, en eau, en vent ou en biomasse nécessaire pour exploiter les centrales de la société; ix) les catastrophes naturelles; x) les pannes de matériel; 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. 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 2009 (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 2009 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

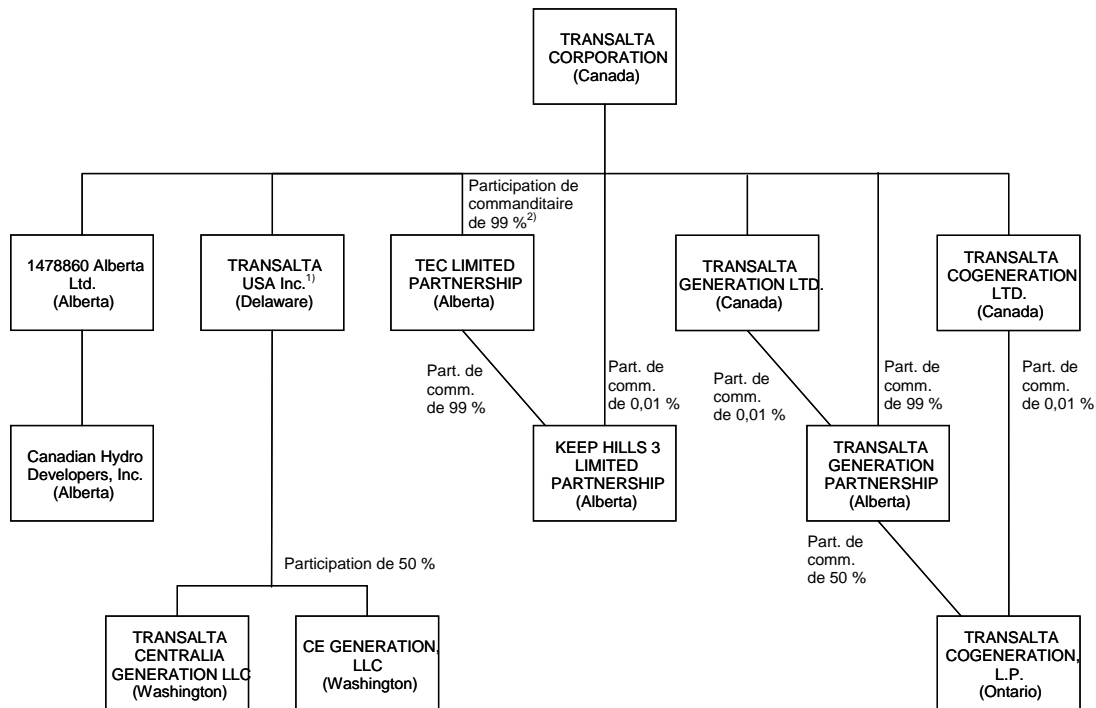
TransAlta Corporation a été constituée par un certificat de fusion délivré en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* (la « **LCSA** ») le 8 octobre 1992. Le 31 décembre 1992, un certificat de modification a été délivré relativement à un plan d'arrangement concernant la société et TransAlta 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 de la réalisation de la restructuration le 1<sup>er</sup> janvier 2009, les principales filiales de la société ainsi que leurs territoires respectifs de constitution sont indiqués ci-dessous.



**Nota :**

- 1) TransAlta USA Inc. est détenue en propriété exclusive par TransAlta Holdings ULC, laquelle est détenue en propriété exclusive par TransAlta.
- 2) La participation de 0,01 pour cent restante dans TEC Limited Partnerships appartient à TransAlta (Ft. McMurray) Ltd.

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 8 776 mégawatts (« **MW** ») de capacité de production<sup>1</sup> dans des centrales ayant une capacité de production globale de quelque 10 578 MW. En outre, la société a des centrales en construction dans lesquelles sa participation nette atteint 478 MW de capacité de production dans les centrales conçues pour fournir une capacité de production globale de 703 MW, portant sa participation nette totale à 9 253 MW de capacité de production dans les centrales qui ont ou qui auront une capacité globale de 11 281 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, 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 6 461 MW de capacité de production d’électricité dans des centrales thermiques, au gaz, à l’énergie éolienne, à l’énergie hydraulique et à la biomasse, dont 5 244 MW dans l’Ouest canadien, 1 040 MW en Ontario, 99 MW au Québec et 80 MW au Nouveau-Brunswick.

Aux États-Unis, les principales centrales de la société comprennent une centrale thermique de 1 376 MW et une centrale thermique 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 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 dans les États du Texas, de l’Arizona et de New York. De plus, la société a

<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.

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.

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, à l'énergie hydraulique, à l'énergie éolienne, à la biomasse et par des ressources géothermiques.

La société est organisée suivant deux secteurs d'activité : la production et les activités commerciales et l'expansion. Le groupe de la production est responsable de la construction, de l'exploitation et de l'entretien des installations de production d'électricité. Le groupe des activités commerciales et de l'expansion est chargé de gérer la vente de la production, les achats de gaz naturel, la capacité de transport et les risques du marché associés à l'actif de production de la société et les activités de commercialisation non garanties par des éléments d'actif. Ces deux secteurs sont soutenus par un groupe du siège social qui s'occupe des fonctions financières, trésorières, juridiques, de la réglementation, des questions d'environnement, de santé et de sécurité, du développement durable, des communications d'entreprise, des relations gouvernementales, des technologies de l'information, des ressources humaines, de la vérification interne et des autres tâches de soutien administratif.

## DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

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 11 janvier 2010, la société a annoncé qu'elle avait conclu un contrat d'achat d'énergie de 25 ans visant à fournir 54 MW supplémentaires d'énergie éolienne à Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick (« **Énergie Nouveau-Brunswick** »). Le coût des immobilisations du projet est évalué à 100 millions de dollars. La construction devrait commencer au début de 2010 et l'installation devrait être en service d'ici la fin de 2010.

### Exercice terminé le 31 décembre 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 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 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 brut revenant à la société d'environ 412,5 millions de dollars. Le produit net tiré du placement a été affecté au remboursement d'une partie de la dette contractée dans le cadre de l'acquisition de Canadian Hydro par la société.
- 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.
- Le 14 octobre 2009, les gouvernements fédéral et provincial ont annoncé que le projet de captage et de stockage du carbone de la société (« **CSC** »), appelé projet Pioneer, avait un reçu un financement consenti 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 étude d'ingénierie et de conception préliminaire (« **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. L'EICP devrait être achevée d'ici la fin de 2010. 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'associé directeur du partenariat entre le gouvernement et l'industrie.

- 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 29 mai 2009, la société a émis des billets de premier rang 6,45 % d'un capital de 200 millions de dollars échéant le 29 mai 2014. Le produit net tiré du placement a été affecté au remboursement de la dette, au financement du plan d'investissement à long terme de la société et aux besoins généraux de l'entreprise.
- 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 6 mai 2009, la société a annoncé qu'elle avait reçu l'approbation réglementaire de la Bourse de Toronto (la « **TSX** ») pour le renouvellement de son programme d'offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« **offre publique de rachat** »). Dans le cadre de l'offre publique de rachat, l'approbation qu'a reçue la société lui permet de racheter à des fins d'annulation jusqu'à 9,9 millions de ses actions ordinaires, ce qui représente 5 pour cent de ses actions ordinaires émises et en circulation en date du 30 avril 2009.
- Le 28 avril 2009, la société a annoncé qu'elle planifiait concevoir, construire et exploiter Ardenville, un projet éolien de 69 MW situé au sud de l'Alberta. Le coût des immobilisations de ce projet est évalué à 135 millions de dollars. Le coût des immobilisations du projet comprend l'achat d'une turbine de 3 MW déjà opérationnelle à Macleod Flats. Les activités commerciales du reste du projet éolien d'Ardenville devraient commencer au premier trimestre de 2011.
- 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 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, 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 de 0,02 \$ l'action du dividende trimestriel, ce qui donne un dividende total de 1,16 \$ l'action sur une base annualisée.
- 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 2011 et 2012, respectivement. Le coût total en capital estimatif des projets est de 68 millions de dollars.
- 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 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 aux termes 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.

### Exercice terminé le 31 décembre 2008

- Le 31 décembre 2008, la société a annoncé que le parc éolien de 96 MW de Kent Hills d'une valeur de 170 millions de dollars a démarré ses activités commerciales. Le parc éolien comprend 32 éoliennes Vestas V90 de 3 MW. La capacité tirée de ce projet est vendue aux termes d'un contrat d'achat d'énergie intervenu avec Énergie Nouveau-Brunswick.
- Le 8 octobre 2008, la société a annoncé la conclusion de la vente de ses activités mexicaines à Intergen Global Ventures B.V. Il moyennant un prix de vente de 303,5 millions de dollars US. La vente comprenait la centrale alimentée au gaz à cycle combiné gaz/diesel de 252 MW de Campeche, une centrale alimentée au gaz 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 construirait une autre centrale éolienne de 66 MW dans le sud de l'Alberta, comprenant 22 éoliennes Vestas V90 de 3 MW. Le coût en capital total de cette expansion du parc éolien de Summerview est estimé à 123 millions de dollars. La capacité tirée de ce projet devrait être vendue à l'Alberta Power Pool.
- Le 5 mai 2008, la société a annoncé qu'elle avait reçu l'approbation réglementaire de la TSX pour la poursuite de son programme d'offre publique de rachat. Dans le cadre de l'offre publique de rachat, la société a reçu l'approbation lui permettant d'acheter à des fins d'annulation jusqu'à 19,9 millions de ses actions ordinaires, ce qui représente 10 % de son flottant au 23 avril 2008.
- 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 113,5 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 des immobilisations total du projet d'énergie éolienne de Blue Trail devrait s'élever à 115 millions de dollars. La capacité tirée de ce projet devrait être vendue à l'Alberta Power Pool.
- 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.

### Exercice terminé le 31 décembre 2007

- Au cours du troisième trimestre, la société a terminé l'accroissement de la capacité du groupe électrogène 4 de la centrale Sundance. Une mesure finale a été prise au cours du quatrième trimestre de 2007 et la capacité de production ajoutée à la suite de cet accroissement était de 53 MW.
- Le 11 septembre 2007, la société a annoncé qu'elle avait reçu l'approbation réglementaire afin d'augmenter le nombre d'actions qu'elle peut racheter aux termes de son programme d'offre publique de rachat. La société avait donc été autorisée à racheter à des fins d'annulation jusqu'à 20,2 millions de ses actions ordinaires ou environ 10 % des 202 millions d'actions ordinaires émises et en circulation en date du 23 avril 2007.
- Le 17 juillet 2007, la société a modifié son contrat d'achat d'énergie avec Énergie Nouveau-Brunswick afin d'augmenter la capacité de son parc éolien de Kent Hills de 75 MW à 96 MW. Par conséquent, le coût des immobilisations total du projet de parc d'éoliennes de Kent Hills a augmenté de 40 millions de dollars, passant de 130 millions de dollars à 170 millions de dollars. La société a également signé un contrat d'achat-vente avec Vector Wind Energy, qui était alors une filiale en propriété exclusive de Canadian Hydro, visant l'acquisition de son parc d'éoliennes de Fairfield Hill, comprenant une option permettant la mise en valeur du site à une date ultérieure.



- Le 21 juin 2007, TransAlta Utilities a conclu une entente avec Bucyrus Canada Limited et Bucyrus International Inc. visant l'achat d'une pelle à benne traînante devant être utilisée surtout pour l'approvisionnement en charbon dans le cadre du projet de coentreprise de la centrale de Keephills 3. Les coûts d'achat totaux de la pelle s'élevaient à environ 150 millions de dollars, les paiements finaux des biens et services étant exigibles au plus tard en mai 2010. Le total des paiements versés aux termes de cette entente au 31 décembre 2009 s'établissait à 124,7 millions de dollars.
- Le 26 février 2007, la société et EPCOR Power Development Corporation (maintenant Capital Power Corporation ou « **Capital Power** ») ont annoncé qu'elles commençaient la construction du projet énergétique de 450 MW Keephills 3 situé à environ 70 km à l'ouest d'Edmonton (Alberta). Le coût des immobilisations pour le projet, y compris les investissements en capital pour le projet minier, sera d'environ 1,6 milliard de dollars et l'achèvement est prévu à la fin du premier trimestre de 2011. Par l'entremise de Keephills 3 Limited Partnership (« **K3LP** »), un membre du groupe de la société, TransAlta et Capital Power détiendront Keephills 3 à parts égales, TransAlta sera responsable de la gestion de la coentreprise et Capital Power sera chargée de la construction. À l'achèvement de la construction, il est prévu que TransAlta exploitera la centrale et que Capital Power et TransAlta distribueront et commercialiseront séparément leurs parts de la production électrique. Le projet a reçu l'approbation de l'AEUB et d'Alberta Environment.
- Le 19 janvier 2007, la société a annoncé qu'elle avait conclu un contrat d'achat d'énergie de 25 ans visant à fournir 75 MW d'énergie éolienne à Énergie Nouveau-Brunswick. Aux termes de ce contrat, TransAlta a construit, détient et exploite une centrale éolienne au Nouveau-Brunswick.
- Le 2 janvier 2007, la société a racheté au pair la totalité de ses titres privilégiés 7,75 % en circulation, d'un capital global à rembourser de 175 millions de dollars.

## ACTIVITÉS DE TRANSALTA

### Secteur de la production

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 janvier 2010 :

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	2 126	100	2 126	Charbon	CAÉ de l'Alberta / marchands <sup>2)</sup>	2017, 2020
Keephills <sup>4)</sup>	812	100	812	Charbon	CAÉ de l'Alberta/marchands <sup>4)</sup>	2020
Sheerness	780	25	195	Charbon	CAÉ de l'Alberta	2020
Wabamun	279	100	279	Charbon	Marchands	-
Genesee 3	450	50	225	Charbon	Marchands	-
Keephills 3 <sup>3)</sup>	450	50	225	Charbon	Marchands	-
Fort Saskatchewan	118	30	35	Gaz	Contrat à long terme (« CLT »)	2019
Meridian	220	25	55	Gaz	CLT	2024
Poplar Creek	356	100	356	Gaz	CLT/marchands	2024
Blue Trail	66	100	66	Énergie éolienne	Marchands	-
Castle River <sup>5)</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	2024
Sinnott	7	100	7	Énergie éolienne	Marchands	-
Soderglen	71	50	35	Énergie éolienne	Marchands	-
Summerview 1 <sup>6)</sup>	70	100	70	Énergie éolienne	Marchands	-
Summerview 2 <sup>3)</sup>	66	100	66	Énergie éolienne	Marchands	-
Taylor Wind	3	100	3	Énergie éolienne	Marchands	-
Ardenville <sup>3)</sup>	69	100	69	Énergie éolienne	Marchands	-
Akolkolex	10	100	10	Hydraulique	CLT	2015
Barrier	13	100	13	Hydraulique	CAÉ de l'Alberta	2020
Bearspaw	17	100	17	Hydraulique	CAÉ de l'Alberta	2020
Belly River	3	100	3	Hydraulique	Marchands	-

<b>Ouest 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>
Big Horn	120	100	120	Hydraulique	CAÉ de l'Alberta	2020
Bone Creek <sup>3)</sup>	18	100	18	Hydraulique	CLT	2047
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>7 051</b>		<b>5 666</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	CLT	2017
Ottawa	68	50	34	Gaz	CLT	2012
Sarnia <sup>7)</sup>	506	100	506	Gaz	CLT	2022-2025
Windsor	68	50	34	Gaz	CLT/marchands	2016
Kent Hills	96	83	80	Énergie éolienne	CLT	2033
Kent Hills Expansion <sup>3)</sup>	54	100	54	Énergie éolienne	CLT	2035
Le Nordais	99	100	99	Énergie éolienne	CLT	2033
Melancthon I	68	100	68	Énergie éolienne	CLT	2026
Melancthon II	132	100	132	Énergie éolienne	CLT	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>1 273</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>8)</sup>	1 376	100	1 376	Charbon	Marchands	-
Centralia Gas	248	100	248	Gaz	Marchands	-
Power Resource	212	50	106	Gaz	Marchands	-
Saranac	240	37,5	90	Gaz	Marchands	-
Yuma	50	50	25	Gaz	CLT	2024
Centrales géothermiques d'Imperial Valley <sup>9)</sup>	327	50	164	Géothermique	CLT	2016-2029
Skookumchuk <sup>10)</sup>	1	100	1	Hydro	-	-
Wailuku	10	50	5	Hydro	CLT	2023
<b>Total États-Unis</b>	<b>2 464</b>		<b>2 015</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	CLT	2016
Southern Cross <sup>11)</sup>	245	100	245	Gaz/diesel	CLT	2013
<b>Total Australie</b>	<b>355</b>		<b>300</b>			
<b>TOTAL</b>	<b>11 281</b>		<b>9 254</b>			

**Nota :**

- 1) Les mégawatts sont arrondis au nombre entier le plus près.
- 2) La capacité marchande renvoie à des accroissements de la capacité nominale de 53 MW, de 53 MW et de 44 MW aux unités 4, 5 et 6, respectivement.
- 3) Ces centrales sont actuellement mises en valeur.
- 4) Comprend deux accroissements de la capacité nominale de 23 MW aux unités 1 et 2 qui devraient être opérationnels en 2011 et en 2012, respectivement. La capacité marchande renvoie à ces deux accroissements de la capacité nominale.
- 5) Comprend 7 turbines individuelles à d'autres emplacements.
- 6) Comprend 2 centrales.
- 7) La CMN de 575 MW de Sarnia a été rajustée en raison de la mise hors service de certains équipements de la centrale.
- 8) 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.
- 9) Comprend 10 centrales.
- 10) Cette centrale est utilisée afin de fournir un approvisionnement en eau fiable aux autres centrales de production de TransAlta à Centralia.
- 11) Comprend 4 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 :

<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>
Wabamun <sup>1)</sup>	AB	Wabamun – unité 4	279	100	1968	-
Sundance	AB	Sundance – unité 1	280	100	1970	2017
	AB	Sundance – unité 2	280	100	1973	2017
	AB	Sundance – unité 3	353	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>2)</sup>	406	100	1983	2020
	AB	Keephills – unité 2 <sup>2)</sup>	406	100	1984	2020
	AB	Keephills – unité 3 <sup>3)</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>4 897</b>			

**Nota :**

- 1) L'unité de Wabamun devrait être mise hors service à l'expiration de sa licence le 31 mars 2010.
- 2) Comprend deux accroissements de la capacité nominale de 23 MW aux unités 1 et 2 qui devraient être opérationnels en 2011 et en 2012, respectivement.
- 3) Cette centrale est actuellement mise en valeur.

Les centrales de Wabamun, 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 appartient en copropriété à TransAlta Cogeneration, L.P. (« **TA Cogen** »), une société en commandite de l'Ontario, et ATCO Power (2000) Ltd. (« **ATCO Power** »). La centrale de Genesee 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. La disponibilité est une mesure importante du succès économique d'une centrale thermique. En 2009, le facteur de disponibilité équivalente pondérée pour les centrales thermiques de l'Alberta s'établissait à 78,0 %, comparativement à 82,9 % en 2008 et à 87,1 % en 2007. Pour la centrale de Sheerness, le facteur de disponibilité équivalente pondérée était de 93,3 % en 2009, comparativement à 94,1 % en 2008 et à 94,4 % en 2007. Pour la centrale de Genesee 3, le facteur de disponibilité équivalente pondérée s'établissait à 97,5 % en 2009, comparativement à 78,2 % en 2008 et à 92,9 % en 2007.

Des mines de charbon exploitées par enlèvement des terrains de couverture, situées tout près des centrales, pourvoient aux besoins en combustible des centrales thermiques de TransAlta. TransAlta possède deux mines à ciel ouvert en Alberta qui alimentent en charbon ses centrales thermiques de l'Alberta. La mine de Whitewood approvisionne la centrale de Wabamun, alors que la mine de Highvale approvisionne les centrales de Sundance et de Keephills. TransAlta estime que les réserves de charbon récupérables de ces mines devraient être suffisantes pour répondre aux besoins prévus pour la durée de ces centrales, y compris l'exploitation après l'expiration des CAÉ et l'expansion des centrales.

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'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 du projet énergétique 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, doivent 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, TransAlta étant responsable de la gestion de la coentreprise et Capital Power étant chargée de la construction. 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, la société approvisionnera la centrale en charbon grâce à la mine de Highvale.

#### *Centrales alimentées au gaz*

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

<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>
Lloydminster	SK	Meridian	220	25	1999	2024
Fort McMurray	AB	Poplar Creek	356	100	2001	2024
Fort Saskatchewan	AB	Fort Saskatchewan	118	30	1999	2019
<b>Total</b>			<b>694</b>			

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 ».

La centrale de Meridian est située à Lloydminster, en Saskatchewan et appartient à TA Cogen et 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, et de la vapeur à une usine de traitement du pétrole lourd située à Lloydminster, en Saskatchewan.

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.

La centrale de Fort Saskatchewan est située à Fort Saskatchewan (Alberta) et appartient à TA Cogen et à Strongwater Energy Ltd. (achetée d'Air Liquide Canada Inc. en 2009). La centrale de cogénération à cycle combiné alimentée au gaz de 118 MW de Fort Saskatchewan fournit de l'électricité et de la vapeur à Dow Chemical Canada Inc.

## Centrales hydroélectriques

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

Emplacement	Province	Centrale	Capacité (MW) <sup>1)</sup>	Participation (%)	Dates de mise en service	Date d'expiration du contrat
Réseau hydrographique de la rivière Akolkolex	CB	Akolkolex	10	100	1995	2015
	CB	Pingston	45	50	2003, 2004	2023
Réseau hydrographique de la rivière Mamquam	CB	Upper Mamquam	25	100	2005	2025
Réseau hydrographique de la rivière Thompson	CB	Bone Creek <sup>2)</sup>	18	100	2011	2047
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	1953, 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
Réseau hydrographique de la rivière Oldman	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>920</b>			

### Nota :

- 1) Les mégawatts 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.

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

Le centre EcoPower® 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. La production de cette centrale est vendue à BC Hydro. La centrale d'Akolkolex est en service depuis avril 1995.

Le centre EcoPower® Pingston est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau ayant une puissance installée de 45 MW située à Pingston Creek, au sud-ouest de Revelstoke (Colombie-Britannique) et en aval de la rivière d'Akolkolex. La production de la centrale est vendue à BC Hydro. La centrale de Pingston est en service depuis 2003 et est détenue en copropriété à 50 pour cent, par l'intermédiaire d'une coentreprise, avec une filiale d'Énergie renouvelable Brookfield Inc.

### Réseau hydrographique de la rivière Mamquam

Le centre EcoPower® 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. La production de la centrale est vendue à BC Hydro. La centrale d'Upper Mamquam est en service depuis 2005.

#### 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 18 MW située sur Bone Creek, au nord de Kamloops, près de la ville de Valemount (Colombie-Britannique). La centrale de Bone Creek devrait commencer ses activités commerciales au cours du premier trimestre de 2011.

#### 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 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 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 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 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 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 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 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 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 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 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.

#### 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 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.

#### Réseau hydrographique de la rivière Oldman

Le centre EcoPower® 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.

Le centre EcoPower® 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.

Le centre EcoPower® 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.

Le centre EcoPower® Taylor est composé 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 972 MW de capacité de production d'énergie éolienne nette (à l'exclusion des centrales actuellement mises en valeur) principalement dans 12 parcs éoliens dans l'Ouest du Canada, trois en Ontario, un au Québec et un au Nouveau-Brunswick.

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 2010, TransAlta a vendu environ 70 pour cent des éléments environnementaux provenant de ses centrales éoliennes marchandes et 100 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 :

Emplacement	Province	Centrale	Capacité (MW) <sup>1)</sup>	Propriété (%)	Dates de mise en service	Date d'expiration du contrat
Fort Macleod	AB	McBride Lake	75	50	2003	2024
Pincher Creek	AB	MacLeod Flats	3	100	2004	-
Pincher Creek	AB	Ardenville <sup>2)</sup>	69	100	2011	-
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 <sup>2)</sup>	66	100	2010	-
Pincher Creek	AB	Cowley Ridge	21	100	1993	-
Waterton	AB	Taylor Wind	3	100	2004	-
Pincher Creek	AB	Cowley North	20	100	2001	-
Pincher Creek	AB	Sinnott	7	100	2001	-
Pincher Creek	AB	Soderglen	71	50	2006	-
<b>Total</b>			<b>515</b>			

#### Nota :

- 1) Les mégawatts sont arrondis au nombre entier le plus près.
- 2) La centrale étant actuellement mise en valeur, la capacité et la date de mise en service sont des estimations.

Le parc éolien de McBride Lake de 75 MW, constitué de 114 éoliennes Vestas V47 (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 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 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 28 avril 2009, la société a annoncé qu'elle planifiait, concevoir, construire et exploiter un projet d'éoliennes de 69 MW dans le sud de l'Alberta (« **Ardenville** »). Le coût des immobilisations du projet d'Ardenville est évalué à 135 millions de dollars, comprenant l'achat d'une éolienne de 3 MW déjà en service à la centrale de Macleod Flats. Les activités commerciales du reste du projet éolien d'Ardenville devraient commencer au cours du premier trimestre de 2011, et la production sera vendue sur le marché au comptant.

Le parc éolien de Castle River de 40 MW comprend 59 éoliennes Vestas V47 (660 kW) et une éolienne Vestas V44 (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 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 Ressources naturelles Canada (« **RNCan** »), division du gouvernement fédéral, par l'entremise du Programme écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable (« **PeER** »).

Le 27 mai 2008, la société a annoncé qu'elle construirait un autre parc éolien de 66 MW dans le sud de l'Alberta, comprenant 22 éoliennes Vestas V90 de 3 MW. Le coût des immobilisations total de ce projet d'expansion du parc éolien Summerview 2 est estimé à 123 millions de dollars. La capacité tirée de ce projet devrait être vendue à l'Alberta Power Pool. L'expansion du parc éolien Summerview 2 est habilitée à recevoir des paiements de RNCan par l'entremise du PeER.

Le centre EcoPower® Cowley Ridge (« **Cowley Ridge** ») a une puissance installée totale de 21 MW et est situé 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.

Le centre EcoPower® Taylor (« **Taylor Wind** ») est une centrale éolienne ayant une puissance installée totale de 3 MW 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.

Le centre EcoPower® Cowley North (« **Cowley North** ») et le centre EcoPower® Sinnott (« **Sinnott** ») ont une puissance installée totale de 20 MW (Cowley North) et de 7 MW (Sinnott) et sont situés 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.

Le centre EcoPower® Soderglen (« **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 de Soderglen a une puissance installée totale de 71 MW et 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.

La totalité de l'électricité produite et vendue par la division de l'énergie éolienne de la société, à l'exception de l'électricité produite par les centrales de Blue Trail, de Macleod Flats, de Summerview 2 (en construction), l'expansion de 2,5 MW la centrale de Cowley Ridge et la centrale Taylor Wind, provient de centrales de production 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.

### *Centrales alimentées à la biomasse*

Le centre EcoPower® Grande Prairie (« CEGP ») est une centrale de cogénération alimentée à la biomasse ayant une puissance installée de 25 MW située à proximité de la scierie de Grande Prairie de Canadian Forest Products Ltd., dans la ville de Grande Prairie, dans le nord de l'Alberta. Le CEGP a commencé ses activités commerciales en 2005. La production tirée du CEGP 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 Wabamun et 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 de telles 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 ne font pas l'objet de contrats individuels, sauf les centrales de Belly River, de Waterton, de St. Mary et de Taylor Hydro; elles sont plutôt 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 10 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 pour toute 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. À la suite de l'expiration du CAÉ de la centrale de Wabamun, la société a obtenu une prolongation de la licence lui permettant d'exploiter l'unité 4 de la centrale de Wabamun jusqu'au 31 mars 2010 et, depuis la prolongation a vendu la plupart de l'électricité produite par la centrale de Wabamun sur le marché au comptant. La société évalue les conditions économiques de l'exploitation des centrales après l'expiration des CAÉ. À l'expiration des CAÉ, et à condition qu'elle obtienne une prolongation des licences, si besoin est, la société 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.

## Canada : Est du Canada

### Centrales alimentées au gaz

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

Emplacement	Province	Centrale	Capacité (MW)	Propriété (%)	Dates de mise en service	Date d'expiration du contrat
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 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 » d'une durée et selon 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, selon des modalités plus favorables. Cette nouvelle entente porte la durée totale combinée du contrat avec l'OEO à 20 ans. Le nouveau contrat comprend également des dispositions 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 2003, une entente a été conclue avec la SFIEO pour vendre les 18 MW 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 :

Emplacement	Province	Centrale	Capacité (MW) <sup>1)</sup>	Propriété (%)	Dates de mise en service	Date d'expiration du contrat
Réseau hydrographique de	ON	Ragged Chute	7	100	1991	2011

<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>
la rivière Montréal 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 mégawatts sont arrondis au nombre entier le plus près.

Le centre EcoPower® Ragged Chute (« **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.

Le centre EcoPower® Moose Rapids (« **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 Sudbury, 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.

Le centre EcoPower® Appleton (« **Appleton** ») est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau ayant une puissance installée de 1 MW située sur la rivière Mississippi, près d'Appleton (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.

Le centre EcoPower® Galetta (« **Galetta** ») est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau ayant une puissance installée de 2 MW également située sur la rivière Mississippi, près d'Appleton (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.

Le centre EcoPower® Misema (« **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 :

<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>
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
Nouveau-Brunswick	NB	Kent Hills	96	83	2008	2033
Nouveau-Brunswick	NB	Kent Hills <sup>2)</sup>	54	100	2010	2035
<b>Total</b>			<b>647</b>			

#### Nota :

- 1) Les mégawatts sont arrondis au nombre entier le plus près.
- 2) Tient compte de l'expansion de la centrale de Kent Hills en construction et de la date de mise en service prévue.

Le centre EcoPower® Melancthon I (« **Melancthon I** ») a une puissance installée totale de 68 MW et est situé 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. Ensemble, les centrales de Melancthon I et II sont connues sous le nom de centre EcoPower® Melancthon. 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 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 34,5/340 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.

Le centre EcoPower® Le Nordais (« **Le Nordais** ») est situé à deux emplacements : à Cap-Chat (puissance installée de 56,25 MW, 75 turbines); et à Matane (puissance installée de 42,75 MW, 57 turbines). La centrale de Le Nordais est située dans la péninsule de Gaspé (Québec). La production tirée de cette centrale est vendue à Hydro-Québec. La centrale de Le Nordais exerce ses activités commerciales depuis 1999.

La centrale de Kent Hills est située à Kent Hills, au Nouveau-Brunswick, et est une centrale éolienne de 75 MW dont la production est vendue aux termes d'un CLT de 25 ans conclu avec Énergie Nouveau-Brunswick.

Le 19 janvier 2007, la société a annoncé qu'elle avait conclu un CLT de 25 ans visant à fournir 75 MW d'énergie éolienne à Énergie Nouveau-Brunswick. Le 17 juillet 2007, la société a annoncé qu'elle avait modifié son CLT avec Énergie Nouveau-Brunswick, qui est passé de 75 MW à 96 MW, ce qui porte le coût total des immobilisations de ce projet à environ 170 millions de dollars. Le projet a été achevé à la fin de 2008. 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.

Le 11 janvier 2010, la société a annoncé qu'elle avait conclu un autre CLT de 25 ans avec Énergie Nouveau-Brunswick afin d'accroître la puissance éolienne du projet de Kent Hills existant de 54 MW, moyennant un coût des immobilisations supplémentaire d'environ 100 millions de dollars. Le projet devrait être achevé d'ici la fin de 2010.

## TA Cogen

Les participations de la société dans la centrale alimentée au gaz naturel de Meridian de 220 MW en Saskatchewan, dans la centrale thermique de Sheerness de 780 MW, dans la centrale de cogénération alimentée au gaz de Fort Saskatchewan de 118 MW en Alberta, et dans les centrales de Mississauga, d'Ottawa et de Windsor-Essex en Ontario sont détenues par l'intermédiaire de TA Cogen, société en commandite de l'Ontario dont 50,01 pour cent appartiennent à des filiales de TransAlta et 49,99 pour cent appartiennent à Stanley Power Inc., filiale de Cheung Kong Infrastructure Holdings Limited.

## 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	688	100	1971	-
		Centralia Coal No. 2	688	100	1971	-
		Centralia Gas	248	100	2002	-
		Skookumchuk	1	100	1970	-
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

<b>Emplacement</b>	<b>État</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>
		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>2 464</b>			

### *Centralia*

La société possède une centrale thermique de 1 376 MW composée de deux unités et une centrale alimentée au gaz de 248 MW situées à Centralia (Washington), au sud de Seattle. La société possède également une centrale hydroélectrique de 1 MW sur la rivière Skookumchuk 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.

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, la société 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 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 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.

### **Expansion et activités commerciales**

Le groupe de l'expansion et des activités commerciales 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;
- l'accroissement 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 de l'expansion et des activités commerciales 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 de l'expansion et des activités commerciales, 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 3,7 millions de résidents représentant environ 11 pour cent de la population totale du Canada. L'Alberta a consommé environ 70 000 GWh d'électricité en 2009. Au 31 décembre 2009, la puissance installée globale des centrales de production de l'Alberta s'élevait à environ 12 800 MW.

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 inclut la Colombie-Britannique, l'Alberta, et les États de Washington, d'Oregon, d'Idaho, du Montana, de l'Utah, l'ouest du Wyoming et le nord du Nevada. Cette sous-région est appelée le Northwest Power Pool (« **NWPP** »). Le WECC estime qu'environ 370 000 GWh d'électricité ont été consommés dans le NWPP en 2009. Le WECC a également estimé la capacité de production globale d'électricité à quelque 86 000 MW dans le NWPP pour l'exercice se terminant en 2009.

La Colombie-Britannique est la troisième province en importance au Canada en termes de population, ses quelque 4,5 millions de résidents représentant environ 13 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 13,1 millions de résidents représentant environ 39 % de la population totale du Canada. L'Ontario a consommé environ 139 000 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 deux tiers de la puissance installée de quelque 35 465 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 7,8 millions de résidents représentant environ 23 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.

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. L'Australian Bureau of Agricultural and Resource Economics (« **ABARE** ») a estimé la production totale à 283 000 GWh pour 2009 et un taux de croissance d'environ 2,8 pour cent par année de 2010 à 2015. 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 4 500 MW, et la capacité de TransAlta dans la région est d'environ 300 MW. 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* - Environ 77 pour cent de la capacité de production de la société est vendue aux termes de CAÉ, de CLT ou d'autres opérations boursières de gros pour les cinq 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 de l'expansion et des activités commerciales* - La société estime que son groupe de l'expansion et des activités commerciales 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 Whitewood et de 0,25 % 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 l'un des plus importants propriétaires et exploitants en matière d'énergie éolienne au Canada. L'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
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
2005	287 millions de dollars	39 millions de dollars	326 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.



## 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.

La méthode de gestion des risques liés à l'environnement, à la santé et à la sécurité (« **ESS** ») de la société comporte trois éléments :

- des activités de conformité, comme l'obtention de permis et la présentation de l'information;
- des systèmes et programmes de gestion ESS fondés sur la norme ISO, comme des programmes de sécurité et la vérification;
- des initiatives stratégiques à plus long terme, notamment en matière de changements climatiques, et l'élaboration de politiques gouvernementales.

Ces éléments sont intégrés dans les systèmes d'exploitation et de gestion à l'échelle de l'entreprise de TransAlta. Ils sont conçus pour atténuer les risques liés aux activités de TransAlta pour les employés, le public et l'environnement, et pour tenir compte des risques de concurrence éventuels provenant de changements futurs dans la politique environnementale. Ces éléments favorisent également l'engagement de TransAlta envers le développement durable et font partie de sa stratégie à long terme.

Afin de respecter les exigences réglementaires et d'améliorer la performance environnementale, TransAlta a engagé, au chapitre de l'environnement, des dépenses d'exploitation et des dépenses en immobilisations de l'ordre de 45 millions de dollars au cours de l'exercice 2009. Les dépenses environnementales à long terme sont généralement définies comme étant les dépenses que la société a engagées pour se conformer aux règlements, conventions ou accords volontaires sur le plan environnemental au Canada ou à l'échelle internationale.

Toutes les centrales de la société respectent à tous égards importants les exigences réglementaires existantes. Le risque environnemental aux centrales exploitées par TransAlta a été réduit grâce à des mesures prises dans plusieurs secteurs :

- l'investissement continu dans la technologie du contrôle du mercure, qui donnera lieu à l'installation prévue d'équipements de captage du mercure à nos centrales au charbon en Alberta en 2010 et à notre centrale au charbon de Centralia (Washington) d'ici 2012;
- des améliorations donnant lieu à une production plus efficace à la centrale de Sundance;
- le programme continu relatif aux vérifications des systèmes de conformité et de gestion dans toutes les centrales;
- la mise en hors service prévue de la centrale thermique de Wabamun en 2010;
- l'acquisition de crédits de carbone;
- l'expansion continue des activités liées à l'énergie renouvelable, en produisant un minimum d'émissions; et
- la mise en œuvre du projet Pioneer relatif à la capture et au stockage du carbone en Alberta.

TransAlta prévoit des modifications futures à la réglementation de l'environnement dans des secteurs comme les changements climatiques, la qualité de l'air et l'eau. Un suivi de toutes les modifications à la réglementation et aux politiques est effectué dans tous les territoires pertinents. Les changements pertinents apportés à la réglementation sont examinés ci-après.

### Canada

En décembre 2009, l'Accord de Copenhague sur les changements climatiques a été négocié et annoncé par les pays participants. L'Accord n'est pas exécutoire et ne prévoit aucune cible globale à l'égard de la réduction des gaz à effet de serre (« **GES** »). Les pays sont responsables d'établir leurs propres cibles et politiques en matière de gestion des émissions. Le gouvernement du Canada a ciblé une réduction de 20 pour cent des émissions de GES d'ici 2020. Toutefois, le gouvernement du Canada n'a pas

encore mis en œuvre de plan d'ensemble ni de réglementation à cet effet et continue d'affirmer qu'il a l'intention de coordonner ses politiques en matière de changements climatiques avec celles des États-Unis afin de fixer un plafond d'émissions et d'instaurer un système de négociation à l'échelle du continent. TransAlta prévoit que les détails et l'échéancier du programme canadien seront établis en fonction de l'élaboration et la direction de l'approche des États-Unis.

Dans un autre ordre d'idées, le gouvernement du Canada a annoncé son intention de mettre en œuvre de nouvelles exigences en matière de polluants atmosphériques au Canada pour le dioxyde de soufre, les oxydes d'azote («  $\text{NO}_x$  ») et le mercure. Aucune réglementation n'a encore été élaborée. Les travaux se poursuivent par voie d'un processus de consultation avec des intervenants de l'industrie, des gouvernements fédéral et provinciaux et des organisations environnementales. Aucune date n'a été fixée pour la réalisation et à la mise en œuvre de recommandations.

Le 1<sup>er</sup> décembre 2009, le gouvernement de l'Ontario a publié son règlement sur la déclaration obligatoire des GES, exigeant des installations industrielles produisant plus de 25 000 tonnes d'émissions de dioxyde de carbone («  $\text{CO}_2$  ») par année qu'elles présentent une déclaration chaque année. La première déclaration doit être faite d'ici juin 2011 pour les émissions de 2010. Ce règlement vise à préparer le terrain en vue de l'adoption d'un cadre réglementaire relatif aux GES en Ontario en 2010.

L'Alberta poursuit toujours son régime réglementaire relatif aux GES, qui exige une réduction de 12 pour cent de l'intensité des émissions par rapport à une ligne de référence moyenne de 2003 à 2005. Les CAÉ de la société, pour ses centrales au charbon situées en Alberta, comportent des dispositions relatives au changement de loi qui permettent à la société de recouvrer ces coûts de conformité auprès des clients des CAÉ. Pour les émissions de 2009, après transfert, les coûts de conformité nets annuels relatifs aux GES de la société s'élèveront à environ 4 millions de dollars. La société continue d'examiner les options en matière de conformité, y compris les ajouts au portefeuille compensatoire de la société en vue de minimiser son risque lié à la conformité au-delà de cette période.

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 installera 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 du mercure 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 dioxyde et de faible combustion des  $\text{NO}_x$ .

Le 14 octobre 2009, les gouvernements de l'Alberta et du Canada ont respectivement annoncé que le projet Pioneer, soit le projet de CSC de TransAlta, 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 appuiera également la réalisation d'une étude d'EICP qui devrait être achevée en 2010. Une fois construite, la centrale sera l'une des plus importantes installations de CSC au monde et la première à posséder un système de stockage souterrain intégré. Le projet testera la technologie exclusive de capture du carbone à l'aide d'ammoniac refroidi d'Alstom Canada et visera à capturer une mégatonne de  $\text{CO}_2$  par année à la centrale de Keephills 3 de la société. Le  $\text{CO}_2$  sera utilisé afin d'améliorer la récupération du pétrole et sera également placé dans un site de stockage géologique permanent.

En outre, TransAlta envisage 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. TransAlta fait également partie d'un groupe de sociétés participant à l'Integrated  $\text{CO}_2$  Network afin de mettre au point des systèmes et des infrastructures de capture et de stockage du carbone pour le Canada.

## États-Unis

Aux États-Unis, le Sénat examine actuellement la législation sur les GES à la suite de l'adoption à la Chambre des représentants des États-Unis de la loi intitulée *American Clean Energy and Security Act* en juin 2009. La législation est fondée sur un système de plafonnement et d'échange visant à atteindre une réduction de 17 pour cent des émissions de GES d'ici 2020. Il y a toutefois une grande incertitude de la part du Sénat quant à la forme et à l'échéancier de la législation.

Entre-temps, l'*Environmental Protection Agency* des États-Unis (l'« **EPA** ») s'engage dans une voie distincte afin de réglementer les GES en vertu de la loi intitulée *Clean Air Act*. En novembre 2009, l'EPA a confirmé ses conclusions quant au caractère dangereux du  $\text{CO}_2$  qui est considéré comme un polluant et qui, par conséquent, peut être réglementé par l'EPA en vertu de la loi intitulée *Clean Air Act*. Les incidences d'un choix législatif par rapport à l'approche réglementaire de l'EPA sont incertaines. En septembre 2009, l'EPA a adopté une règle de déclaration des GES obligatoire s'appliquant à toutes les centrales émettant plus de 25 000 tonnes par année d'équivalents  $\text{CO}_2$ . Cette règle est entrée en vigueur le 29 décembre 2009 et exige que les centrales situées aux États-Unis, y compris aux centrales de Centralia, commencent leur déclaration au cours de 2010.

En mai 2009, dans l'État de Washington, le gouverneur a signé un décret décrivant le plan du gouvernement de l'État en vue de régler la question des changements climatiques associés aux émissions. Ce décret comprenait une directive à l'intention du *Department of Ecology* de l'État lui enjoignant de travailler de concert avec TransAlta afin d'appliquer la norme de rendement en matière de GES de Washington pour la production d'électricité aux centrales de Centralia au plus tard en 2025. La norme restreindra les émissions à environ 0,5 tonne/MWh, ou à environ la moitié des émissions actuelles à la centrale de Centralia. Des discussions exploratoires sont actuellement en cours avec le *Department of Ecology* de l'État afin de déterminer de quelle façon cette norme peut être atteinte. À l'heure actuelle, on ne sait pas de quelle façon la cible et l'échéancier de l'État de Washington concordera avec la législation en matière de GES fédérale lorsque celle-ci entrera en vigueur.

En outre, dans l'État de Washington, un processus public a été entamé depuis septembre afin d'examiner un projet d'entente entre TransAlta et Washington concernant l'initiative volontaire de TransAlta de réduire les émissions de NO<sub>x</sub> et de mercure aux centrales de Centralia. TransAlta a proposé notamment ce qui suit :

- contrôler les émissions de NO<sub>x</sub> à un maximum d'alimentation en combustible de 0,24 lb/million de BTU; et
- réduire les émissions de mercure de 50 pour cent par rapport aux niveaux actuels.

L'État de Washington devrait rendre sa décision finale au printemps 2010.

La gestion des questions environnementales concernant l'utilisation de l'eau se fait dans le cadre de la norme ISO 14001. TransAlta continue de travailler avec les autorités de réglementation de chaque territoire au sein duquel elle exerce ses activités afin de s'assurer que l'eau est utilisée de façon judicieuse sur place et que tous les règlements relatifs à la gestion de l'eau et des zones humides sur les lieux et à l'extérieur des lieux sont respectés.

Au cours des quatre dernières années, les efforts de TransAlta sur le plan environnemental ont été reconnus par l'indice Dow Jones axé sur la durabilité en Amérique du Nord. L'indice représente les plus grands chefs de file en matière de rendement environnemental en Amérique du Nord. En 2008, TransAlta a également participé au *Carbon Disclosure Project* à l'échelle internationale, ce projet exigeant des évaluations détaillées des plans et actions des entreprises en matière de changements climatiques.

## 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 et de la disponibilité des approvisionnements en combustible nécessaires pour produire de l'électricité et du prix 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 d'autres sources d'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; et
- la capacité de transport du combustible ou le coût du service de transport de combustible dans les marchés de la société.

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 devant 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 abondante 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 doublement 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.

### ***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 les objectifs de disponibilité devant être atteints par chaque centrale au charbon, les obligations en matière de services énergétiques et auxiliaires de centrales hydroélectriques et le prix auquel l'électricité sera fournie. 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 supporte 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 auquel la société peut vendre sa production 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. 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 les 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 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 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.

### ***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, des catastrophes naturelles et des événements susceptibles d'être catastrophiques, tel qu'un accident ou un incident grave sur les lieux de la société ou à une centrale de production appartenant à un tiers auquel l'actif de transport de la société est raccordé. 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 sur 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.

### ***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 marchés entraînerait vraisemblablement 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 marchés énergétiques exposerait 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 pourrait subir des pertes 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 sont tributaires du niveau de 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, si elles sont importantes, 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 responsabilité civile pour dommages matériels générale, une assurance responsabilité civile générale commerciale, une assurance bris de machine, une assurance remplacement d'électricité et perte d'exploitation selon les montants et les franchises que la société estime appropriés. 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 chacune de 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 six conventions collectives, visant 404 de ses employés, en 2010 et trois autres conventions collectives, visant 540 de ses employés, en 2011. 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***

TransAlta continue de travailler à l'expansion de son entreprise en mettant en œuvre des projets de développement et des acquisitions. Le développement et la construction des projets de la société comportent 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. Ces risques peuvent 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, y compris l'acquisition de Canadian Hydro. 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 2009, la société comptait 2 228 employés à temps plein et à temps partiel. De ce nombre, 1 295 employés appartenaient au secteur de la production de TransAlta et 59, au secteur de la commercialisation de l'énergie 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 2009, la société a renouvelé cinq de ces conventions et six autres conventions collectives devraient être renégociées en 2010.

## **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 22 février 2010, 218 597 610 actions ordinaires étaient en circulation et aucune action privilégiée de premier rang n'était 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 d'administration 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 \$ 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.

## NOTATION

### Note

Le 31 décembre 2009, 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 (stable) et DBRS lui a accordé la note d'émetteur BBB (stable).

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

Le 31 décembre 2009, 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 (stable) 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.

Selon le système de notation de Moody's, 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.

### 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

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 :

Période	Dividende par action ordinaire
2007	Premier trimestre 0,25 \$
	Deuxième trimestre 0,25 \$
	Troisième trimestre 0,25 \$
	Quatrième trimestre 0,25 \$
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 \$

Le 29 janvier 2010, le conseil d'administration de la société a déclaré un dividende en espèces de 0,29 \$ par action ordinaire, payable le 1<sup>er</sup> avril 2010 aux actionnaires inscrits au 1<sup>er</sup> mars 2010.

## MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

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 :

Mois	Cours (\$)		Volume
	Haut	Bas	
<b><u>2009</u></b>			
Janvier	26,60	21,13	10 881 392
Février	22,96	18,50	16 191 905
Mars	21,05	17,96	23 251 069
Avril	21,29	18,14	18 614 529
Mai	21,57	19,81	17 675 250
Juin	23,93	19,80	23 782 366
Juillet	22,40	20,56	13 891 386
Août	22,91	20,86	17 313 964
Septembre	22,22	20,61	13 392 244
Octobre	22,05	20,10	12 836 564
Novembre	22,23	20,04	19 249 898
Décembre	23,65	21,51	15 714 132
<b><u>2010</u></b>			
Janvier	23,98	22,06	12 926 828
Du 1 <sup>er</sup> au 22 février	24,00	21,62	7 670 115

Mois	Cours (\$)		Volume
	Haut	Bas	

## PLACEMENTS ANTÉRIEURS

Au cours de la période de 12 mois précédant la date des présentes, la société a émis les titres suivants :

### Actions ordinaires

Le tableau suivant résume les émissions d'actions ordinaires au cours de la période de douze mois précédant la date du prospectus simplifié.

Date(s) d'émission	Nombre d'actions ordinaires ou de titres	Prix d'émission par titre	Description de l'opération
5 novembre 2009 <sup>1)</sup>	20 522 000 actions ordinaires	20,10 \$	Placement public

#### Nota :

- 1) Les actions ordinaires ont été émises dans le cadre du placement public d'actions ordinaires de la société aux termes d'un supplément de prospectus daté du 29 octobre 2009. Voir « Développement général de l'activité – Exercice terminé le 31 décembre 2009 ».

## 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 21 février 2010, 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.

### Administrateurs

Nom, province (État) et pays de résidence <sup>1)</sup>	Administrateur depuis	Occupation principale
William D. Anderson 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. et président du conseil de 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 décembre 1996 à février 2006. Auparavant, M. Baum a été président, chef de la direction et vice-président du conseil de Sempra Energy. 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 de vérification et des risques et 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>
<b>Stanley J. Bright</b> <sup>2)</sup> Maryland, États-Unis	1999	<p><i>Administrateur de sociétés.</i> M. Bright a été président du conseil, président et chef de la direction de MidAmerican Energy Company (« <b>MidAmerican</b> ») (services publics d'électricité et de gaz) de 1997 à 1999. Il a aussi été président du conseil, président et chef de la direction de sociétés remplacées, dont Iowa Illinois Gas &amp; Electric Company (« <b>IIG&amp;E</b> ») de 1991 à 1997. En tant que chef de la direction d'IIG&amp;E, M. Bright est parvenu à regrouper cette dernière avec d'autres services publics établis en Iowa en prévision de la concurrence émergente sur le marché, ce qui a entraîné la création de MidAmerican. À titre de président du conseil, président et chef de la direction de la nouvelle entité, M. Bright a dirigé la réalisation d'importantes synergies liées à la fusion, tout en effectuant la transition qui a suivi la fusion. La société a aussi structuré un plan tarifaire à long terme avec la <i>Public Service Commission</i> de l'Iowa. Il a quitté ses fonctions de chef de la direction de MidAmerican en 1999 mais est demeuré administrateur jusqu'en 2006.</p> <p>Au sein de TransAlta, M. Bright est membre du comité des ressources humaines du conseil.</p> <p>M. Bright est titulaire d'un diplôme de premier cycle en comptabilité de The George Washington University (Washington, D.C.) et il est comptable public autorisé.</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><i>Administrateur de sociétés.</i> 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 Shell Pension Trust Limited et d'AMEC plc. 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</b> Géorgie, États-Unis	2002	<p><i>Avocat et associé principal, McKenna, Long &amp; Aldridge LLP (cabinet d'avocats).</i> 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 Income Fund.</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
<p><b>C. Kent Jespersen</b> Alberta, Canada</p>	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., 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., de CCR Technologies Ltd. et d'Orion Oil &amp; Gas Ltd. et il est administrateur de Matrikon Inc., d'Axia NetMedia Corporation et de CanElson Drilling Inc.</p> <p>Au sein de TransAlta, M. Jespersen est membre du comité de gouvernance et de l'environnement 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>
<p><b>Michael M. Kanovsky</b> Alberta, Canada</p>	2004	<p><i>Administrateur de sociétés et homme d'affaires indépendant.</i> M. Kanovsky a cofondé Northstar Energy Corporation (« <b>Northstar</b> ») 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 (« <b>Powerlink</b> »). 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 3,4 milliards de dollars aujourd'hui.</p> <p>M. Kanovsky est administrateur d'Argosy Energy Corporation, d'ARC Energy Trust, de Bonavista Energy Trust, de Devon Energy Corporation et de Pure Technologies Inc.</p> <p>Au sein de TransAlta, M. Kanovsky est membre du comité de vérification et des risques 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 et membre d’office de tous les comités 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 Oil &amp; Gas Trust 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 gouvernance et de l’environnement et du comité de vérification et des risques 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
Martha C. Piper Colombie-Britannique, Canada	2006	<p><i>Administratrice de sociétés.</i> 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 des ressources humaines et du comité de gouvernance et de l'environnement 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>
Stephen G. Snyder Alberta, Canada	1996	<p><i>Président et chef de la direction de TransAlta Corporation depuis 1996.</i> 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 administrateur de la Calgary Stampede Foundation. Il a été administrateur de la Banque Canadienne Impériale de Commerce, président de la Calgary Stampede Foundation et président de l'Alberta Secretariat for Action on Homelessness. Il est l'ancien président 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.</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> Martha C. Piper et M. Stephen G. Snyder.
- 2) M. Bright a agi à titre d'administrateur pour Access Air Inc. (« Access Air ») du 4 décembre 1997 au 31 janvier 2000, une entreprise de transport aérien privée en démarrage. La société qui employait M. Bright, et que celui-ci représentait au sein du conseil d'Access Air, a soutenu Access Air dans l'espoir qu'elle pourrait améliorer le service aérien dans l'État de l'Iowa. Access Air a demandé la protection de la *Loi sur la faillite* le 29 novembre 1999.
- 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
Brian Burden	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
W. Frank Hawkins	Vice-président et trésorier	Alberta, Canada
Hume D. Kyle	Vice-président, Finances et contrôleur	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 avril 2009, M. Brian Burden était vice-président à la direction et chef des finances de la société. Avant décembre 2005, il était vice-président à la direction et chef des finances de Molson Inc. Avant 2002, il était vice-président principal de Seagram Corporate/Venture Transition de Diageo PLC;
- Avant avril 2009, M. Kenneth Stickland était vice-président à la direction, Affaires juridiques, SD et ES&S de la société. Avant avril 2007, il était vice-président à la direction, Affaires juridiques.
- Avant avril 2009, M. Michael Williams était vice-président à la direction, Ressources humaines, TI et communications de la société. Avant juillet 2007, il était vice-président à la direction, RH et communications.
- 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 avril 2009, M. Frank Hawkins était vice-président et trésorier de la société. Avant juin 2007, il était trésorier adjoint.
- Avant février 2009, M. Hume Kyle était vice-président, Finances et chef des finances de Fort Chicago Energy Management Ltd.;
- Avant avril 2009, M<sup>me</sup> Maryse St-Laurent était secrétaire de la société. Avant juin 2005, elle était secrétaire de TC PipeLines, LP depuis septembre 2003 et secrétaire de séance depuis janvier 2001, et conseillère juridique principale de TransCanada Corporation depuis juin 1997.

Au 23 février 2010, les administrateurs et membres de la haute direction de TransAlta étaient directement ou indirectement propriétaires véritables, en tant que groupe, de 722 564 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 2010 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 2009, aucun des administrateurs, candidats pour l'élection à titre d'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 2009, 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. 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., comptables agréés, 440 - 2<sup>nd</sup> Avenue, S.W., bureau 1000, Calgary (Alberta) T2P 5E9.

Ernst & Young s.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 de la vice-présidente et secrétaire de TransAlta Corporation.

De l'information financière supplémentaire est fournie dans les états financiers consolidés vérifiés de TransAlta en date du 31 décembre 2009 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. Stephen L. Baum, M. Michael M. Kanovsky, 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 et Gordon S. Lackenbauer 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. 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.
<b>Stephen L. Baum</b>	M. Baum compte plus de 25 ans d'expérience financière, juridique et industrielle acquise en travaillant à titre de haut dirigeant, d'administrateur et de président du conseil de sociétés du secteur énergétique. Au cours de son mandat de chef de la direction de Sempra Energy, M. Baum comptait des cadres financiers agissant directement sous ses ordres. M. Baum est de plus président du comité de vérification de Computer Sciences Corporation, société inscrite à la cote du NYSE. M. Baum détient un diplôme en droit de l'University of Virginia.
<b>M.M. Kanovsky</b>	M. Kanovsky compte plus de 30 ans d'expérience financière et du secteur acquise dans le cadre de son travail dans le secteur de l'investissement bancaire de même qu'en qualité d'administrateur, de dirigeant et de membre du comité de vérification de plusieurs sociétés et fiducies publiques. M. Kanovsky a obtenu son MBA de la Richard Ivey School of Business de l'University of Western Ontario.
<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 en arts spécialisé en économie, d'un MBA de l'University of Western Ontario et est un analyste financier agréé.
<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 2009 sont :

### Comité de gouvernance et de l'environnement

**Président : Gordon D. Giffin**

C. Kent Jespersen  
Gordon S. Lackenbauer  
Martha C. Piper  
Donna Soble Kaufman (d'office)

### Comité des ressources humaines

**Président : Timothy W. Faithful**

Stephen L. Baum  
Stanley J. Bright  
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.

Pour les exercices terminés les 31 décembre 2009 et 2008, les honoraires versés à Ernst & Young s.r.l. et aux membres de son groupe ont été de 3 562 032 \$ et de 3 372 142 \$, respectivement, selon la répartition ci-dessous :

### Ernst & Young s.r.l.

<u>Exercice terminé le 31 décembre</u>	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Services de vérification	2 679 080 \$	2 594 183 \$
Services liés à la vérification	824 631	432 343
Services fiscaux	58 321	345 616
<b>Total</b>	<b>3 562 032 \$</b>	<b>3 372 142 \$</b>

Aucun autre cabinet de vérification n'a fourni de services de vérification en 2009 et en 2008.

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 2009 comprennent des paiements relatifs à 2008 de 1 212 080 \$. Les honoraires de vérification totaux versés en 2008 comprennent des paiements relatifs à 2007 de 1 403 923 \$.

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

Les honoraires pour services liés à la vérification en 2009 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 placements publics d'actions et de titres d'emprunt 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 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 outre, cette année, 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 5 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.

#### 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 ou un de ses membres 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 l'un 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.

**B. Mandat général du comité**

Le comité aide le conseil à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance, notamment envers les actionnaires et la communauté financière, quant à l'intégrité des états financiers et des méthodes de présentation de l'information financière de la société; aux systèmes de contrôles financiers internes; à l'évaluation de l'identification des risques effectuée par la direction et aux programmes établis par la direction en réponse à cette évaluation; aux fonctions de vérification interne; et 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

Le comité :

- a) 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) 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;
  - vii) informe les vérificateurs externes et la direction que les vérificateurs externes doivent avoir un accès direct au comité à tout moment, et vice-versa, et
  - viii) informe les vérificateurs externes qu'ils sont en définitive responsables devant le comité en tant que représentants des actionnaires de la société;
- b) examine avec la direction et les vérificateurs externes de la société 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;

- c) 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;
  - 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;
- d) 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;
- e) 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;
- f) 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;
- g) 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;
- h) examine l'émission et le rachat de titres, 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;
- i) 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 menées 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;

- j) 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;
- k) 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;
- l) 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;
- m) examine les modifications aux pratiques ou politiques comptables, ainsi que les répercussions financières que peuvent avoir ces modifications sur la société;
- n) 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;
- o) 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;
- p) examine au moins une fois par année avec la direction 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;
- q) 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;
- r) 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;
- s) 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;
- t) 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;
- u) examine chaque année les commandites, les dons et les contributions politiques annuels de la société;
- v) 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;
- w) 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;

- x) 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. Obtenir 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;
- y) 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;
- z) 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;
- aa) 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;
- bb) 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;
- cc) fait à chaque année rapport aux actionnaires sur le travail du comité au cours de l'exercice;
- dd) 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
- ee) recommande au comité des ressources humaines la nomination, le licenciement ou le transfert du vice-président, Vérification interne.

## 2. 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'un groupe électrogène 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 un groupe électrogène peut produire de l'électricité, peu importe s'il 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.