

TRANSALTA CORPORATION
NOTICE ANNUELLE DE RENOUVELLEMENT 2007
POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2006

LE 14 MARS 2007

TABLE DES MATIÈRES

Présentation de l'information.....	1
Remarque spéciale concernant les énoncés prospectifs	1
Rapport de gestion	1
Structure générale de la société	1
Aperçu	2
Développement général de l'activité	3
Activités de TransAlta	5
Secteur de la production.....	5
Secteur de l'expansion des affaires et de la commercialisation	14
Gestion des risques environnementaux.....	17
Facteurs de risque	18
Personnel	18
Structure du capital	18
Notes de crédit	19
Dividendes	20
Marché pour la négociation des titres	21
Administrateurs et membres de la haute direction	22
Membres de la direction et autres personnes intéressées dans des opérations importantes	27
Prêts aux administrateurs et aux dirigeants.....	27
Poursuites et mesures réglementaires	27
Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres	27
Intérêts des experts	27
Renseignements complémentaires	27
Comité de vérification et des risques	28
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 est donnée en date du 31 décembre 2006 ou pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006. 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 du Canada et des États-Unis comprennent des énoncés prospectifs. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TransAlta Corporation (« TransAlta » ou la « société ») en fonction des renseignements disponibles au moment où l'hypothèse est faite. Dans certains cas, ces énoncés prospectifs peuvent être reconnus par l'emploi de termes tels que « pouvoir », « croire », « s'attendre à », « possible », « permettre », « continuer » ou d'autres termes comparables. Les énoncés prospectifs se rapportent, notamment, à des énoncés concernant les perspectives commerciales et le rendement financier prévu de TransAlta. 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, y compris les risques importants dont il est question dans la présente notice annuelle sous la rubrique « Facteurs de risque » et dans le rapport de gestion de TransAlta pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 sous la rubrique « Facteurs de risque et gestion des risques ». Les hypothèses importantes qui sont utilisées dans les présents énoncés prospectifs sont indiquées dans le rapport de gestion sous les rubriques « Perspectives », « Facteurs de risque et gestion des risques » et « Conventions et estimations comptables critiques » ainsi que dans la présente notice annuelle sous les rubriques « Environnement concurrentiel » et « Forces sur le plan de la concurrence ». Compte tenu de ces incertitudes, le lecteur ne devrait pas se fier sans réserve à cette information prospective qui est donnée à la date de la présente notice annuelle ou autrement, et TransAlta n'assume aucune obligation de mettre à jour publiquement ou de réviser toute information prospective, par suite de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou autrement.

RAPPORT DE GESTION

Le rapport de gestion de TransAlta pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 et les états financiers consolidés vérifiés de TransAlta pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 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.

STRUCTURE GÉNÉRALE DE LA SOCIÉTÉ

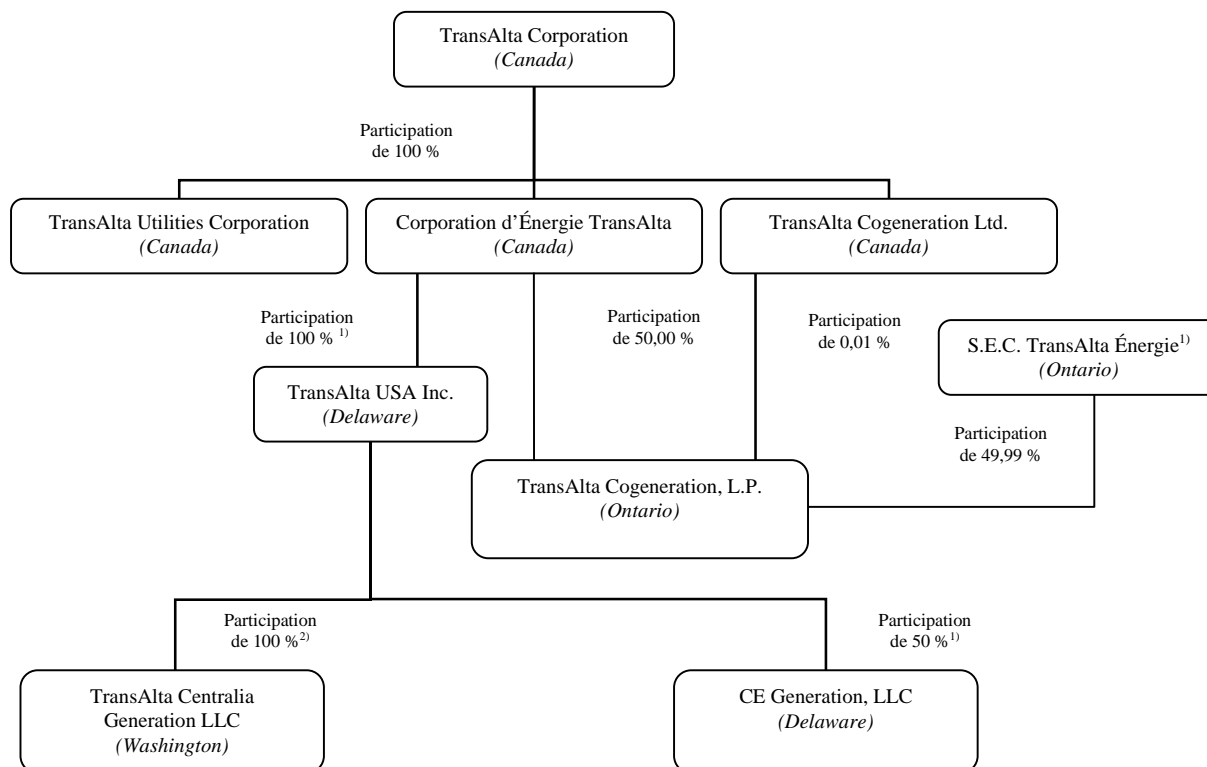
Nom et constitution

TransAlta a été constituée par un certificat de fusion délivré en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* 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 ») aux termes de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*. 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 la société 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 siège social et principal établissement de TransAlta est situé au 110 – 12th Avenue S.W., Calgary (Alberta), Canada T2R 0G7.

Les dates et les événements importants se rapportant à TransAlta Utilities sont indiqués dans la notice annuelle de TransAlta Utilities pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, dont un exemplaire peut être obtenu sur SEDAR au www.sedar.com.

Liens intersociétés

Les principales filiales de la société ainsi que leurs territoires respectifs de constitution sont indiqués ci-dessous.



Nota :

- 1) Les participations de commanditaire dans S.E.C. TransAlta Énergie (« TransAlta Énergie ») sont détenues publiquement, sauf une participation de 0,01 % détenue par TransAlta Power Ltd., commandité de TransAlta Énergie.
- 2) Participation détenue indirectement.

Sauf si le contexte s'y oppose, tous les renvois à la « société » et à « TransAlta » dans les présentes désignent TransAlta Corporation et ses filiales, notamment TransAlta Utilities et Corporation d'Énergie TransAlta (« CET »).

APERÇU

TransAlta et ses devancières se consacrent à la production et à la vente d'énergie électrique depuis 1911. La société est au nombre des plus grandes entreprises non réglementées de production et de commercialisation de l'électricité, sa participation globale nette atteignant environ 8 473 mégawatts (« MW ») de capacité de production d'électricité¹ dans des installations ayant une capacité de production d'électricité globale de quelque 10 181 MW. La société est axée sur la production d'électricité au Canada, aux États-Unis, au Mexique et en Australie grâce à un portefeuille diversifié d'installations alimentées au charbon, au gaz, à l'énergie hydraulique, à l'énergie éolienne et par des ressources géothermiques. Un bref aperçu des principales installations de la société est donné ci-après.

Au Canada, la société détient une participation nette de près de 5 579 MW de capacité de production d'électricité dans des installations alimentées au charbon, au gaz, à l'énergie éolienne et à l'énergie hydraulique, dont 4 882 MW en Alberta et 697 MW en Ontario.

¹ TransAlta mesure la capacité en tant que capacité maximale nette (voir le glossaire pour la définition de ce terme et d'autres termes clés), mesure qui est conforme aux normes de l'industrie. À moins d'indication contraire, les données sur la capacité représentent la capacité détenue et exploitée.

Aux États-Unis, les principales installations de la société comprennent une installation au charbon de 1 404 MW et une installation alimentée au gaz 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 une participation de 50 % dans CE Generation, LLC (« CE Generation »), ce qui lui donne une participation nette globale d'environ 378 MW de capacité de production d'électricité dans des installations géothermiques et alimentées au gaz qui se trouvent dans les États de la Californie, du Texas, de l'Arizona et de New York. La société a également 53 MW de capacité de production d'électricité grâce à des installations alimentées au gaz et à des installations hydroélectriques situées dans les États de New York, de Washington et d'Hawaï.

Au Mexique, la société possède deux installations qui ont une capacité combinée de 511 MW.

La société détient aussi 300 MW de capacité de production électrique nette en Australie.

La société est organisée suivant deux secteurs d'activité : la production et l'expansion des affaires et la commercialisation. Le groupe de la production est responsable de la construction, de l'exploitation et de l'entretien des installations de production d'énergie. Le groupe de l'expansion des affaires et de la commercialisation 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 de siège social qui regroupe notamment des fonctions financières, trésorières, juridiques, des ressources humaines et autres. Le groupe du siège social est aussi responsable des initiatives de la société en matière de développement durable, notamment des investissements dans les ressources énergétiques renouvelables.

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 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 26 février 2007, la société et EPCOR Power Development Corporation (« EPCOR ») 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. Par l'entremise de Keephills 3 Limited Partnership (« K3LP »), un membre du groupe de la société, TransAlta et EPCOR détiendront Keephills 3 à parts égales, et EPCOR sera chargée de la construction. Lors de l'achèvement de la construction, qui doit avoir lieu à la fin du premier trimestre de 2011, la société exploitera l'installation et EPCOR et TransAlta distribueront et commercialiseront séparément leurs parts de la production électrique. Le projet a reçu l'approbation de l'Alberta Energy and Utilities Board et d'Alberta Environment.
- Le 19 janvier 2007, la société a annoncé qu'elle avait conclu un contrat d'achat d'énergie (« CAÉ ») de 25 ans visant à fournir 75 MW d'énergie éolienne à Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick. Aux termes de ce contrat, TransAlta construira, détiendra et exploitera une centrale éolienne au Nouveau-Brunswick. Les coûts des immobilisations de ce projet sont estimés à 130 millions de dollars. Le projet est assujéti aux approbations des organismes de réglementation et aux autorisations environnementales et il est prévu que les activités commerciales de ce projet commenceront d'ici la fin de 2008. Natural Forces Technologies Inc., promoteur d'énergie éolienne situé dans le Canada atlantique, est le partenaire de TransAlta pour la mise en valeur conjointe de ce projet.
- 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.

Exercice terminé le 31 décembre 2006

- Le 18 décembre 2006, TransAlta Utilities a cédé ses droits au titre de la convention de mise en valeur qu'elle détenait avec EPCOR, qui régissait la mise en valeur conjointe du projet énergétique Keephills 3, à K3LP. K3LP a par la suite vendu sa participation indivise de 50 % dans le projet énergétique Keephills 3 à EPCOR Power Development (K3) Limited Partnership et a conclu une convention de coentreprise régissant la mise en valeur continue du projet énergétique Keephills 3. Dans le cas où le projet énergétique Keephills 3 débute l'exploitation, TransAlta Utilities sera l'exploitant du projet aux termes d'une convention d'exploitation et d'entretien et d'une entente d'approvisionnement en charbon respectivement.

- Le 27 novembre 2006, TransAlta Corporation a annoncé qu'elle cesserait immédiatement l'exploitation minière de la mine de charbon Centralia (Washington). TransAlta a également annoncé qu'elle avait conclu des contrats d'achat et de transport du charbon provenant de Powder River Basin afin de ravitailler en carburant l'installation alimentée au charbon Centralia de TransAlta.
- Le 17 novembre 2006, TransAlta Utilities, filiale de la société, a conclu une entente de règlement avec la Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada à l'égard d'une partie des réclamations en cours pour les pertes de marge et les dépenses supplémentaires liées au déraillement du train et au déversement de pétrole dans le lac Wabamun en 2005 causé par celui-ci. Les modalités du règlement sont assujetties à une entente de confidentialité et ne peuvent être divulguées.
- Le 17 février 2006, une filiale de TransAlta et une filiale de Mid-American Energy Company (« Mid-American ») ont conclu un contrat d'achat visant une installation hydroélectrique de 10 MW à Hawaï, qui sera détenue directement par Wailuku Holding Company LLC, une société détenue à parts égales par TransAlta et Mid-American.
- Le 15 février 2006, TransAlta a annoncé la signature d'une entente de cinq ans avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO ») relativement à l'approvisionnement en électricité de la centrale de cogénération d'énergie de la région de Sarnia de TransAlta. Aux termes de l'entente, TransAlta sera en mesure de fournir une moyenne de 400 MW d'électricité au marché de l'électricité de l'Ontario. Le contrat d'approvisionnement est en vigueur jusqu'au 31 décembre 2010.
- Le 1^{er} février 2006, TransAlta Utilities a conclu une convention de mise en valeur avec EPCOR pour poursuivre conjointement le projet énergétique Keephills 3. Le projet Keephills 3, auparavant désigné sous le nom de Centennial 1, consiste en une installation projetée de 450 MW adjacente à l'installation Keephills existante de TransAlta, environ 70 km à l'ouest d'Edmonton, en Alberta.

Exercice terminé le 31 décembre 2005

- Le 9 décembre 2005, la société a annoncé que TransAlta Energy Marketing (U.S.) Inc., sa filiale en propriété exclusive, avait conclu une entente visant la vente de la production tirée de l'installation de production Centralia de la société pour la période du 1^{er} janvier 2007 au 31 décembre 2010. La valeur approximative de l'entente s'établit à environ 450 millions de dollars US.
- Le 12 septembre 2005, la société a annoncé qu'elle avait recommencé l'exploitation de son groupe électrogène 4 de son installation de production de 279 MW de Wabamun le 11 septembre 2005, après la mise en œuvre réussie de son plan de remise en service. TransAlta a dû fermer l'installation de Wabamun le 3 août 2005 à cause d'un déraillement de train et du déversement de pétrole dans le Lac Wabamun (Alberta) qui a suivi. Le groupe électrogène de Wabamun était en attente jusqu'à ce qu'un plan de remise en service approprié soit élaboré et examiné avec les autorités de réglementation et Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada. La société estime que la fermeture de l'installation de Wabamun a occasionné une baisse de 15 à 18 millions de dollars de son bénéfice d'exploitation. La société cherche à recouvrer toutes ces pertes.
- Le 1^{er} mars 2005, la société a annoncé l'achèvement de l'installation de production de Genesee 3 de 450 MW, une coentreprise formée par la société et EPCOR Utilities Inc. Voir « Secteur de la production - Alberta - Installations alimentées au charbon ».
- Le 15 février 2005, la société a racheté, au pair, la totalité de ses titres privilégiés 7,5 % et 8,15 % en circulation, d'un capital global respectif en circulation de 175 millions de dollars et de 125 millions de dollars.
- Le 3 janvier 2005, la société a annoncé qu'elle avait arrêté et mis hors service les groupes électrogènes 1 (62 MW) et 2 (57 MW) de son installation de Wabamun, en date du 31 décembre 2004. Voir « Secteur de la production - Alberta - Installations alimentées au charbon ».

Exercice terminé le 31 décembre 2004

- Le 10 décembre 2004, la société a annoncé qu'elle avait demandé à l'Alberta Energy and Utilities Board (« AEUB ») de modifier le permis visant sa centrale Keephills (Centennial) de 900 MW afin de permettre la construction d'une plus

petite installation de 450 MW utilisant une technologie améliorée. Voir « Secteur de la production - Alberta - Installations alimentées au charbon ».

- Le 3 décembre 2004, la société a annoncé la vente par CET d'un nombre total de 7,114 millions de parts de société en commandite de TransAlta Énergie au prix net de 9,00 \$ la part, pour un produit net de 64,0 millions de dollars. Les parts vendues par TransAlta représentaient les parts de société en commandite restantes de TransAlta Énergie que détenait CET après l'expiration, le 3 août 2004, des bons de souscription de parts émis au public le 31 juillet 2003 dans le cadre de l'acquisition par TransAlta Énergie d'une participation de 25 % dans l'installation de Sheerness. TransAlta a comptabilisé un gain de 13,4 millions de dollars après impôt (0,07 \$ par action ordinaire) par suite de la vente des parts.
- Le 1^{er} décembre 2004, TransAlta a annoncé la conclusion de la vente à TransAlta Cogeneration LP (« TA Cogen ») de sa participation de 50 % dans la centrale au gaz de Meridian de 220 MW moyennant une contrepartie de 110 millions de dollars. Le prix d'achat de l'installation de Meridian a été financé par TA Cogen au moyen de l'émission à chacune des sociétés TransAlta Énergie et CET de 30,0 millions de dollars de parts de société en commandite de TA Cogen, d'un paiement de 50,0 millions de dollars au comptant et de l'émission d'un billet à ordre de 30,0 millions de dollars à CET. La souscription par CET de parts de société en commandite de TA Cogen a permis à la société de conserver sa participation de 50 % dans celle-ci. TransAlta a comptabilisé un gain après impôt d'environ 11,5 millions de dollars (0,06 \$ par action ordinaire) par suite de cette vente. Voir « TA Cogen et TransAlta Énergie ».
- Le 13 octobre 2004, TransAlta a annoncé le début de l'exploitation commerciale de la centrale éolienne de 68 MW de Summerview qui a coûté 100 millions de dollars et qui est située à environ 200 km au sud-ouest de Calgary, en Alberta. L'installation de Summerview comprend 38 éoliennes Vestas V80 de 1,8 MW, portant à 187 MW le total de la capacité de production éolienne exploitée de TransAlta, dont 150 MW d'énergie détenue, dont la totalité est exploitée par l'intermédiaire de Vision Quest Windelectric. La centrale éolienne de Summerview est une installation marchande, et TransAlta reçoit l'Encouragement à la production d'énergie éolienne (l'« EPÉÉ ») du gouvernement du Canada sur une période de dix ans à l'égard de la production. Voir « Secteur de la production - Alberta - Centrales éoliennes ».
- Le 5 octobre 2004, TransAlta a conclu l'acquisition d'un barrage, d'une installation de production hydroélectrique de 1 MW et de l'actif connexe sur la rivière Skookumchuk près de Centralia, dans l'État de Washington, pour une somme d'environ 7,5 millions de dollars US. Ces installations sont utilisées avec les installations de production de TransAlta situées à Centralia, dans l'État de Washington.
- Au 31 décembre 2004, TransAlta avait des comptes débiteurs de 51,4 millions de dollars US se rapportant à la vente d'énergie en Californie. Au 31 décembre 2000, TransAlta avait constitué une réserve de 28,8 millions de dollars US à l'égard des obligations de remboursement possibles se rapportant à ces ventes d'énergie en Californie. Le 17 mars 2004, l'Independent System Operator de la Californie a annoncé ses prix rajustés provisoires indiquant que l'obligation de remboursement de TransAlta s'établissait à 46,0 millions de dollars US. En se fondant sur ces estimations de remboursement provisoires, au premier trimestre de 2004, TransAlta a augmenté de 17,2 millions de dollars US (22,9 millions de dollars CA) sa réserve à l'égard des obligations de remboursement possibles pour la porter à 46,0 millions de dollars US. Les prix rajustés finaux ont été annoncés en octobre 2004 et étaient essentiellement les mêmes que ceux annoncés en mars 2004. TransAlta a préparé une demande de dispense de l'obligation de remboursement qui peut être déposée dès que la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis donne aux parties intéressées des directives pour le dépôt de ces demandes.

ACTIVITÉS DE TRANSALTA

Secteur de la production

Le tableau ci-dessous présente de façon sommaire les installations de production de la société qui sont en exploitation, en construction ou mises en valeur au 31 décembre 2006 :

Région	Installation	Capacité (MW)	Propriété (%)	Capacité correspondant à la participation nette	Combustible	Source de produits	Date d'expiration du contrat
Canada	Keephills	766	100	766	Charbon	AAÉ de l'Alberta	2020
Alberta	Sheerness	770	25	193	Charbon	AAÉ de l'Alberta	2020
(25 installations)	Sundance ¹⁾	2 073	100	2 073	Charbon	AAÉ de l'Alberta	2017, 2020

Région	Installation	Capacité (MW)	Propriété (%)	Capacité correspondant à la participation nette	Combustible	Source de produits	Date d'expiration du contrat
	Wabamun	279	100	279	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 et marchands ²⁾	2024
	Genesee 3	450	50	225	Charbon	Marchands	–
	Keephills 3 ³⁾	450	50	225	Charbon	Marchands	–
	Actif hydraulique ⁴⁾	801	100	801	Hydraulique	AAÉ de l'Alberta	2013 à 2020
	Summerview	68	100	68	Énergie éolienne	Marchands	–
	Castle River ⁶⁾	46	100	46	Énergie éolienne	CLT et marchands	2011
	McBride Lake	75	50	38	Énergie éolienne	CLT	2022
	Total Alberta	6 472		5 160			
Est du Canada (5 installations)	Mississauga	108	50	54	Gaz	CLT	2017
	Ottawa	68	50	34	Gaz	CLT	2012
	Sarnia	575	100	575	Gaz	CLT et marchands ⁶⁾	2022
	Windsor	68	50	34	Gaz	CLT et marchands ⁷⁾	2016
	Kent Hills ³⁾	75	100	75	Énergie éolienne	AAE	2033
	Total Est du Canada	894		772			
États-Unis (18 installations)	Centralia, WA	1 404	100	1 404	Charbon	Marchands	–
	Centralia (gaz) ⁸⁾	248	100	248	Gaz	Marchands	–
	Binghamton, NY	47	100	47	Gaz	Marchands	–
	Skookumchuk, WA	1	100	1	Hydraulique	–	–
	Power Resources, TX	200	50	100	Gaz	CLT	–
	Saranac, NY	240	37,5	90	Gaz	CLT	2009
	Yuma, AZ	50	50	25	Gaz	CLT	2024
	Installations géothermiques d'Imperial Valley ⁹⁾	327	50	163	Géothermique	CLT et marchands	2016 à 2035
	Wailuku	10	50	5	Hydraulique	CLT et AAÉ	2023
	Total É.-U.	2 527		2 083			
Mexique (2 installations)	Campeche	252	100	252	Gaz/Diesel	CLT	2028
	Chihuahua	259	100	259	Gaz	CLT	2028
	Total Mexique	511		511			
Australie (5 installations)	Parkeston	110	50	55	Gaz	CLT	2016
	Southern Cross ¹⁰⁾	245	100	245	Gaz et diesel	CLT	2016
	Total Australie	335		300			
Total		10 759		8 826			

Nota :

- 1) Installation de 53 MW actuellement mise en valeur.
- 2) Environ 200 MW de la capacité totale de 356 MW font l'objet d'un contrat à long terme.
- 3) Ces installations sont actuellement mises en valeur, Keephills 3 étant auparavant désignée sous le nom de Centennial 1.
- 4) Comprend 13 installations.
- 5) Comprend huit turbines individuelles à d'autres emplacements, dont une est passée des essais à la production.
- 6) Environ 150 MW de la capacité totale de 575 MW font l'objet de contrats à long terme.
- 7) Environ 50 MW de la capacité totale de 68 MW font l'objet d'un contrat à long terme.
- 8) Auparavant appelée Big Hanaford.
- 9) Comprend 10 installations.
- 10) Comprend 4 installations.

Canada : Alberta

Installations alimentées au charbon

Le tableau ci-dessous présente les installations de production alimentées au charbon de la société en Alberta.

Emplacement	Centrale	Capacité (MW)	Propriété (%)	Dates de mise en service
Wabamun ¹⁾	Wabamun – gr. électrogène 4	279	100	1968
Sundance	Sundance – gr. électrogène 1	280	100	1970
	Sundance – gr. électrogène 2	280	100	1973
	Sundance – gr. électrogène 3	353	100	1976
	Sundance – gr. électrogène 4 ²⁾	406	100	1977
	Sundance – gr. électrogène 5	353	100	1978
	Sundance – gr. électrogène 6	401	100	1980
Keephills	Keephills – gr. électrogène 1	383	100	1983
	Keephills – gr. électrogène 2	383	100	1984
	Keephills – gr. électrogène 3 ³⁾	450	50	-
Sheerness	Sheerness – gr. électrogène 1	385	25	1986
	Sheerness – gr. électrogène 2	385	25	1990
Genesee	Genesee 3	450	50	2005
Total		4 788		

Nota :

- 1) Le groupe électrogène 4 de Wabamun devrait être mis hors service à l'expiration de sa licence en 2010.
- 2) Installation de 53 MW actuellement mise en valeur.
- 3) Installation actuellement mise en valeur.

Les installations de Keephills, Sundance et Wabamun (les « centrales thermiques de l'Alberta ») sont situées à environ 70 km à l'ouest d'Edmonton (Alberta). L'installation de Sheerness est située au nord-est de Calgary (Alberta) et appartient en copropriété à TA Cogen et ATCO Power (2000) Ltd. (« ATCO Power »). L'installation Genesee est située au sud-ouest d'Edmonton et est détenue conjointement par la société et EPCOR. Le 30 juillet 2003, la société a conclu la vente à TA Cogen de sa participation de 50 % dans l'installation de Sheerness. Les centrales alimentées au charbon de la société sont en général toutes des centrales de base, ce qui signifie qu'elles devraient être exploitées sur de longues périodes de temps ou près de leur capacité nominale. La disponibilité est une mesure importante du succès économique d'une centrale alimentée au charbon. En 2006, le facteur de disponibilité équivalente pondérée pour les centrales thermiques alimentées au charbon de l'Alberta s'établissait à 88,7 %, comparativement à 87,6 % en 2005 et 86,5 % en 2004. Pour l'installation de Sheerness, le facteur de disponibilité équivalente pondérée était de 92,2 % en 2006 par rapport à 91,0 % en 2005 et à 90,2 % en 2004. Pour l'installation Genesee 3, le facteur de disponibilité équivalente pondérée s'établissait à 96,9 % en 2006 par rapport à 91,8 % en 2005.

Des mines de charbon exploitées par enlèvement des terrains de couverture, situées tout près des centrales, pourvoient aux besoins en combustible des centrales alimentées au charbon de TransAlta. TransAlta possède deux mines à ciel ouvert en Alberta qui alimentent en charbon ses installations de Wabamun, Sundance et Keephills. La mine Whitehood approvisionne la centrale de Wabamun, alors que la mine Highvale approvisionne les installations de Sundance et de Keephills. TransAlta estime que les réserves de charbon récupérables de ces mines sont jugées suffisantes pour répondre aux besoins prévus pour la durée de ces installations, y compris les possibles prolongements de la durée et les expansions de l'usine.

Le charbon servant à l'installation 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 l'installation 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 EPCOR. 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 l'installation.

En février 2001, la société a annoncé une proposition visant une expansion de 900 MW à sa centrale de Keephills. En février 2002, la société a reçu l'approbation réglementaire de procéder à l'expansion, laquelle prévoyait que les installations soient opérationnelles en 2003. En janvier 2003, la société a annoncé qu'elle avait octroyé à EPCOR l'option, qui pouvait être levée jusqu'au 31 décembre 2005, d'acheter une participation de 50 % dans le projet Keephills 3 (auparavant désigné sous le nom de

Centennial 1) de la société à un prix correspondant à 50 % des dépenses jusqu'à la date de levée de l'option, plus 50 % des coûts futurs de mise en valeur du projet.

Le 10 décembre 2004, la société a demandé à l'AEUB de modifier le permis visant sa centrale de 900 MW afin de permettre la construction d'une installation plus petite de 450 MW utilisant une technologie améliorée.

Le 1^{er} février 2006, la société a conclu une convention de mise en valeur avec EPCOR visant à poursuivre conjointement le projet énergétique Keephills 3 de TransAlta. Le 18 décembre 2006, la société a cédé ses droits au titre de la convention de mise en valeur qu'elle détenait conjointement avec EPCOR régissant la mise en valeur conjointe du projet énergétique Keephills 3 à K3LP. K3LP a par la suite vendu sa participation indivise de 50 % dans le projet énergétique Keephills 3 à EPCOR Power Development (« K3 ») Limited Partnership et a conclu une convention de coentreprise qui régit la mise en valeur continue du projet énergétique Keephills 3.

Le 26 février 2007, la société et EPCOR ont annoncé qu'elles commençaient la construction du projet énergétique de 450 MW Keephills 3. Les coûts en immobilisations pour le projet, y compris les investissements en immobilisation pour le projet minier, doivent être d'environ 1,6 milliard de dollars. Par l'entremise de K3LP, TransAlta et EPCOR détiendront le projet énergétique Keephills 3 à parts égales, et EPCOR sera chargée de la construction. À la suite de l'achèvement des travaux, qui doit avoir lieu à la fin du premier trimestre de 2011, TransAlta exploitera l'installation et EPCOR et TransAlta répartiront et commercialiseront de façon indépendante leurs parts de l'énergie électrique du groupe électrogène. Par l'entremise d'une filiale, la société approvisionnera en charbon l'installation grâce à la mine Highvale. Le projet a reçu l'approbation de l'Alberta Energy and Utilities Board et d'Alberta Environment.

Installations alimentées au gaz

Le tableau ci-dessous présente les centrales alimentées au gaz de la société en Saskatchewan et en Alberta :

Emplacement	Centrale	Capacité (MW)	Propriété (%)	Dates de mise en service
Lloydminster, SK	Meridian	220	25	1999
Fort McMurray, AB	Poplar Creek	356	100	2001
Fort Saskatchewan, AB	Fort Saskatchewan	118	30	1999
Total		694		

La centrale de Meridian 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 société a conclu la vente de sa participation de 50 % dans l'installation de Meridian à TA Cogen le 1^{er} décembre 2004. La participation restante de 50 % dans l'installation de Meridian est détenue par Husky Oil Operations Limited.

La centrale de Poplar Creek fournit de l'électricité et de la vapeur au projet de sables bitumineux de Suncor Énergie Inc. Cette installation de cogénération de 356 MW a été mise entièrement en service au premier trimestre de 2001 et fournit environ 200 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 société détient aussi une participation indirecte dans la centrale de cogénération à cycle combiné alimentée au gaz de 118 MW de Fort Saskatchewan en Alberta, laquelle fournit de l'électricité et de la vapeur à Dow Chemical Canada Inc.

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 et TransAlta Énergie ».

Centrales hydroélectriques

Le tableau ci-après indique les centrales hydroélectriques détenues en propriété exclusive par la société en Alberta :

Emplacement	Centrale	Capacité (MW)	Date de mise en service
Réseau hydrographique de la rivière Bow	Horseshoe	14	1911
	Kananaskis	19	1913, 1951
	Ghost	51	1929, 1954

Emplacement	Centrale	Capacité (MW)	Date de mise en service
	Cascade	36	1942, 1957
	Barrier	13	1947
	Bearspaw	17	1953, 1954
	Pocaterra	15	1955
	Interlakes	5	1955
	Spray	103	1951, 1960
	Three Sisters	3	1951
	Rundle	50	1951, 1960
Réseau hydrographique de la rivière Saskatchewan Nord			
	Brazeau	355	1965, 1967
	Bighorn	120	1972
Total		801	

Les centrales hydroélectriques de la société sont principalement des centrales de pointe, c'est-à-dire qu'elles ne sont habituellement exploitées qu'en période de pointe.

Centrales éoliennes

Le tableau ci-après présente de façon sommaire les centrales éoliennes de la société :

Emplacement	Centrale	Capacité (MW)	Propriété (%)	Dates de mise en service
Fort Macleod	McBride Lake	75	50	2003
Pincher Creek	Castle River et autre	46	100	1997 - 2001
Pincher Creek	Summerview	68	100	2004
Nouveau-Brunswick ¹⁾	Kent Hills	75	100	2008
Total		264		

Nota :

1) Installation actuellement mise en valeur, la capacité et la date de mise en service sont des estimations.

La société possède et exploite environ 152 MW de capacité nette (à l'exclusion des installations actuellement mises en valeur) et exploite environ 189 MW de capacité principalement dans trois parcs d'éoliennes dans le sud-ouest de l'Alberta.

La centrale de 40 MW de Castle River comprend 59 turbines Vestas V47 (660 kW) et une turbine Vestas V44 (600 kW) situées à Pincher Creek (Alberta). La production de la centrale est visée dans une proportion de 71 % par un contrat principalement avec ENMAX Energy Corp. et la centrale 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 huit autres turbines totalisant 6 MW situées principalement dans les régions de Pincher Creek et de Waterton du sud-ouest de l'Alberta.

La centrale de McBride Lake, l'une des plus importantes installations de production d'énergie éolienne du Canada, est une installation de 75 MW constituée de 114 turbines Vestas V47 (660 kW) situées à Ford Macleod (Alberta). Cette centrale a été construite par la société et a été achevée et a commencé à produire de l'électricité au troisième trimestre de 2003. La centrale de McBride Lake est exploitée par la société et est détenue en coparticipation avec ENMAX Green Power Inc., chacun des partenaires détenant une participation de 50 %. La totalité de la production de la centrale fait l'objet d'un contrat prenant la forme d'un AAÉ de 20 ans avec ENMAX. La société a aussi le droit de recevoir des versements de 12,00 \$ le MW du gouvernement fédéral dans le cadre de l'EPÉÉ à l'égard de la centrale de McBride Lake jusqu'en 2013.

Le 13 octobre 2004, TransAlta a annoncé le début de l'exploitation commerciale de son parc d'éoliennes de 68 MW de Summerview, lequel a coûté 100 millions de dollars et qui est situé à environ 15 km au nord-est de Pincher Creek (Alberta). La centrale de Summerview, qui comprend 38 turbines de 1,8 MW, a porté la capacité de production éolienne détenue totale à environ 152 MW et la capacité exploitée totale à environ 189 MW. La centrale éolienne de Summerview est une installation marchande mais elle donne quand même le droit de recevoir des versements de 10 \$/MWh dans le cadre de l'EPÉÉ du gouvernement fédéral jusqu'en 2014.

Le 19 janvier 2007, la société a annoncé qu'elle avait conclu un CAÉ de 25 ans visant à fournir 75 MW d'énergie éolienne à Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick. Aux termes de ce contrat, TransAlta construira, détiendra et exploitera une centrale éolienne au Nouveau-Brunswick. Les coûts des immobilisations de ce projet sont estimés à

130 millions de dollars. Le projet est assujéti aux approbations des organismes de réglementation et aux autorisations environnementales et il est prévu que les activités commerciales de ce projet commenceront d'ici la fin de 2008. Natural Forces Technologies Inc., promoteur d'énergie éolienne situé dans le Canada atlantique, est le partenaire de TransAlta pour la mise en valeur conjointe de ce projet.

Le parc d'éoliennes isolé de 25 turbines sera situé dans la région de Kent Hills au Nouveau-Brunswick. TransAlta s'attend à ce que la construction commence au début de 2008. TransAlta emploiera les entreprises locales pour la construction et l'exploitation continue du parc d'éoliennes de Kent Hills, ce qui aura des retombées économiques bénéfiques pour la région.

Une fois terminé, le parc d'éoliennes de Kent Hills fournira environ 220 000 MWh par année, soit assez d'électricité pour répondre aux besoins d'environ 13 600 résidences. L'installation utilisera des éoliennes de 3,0 MW achetées à Vestas-Technologie éolienne canadienne.

La totalité de l'électricité produite et vendue par la division de l'énergie éolienne de la société provient d'installations de production qui portent l'attestation Éco-Logo. La société est un distributeur agréé Éco-Logo d'électricité produite par des sources non conventionnelles dans le cadre du programme Choix environnemental d'Environnement Canada. L'attestation Éco-Logo 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. Les installations éoliennes de la société construites après avril 2001 sont également admissibles aux homologations « Green E » et « Green Leaf ».

AAÉ de l'Alberta

Toutes les centrales alimentées au charbon et hydroélectriques de la société en Alberta, sauf les installations de Wabamun et de Genesee 3, sont exploitées aux termes des AAÉ de l'Alberta. Les AAÉ pour la centrale de Wabamun ont pris fin le 31 décembre 2003. Les AAÉ 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 alimentée au charbon, les obligations en matière de services énergétiques et auxiliaires des centrales hydroélectriques et le prix auquel l'énergie 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 alimentées au charbon) et de toute variation des coûts nécessaires pour entretenir et exploiter les centrales.

Aux termes des AAÉ de l'Alberta, pour les centrales alimentées au charbon auparavant réglementées, la société est exposée au risque lié au prix de l'électricité si la production 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 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. 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; elles sont plutôt regroupées dans un AAÉ de l'Alberta unique qui prévoit les obligations financières au titre des obligations en matière de 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 AAÉ 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 alimentées au charbon. Les coûts de remise en état et d'assainissement engagés qui dépassent ceux déjà recouverts au moyen de la formule de tarification peuvent aussi être recouverts si une demande est acceptée par l'AEUB. Les AAÉ de l'Alberta ne prévoient pas de compensation pour les frais de restauration des lieux à l'égard des installations hydroélectriques de la société. La société ne prévoit pas que ses structures hydroélectriques seront démontées en raison des fonctions qu'elles remplissent sur le plan de l'approvisionnement en eau, de l'irrigation, du contrôle des inondations et des activités récréatives. Des dispositions ont été prévues pour l'enlèvement du matériel de production hydroélectrique.

Les dates d'expiration des AAÉ de l'Alberta de la société vont de 2013 à 2020. Avec l'expiration du AAÉ de l'installation de Wabamun, la société a obtenu une prolongation de la licence lui permettant d'exploiter le groupe électrogène 4 de l'installation de Wabamun jusqu'au 31 mars 2010. La société détient diverses licences d'Alberta Environment et de l'AEUB pour exploiter ses autres installations. La société entend obtenir des prolongations des licences visant les autres centrales à l'expiration de chaque AAÉ de l'Alberta respectif. À l'expiration des AAÉ de l'Alberta, et à condition qu'elle obtienne une prolongation des licences, la société sera alors en mesure de vendre sa production d'énergie au Power Pool de l'Alberta et à des tiers par le truchement de contrats de vente directe. La société vend actuellement la totalité de l'énergie produite par la centrale de Wabamun aux termes de tels contrats de vente directe.

Les AAÉ de l'Alberta (ainsi que les lois qui s'y appliquent) autorisent le Balancing Pool, entité créée par le gouvernement de l'Alberta, directement ou indirectement en tant que remplaçant de l'acheteur d'électricité aux termes des AAÉ de l'Alberta, à résilier les AAÉ de l'Alberta dans certaines circonstances. Ces dispositions de résiliation sont semblables à celles que contiennent certains AAÉ 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 : Ontario

Le réseau de production de la société en Ontario est résumé dans le tableau ci-après :

Emplacement	Centrale	Capacité (MW)	Propriété (%)	Dates de mise en service
Sarnia	Sarnia	575	100	2003
Ottawa	Ottawa	68	50	1992
Mississauga	Mississauga	108	50	1992
Windsor	Windsor	68	50	1996
Total		819		

La centrale de Sarnia consiste en une installation de 440 MW dont l'exploitation commerciale a débuté en mars 2003 et comprend une capacité supplémentaire de production d'électricité de 135 MW acquise par la société en 2002. La centrale combinée de 575 MW fournit de la vapeur et de l'électricité aux installations avoisinantes appartenant à Dow Chemical Canada Inc., à Lanxess (auparavant Bayer Inc.), à Nova Chemicals (Canada) Ltd. et à Suncor Energy Products Inc. Environ 150 MW de la capacité de Sarnia fait actuellement l'objet de contrats à long terme. Le 15 février 2006, TransAlta a annoncé la signature d'une entente de cinq ans avec l'OEO visant la production à son installation de Sarnia. Aux termes du contrat, TransAlta sera en mesure de fournir une moyenne de 400 MW d'électricité au marché de l'électricité de l'Ontario. Le contrat d'approvisionnement est en vigueur jusqu'au 31 décembre 2010.

La centrale d'Ottawa est 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 est 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 récente de son usine de fabrication. Boeing demeure autorisée à recevoir tout crédit de vapeur en fonction du total des produits de production d'électricité de la centrale. Au plus tard le 1^{er} janvier de 2013, de 2018 et de 2023, Boeing peut remettre un avis d'achat de la centrale de Mississauga à la juste valeur marchande. Le 1^{er} janvier 2028, toutes les dispositions de la convention de services de cogénération prendront fin et Boeing aura l'option à ce moment 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 est 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 DaimlerChrysler

Canada Ltd. 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.

Les participations de la société dans les centrales de Mississauga, d'Ottawa et de Windsor en Ontario sont détenues par l'intermédiaire de TA Cogen. Voir « TA Cogen et TransAlta Énergie ».

États-Unis

Le réseau de production de la société aux États-Unis est résumé dans le tableau ci-après :

Emplacement	Centrale	Capacité (MW)	Propriété (%)	Dates de mise en service
Washington	Centralia (charbon) – gr. électrogène 1	702	100	1971
	Centralia (charbon) – gr. électrogène 2	702	100	1971
	Centralia (gaz)	248	100	2002
	Skookumchuk	1	100	1970
New York	Binghamton	47	100	1992
	Saranac	240	37,5	1994
Californie	Vulcan	34	50	1986
	Del Ranch	38	50	1989
	Elmore	38	50	1989
	Leathers	38	50	1990
	CE Turbo	10	50	2000
	Salton Sea I	10	50	1987
	Salton Sea II	20	50	1990
	Salton Sea III	50	50	1989
	Salton Sea IV	40		1996
	Salton Sea V	49	50	2000
Texas	Power Resources	200	50	1988
Arizona	Yuma	50	50	1994
Hawaï	Wailuku	10	50	1993
Total		<u>2 527</u>		

Centralia

La société possède une installation alimentée au charbon de 1 404 MW composée de deux groupes électrogènes, une mine adjacente et une installation alimentée au gaz de 248 MW situées à Centralia (Washington), au sud de Seattle. Le 27 novembre 2006, la société a mis fin à l'exploitation minière de la mine de charbon Centralia. La société possède également une installation hydroélectrique de 1 MW et l'actif connexe sur la rivière Skookumchuk près de Centralia, ces installations servant à fournir une source fiable d'approvisionnement en eau aux autres installations 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, pour le marché de l'énergie de la région du nord-ouest du Pacifique, sur le marché au comptant. 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.

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 % 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'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 fonctionnelle et rentable.

Binghamton

La société détient une centrale de pointe alimentée au gaz de 47 MW à Binghamton (New York). Cette centrale a été mise en service en 1992 et se trouve près de la frontière entre les États de Pennsylvanie et de New York. La centrale de Binghamton fournit de l'électricité au Power Pool de New York pendant les périodes où la demande est élevée.

CE Generation

Le 29 janvier 2003, TransAlta a annoncé la conclusion de l'acquisition auprès d'El Paso d'une participation de 50 % dans CE Generation, moyennant une contrepartie totale de quelque 240 millions de dollars US, dont environ 35 millions de dollars US pour le fonds de roulement. L'acquisition de CE Generation comprenait le droit à une participation de 50 % dans un projet géothermique dans l'Imperial Valley, en Californie. Si TransAlta choisit de conserver une participation financière et de participer à une phase future de ce projet, soit Salton Sea VI, TransAlta sera tenue de verser à El Paso certains paiements d'étape à concurrence de 10 millions de dollars US.

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 378 MW dans 13 installations ayant une capacité d'exploitation globale de 817 MW, dont 327 MW de production géothermique en Californie et 490 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 actuellement dix centrales géothermiques dans l'Imperial Valley, en Californie. Chacune des centrales géothermiques, sauf CE Turbo et Salton Sea V, vend de l'électricité aux termes de contrats indépendants à long terme qui prévoient des paiements pour l'énergie, des paiements pour la capacité et des primes pour la capacité. Salton Sea V est actuellement une installation marchande; elle a toutefois un CAÉ aux termes duquel elle vend quelque 20 MW de sa production nette. Le reste de la capacité disponible à Salton Sea V et CE Turbo est vendue dans le cadre d'opérations sur le marché.

Les sociétés membres du groupe de CE Generation exploitent actuellement 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 490 MW. Les centrales de New York et de l'Arizona vendent leur production aux termes de contrats à long terme alors que la centrale du Texas a conclu un contrat d'achat ferme pour sa capacité.

Wailuku

Le 17 février 2006, une filiale de TransAlta et une filiale de Mid-American ont conclu un arrangement visant l'achat d'une installation hydraulique de 10 MW à Hawaï qui sera détenue directement par Wailuku Holding Company LLC. TransAlta et Mid-American détiennent chacune une participation de 50 % dans l'installation. L'installation vend de l'électricité conformément à un CAÉ de 30 ans conclue avec Hawaii Electricity Light Company.

Mexique

Campeche

En mai 2003, la société a annoncé le début de l'exploitation commerciale de sa centrale à cycle combiné alimentée au gaz et au diesel de 252 MW située dans l'État mexicain de Campeche, dans la péninsule du Yucatan. La société et la Comisión Federal de Electricidad (la « CFE »), société d'État du Mexique, ont conclu un contrat à long terme de 25 ans visant la totalité de la production de cette centrale, à compter de la date du début de son exploitation commerciale. La société a aussi conclu un contrat de transport de gaz connexe avec la CFE. En plus du contrat à long terme et du contrat de transport de gaz, la société a conclu avec Pemex Gas y Petro Quimica Basica un contrat correspondant d'approvisionnement en combustible de 25 ans. La CFE assume le risque lié au prix du combustible à concurrence du coût thermique garanti aux termes du contrat à long terme.

Chihuahua

En septembre 2003, la société a annoncé que l'exploitation commerciale de sa centrale à cycle combiné alimentée au gaz de 259 MW de Chihuahua, située près de Ciudad de Juarez, au Mexique, à environ 40 km au sud de la frontière entre les États-Unis et le Mexique, avait débuté. La société a conclu avec la CFE un contrat à long terme de 25 ans visant la totalité de la production de cette centrale, à compter de la date de son exploitation commerciale. La société a aussi conclu un contrat de transport de gaz connexe d'une durée de 25 ans avec la CFE ainsi qu'un contrat d'approvisionnement en gaz d'une durée de cinq ans avec Cynergy

Marketing and Trading, LP. La CFE assume le risque lié au prix du combustible à concurrence du coût thermique garanti en vertu du contrat à long terme.

Australie

La société détient dans l'ouest de l'Australie des participations qui consistent en la centrale 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 installations de production au gaz et au diesel de 245 MW de Southern Cross. En 2005, Southern Cross a installé une turbine à gaz de 20 MW, qui a été mise en service le 6 janvier 2006 et qui offre une capacité additionnelle de 20 MW à cette installation par rapport à l'année précédente.

TA Cogen et TransAlta Énergie

La participation de la société dans la centrale alimentée au gaz de 220 MW de Meridian en Saskatchewan, dans la centrale alimentée au charbon de 770 MW de Sheerness, dans la centrale de cogénération alimentée au gaz de 118 MW de Fort Saskatchewan 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 % appartient à des filiales de TransAlta et 49,99 % appartient à TransAlta Énergie, une société en commandite ouverte de l'Ontario. La société a formé TA Cogen en 1998 pour détenir directement ou indirectement des participations dans des centrales capables de produire des flux de trésorerie stables qui seraient distribués aux porteurs de parts de TransAlta Énergie. Les parts de société en commandite de TransAlta Énergie sont négociées publiquement à la Bourse de Toronto.

Secteur de l'expansion des affaires et de la commercialisation

Le groupe de l'expansion des affaires et de la commercialisation 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 qui sont les plus intéressants à pénétrer, l'élaboration de stratégies et de plans visant à livrer une concurrence efficace dans chaque marché où la société exerce ses activités, et la détermination d'occasions précises de mettre en valeur ou d'acquérir des actifs qui prendront de la valeur ou atténueront les risques dans le secteur de la production électrique;
- la négociation et la conclusion d'ententes contractuelles avec des clients pour la vente de la production provenant de l'actif de la société, notamment de l'électricité, de la vapeur ou d'autres produits énergétiques;
- 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 des affaires et de la commercialisation 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 des affaires et de la commercialisation, 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 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 valeur à risque globale du groupe à l'intérieur des limites approuvées par le conseil.

Environnement concurrentiel

En tant que plus grand producteur d'électricité de l'Alberta, en terme de capacité, et grâce aussi à son actif de production en Ontario, dans la région nord-ouest du Pacifique aux États-Unis, dans les États de la Californie, de l'Arizona, du Texas et de New York, au Mexique et en Australie, la société estime être bien placée pour profiter des occasions qui s'offrent dans ces régions. L'Alberta est la quatrième province en importance du Canada pour ce qui est de la population, ses quelque 3,2 millions de résidents représentant environ 10 % de la population totale du Canada. L'Alberta a consommé environ 69 400 GWh d'électricité en 2006. Au 31 décembre 2006, la puissance installée globale des installations de production de l'Alberta s'élevait à environ 11 500 MW.

L'Ontario est la plus peuplée des provinces canadiennes, ses quelque 12,5 millions de résidents représentant environ 39 % de la population totale du Canada. L'Ontario a consommé environ 151 000 GWh d'électricité en 2006. Ontario Power Generation Inc., qui a remplacé l'entreprise de production de l'ancien service public d'électricité intégré de l'Ontario, contrôle les deux tiers de la puissance installée de quelque 30 600 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.

Les services publics d'électricité dans la région du nord-ouest du Pacifique aux États-Unis 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 423 900 GWh d'électricité ont été consommés dans le NWPP en 2006. Le WECC a également estimé la capacité de production globale d'électricité à quelque 83 800 MW dans le NWPP pour l'exercice se terminant en 2006.

La société prévoit que la demande d'électricité va continuer de croître au sein de ses marchés cibles. En plus de cette augmentation de la demande, le marché de l'électricité dans certaines de ces régions a fait l'objet d'une déréglementation. Les lois de l'Alberta et de l'Ontario et de nombreux États des États-Unis ont mandaté le dégroupage de services de production, de transport et de distribution traditionnellement fournis par des services publics à intégration verticale afin de favoriser la concurrence au sein du marché, ce qui a forcé certaines entreprises de services publics intégrées à vendre la totalité ou des parties de leur actif de production. Bien que le rythme de ce processus ait changé, la société estime que la combinaison d'une demande accrue d'électricité, de la déréglementation et de la disponibilité plus grande d'actifs de production peut lui procurer la possibilité d'augmenter sa capacité de production et d'exploiter ses capacités d'expansion des affaires et de commercialisation, pourvu que cela n'ait pas pour effet de compromettre la situation financière de la société.

La société estime que la demande d'électricité au Mexique va continuer de croître au cours des prochaines années en raison de l'augmentation de la consommation commerciale et résidentielle. De 2006 à 2016, la CFE prévoit une augmentation de la demande d'électricité de 4,8 % par année. Les centrales indépendantes devraient fournir jusqu'à 30 % de la capacité installée et participer dans une proportion d'environ 40 % à l'énergie totale produite. À la fin de décembre 2006, le réseau national de l'électricité atteignait environ 49 200 MW. Le réseau devrait atteindre quelque 69 000 MW d'ici la fin de décembre 2016. Par conséquent, la CFE a indiqué son intention de faire des appels d'offres portant sur un nombre accru de centrales indépendantes qui pourraient être semblables aux centrales de la société situées à Campeche et à Chihuahua. Au cours des 10 prochaines années, une plus grande diversité de combustible sera recherchée et les centrales alimentées au gaz naturel constitueront au maximum 55 % de la puissance installée d'ici 2016.

Bien qu'il existe une importante capacité de production hydroélectrique au Mexique, une grande partie de la production est actuellement alimentée au pétrole et au gaz. L'écart entre les prix du gaz et ceux du pétrole a une importante incidence sur la demande. La demande est à la baisse dans le nord du Mexique au cours des mois de décembre et janvier, qui sont plus froids. Par la suite, la demande est davantage réduite au cours de la période du 15 décembre au 2 janvier, en raison de la fermeture de plusieurs usines d'assemblage ou de périodes de travail réduites au cours de la période des Fêtes. La demande pour l'électricité produite à l'installation Campeche est relativement stable en raison des contraintes de transmission dans cette région.

Plusieurs facteurs influent sur la demande d'électricité au Mexique, notamment le prix du carburant, l'entretien majeur des usines de la flotte de CFE et PCI, les récentes mises en service d'usines au cours de la dernière année, ainsi que la localisation géographique des centrales et des diverses disponibilités et efficacités.

En Australie, l'électricité est en grande partie produite à partir du charbon, plus que dans tout autre pays développé, à l'exception du Danemark et de la Grèce. Environ 80 % de l'électricité produite provient du charbon. Le coût de l'électricité de l'Australie est faible par rapport aux normes mondiales. Le gaz naturel est de plus en plus utilisé pour la production d'électricité, spécialement en Australie du Sud et de l'Ouest. En 2006, les centrales de l'Australie ont produit 255 000 GWh d'électricité, à un taux de croissance de 3,2 % par année. La réforme de l'industrie de l'électricité australienne a commencé au début des années 1990. Des structures commerciales distinctes ont été construites pour les fonctions de transmission et de distribution faisant l'objet d'un monopole et la production concurrentielle et les fonctions de vente au détail de l'industrie. La réforme majeure de l'industrie de l'électricité australienne comportait la mise en place d'un marché national de l'électricité dans l'Australie du Sud et de l'Est (MNE). Le MNE exploite ses activités dans les États de Nouvelles-Galles du Sud, Victoria, Queensland, Australie-Méridionale et Tasmanie et le Territoire de la capitale de l'Australie.

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. Bien que la grande partie de la production de TransAlta est utilisée pour approvisionner deux importantes sociétés minières par des contrats de capacité à long terme, une petite quantité de l'énergie et de la capacité excédentaires est vendue sur le MEG. La puissance installée totale sur le MEG est d'environ 3 800 MW, et la puissance de TransAlta dans la région est d'environ 350 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 :

Flux de trésorerie stables - En 2006, environ 95 % de la production prévue de la société a été vendue aux termes de contrats d'une durée initiale d'au moins 12 mois et le reste de la production est assujéti à la tarification en fonction du marché. Les revenus reçus aux termes d'ententes contractuelles ne sont pas assujétiés aux fluctuations à court terme des prix du comptant de l'électricité.

Diversité géographique - L'actif de la société se caractérise par sa diversité géographique, cet actif se retrouvant en Alberta et en Ontario, au Canada, dans certaines parties des États-Unis, au Mexique et en Australie.

Diversité des combustibles - La société utilise différents combustibles pour la production d'électricité, notamment le charbon, le gaz naturel, l'eau, l'énergie géothermique et le vent. 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 en expansion des affaires et en commercialisation - La société estime que son groupe de l'expansion des affaires et de la commercialisation 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.

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 »), de Dominion Bond Rating Service Limited (« DBRS ») des notations de premier ordre.

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 combustibles stable et à long terme pour la totalité de sa capacité de production alimentée au charbon en Alberta. Les mines de la société en Alberta contiennent l'un des charbons les plus faibles 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.

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 :

2006	224,9 millions \$	2003	757,8 millions \$
2005	325,5 millions \$	2002	985,9 millions \$
2004	345,7 millions \$		

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, en même temps, 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.

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 49,8 millions de dollars au cours de l'exercice 2006. Les dépenses environnementales 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.

Le risque environnemental aux centrales exploitées par TransAlta a été réduit grâce à des mesures prises dans plusieurs secteurs :

l'investissement continu dans l'évaluation de la technologie du contrôle du mercure, qui donnera lieu à l'installation d'équipements de captage du mercure à nos centrales de charbon en Alberta en 2010;

des améliorations donnant lieu à une production plus efficace à la centrale Sundance;

la mise en hors service prévue de la centrale alimentée au charbon Wabamun en 2010; et

l'expansion continue des activités liées à l'énergie éolienne, en produisant un minimum d'émissions.

À plus long terme, 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.

Le 19 octobre 2006, le gouvernement du Canada a présenté la *Loi sur la lutte contre la pollution atmosphérique*, conçue pour réglementer les gaz à effet de serre et les polluants atmosphériques provenant des industries et d'autres sources. Bien que la forme et le contenu exacts de la réglementation canadienne en matière de changements climatiques ne soient pas encore certains, la stratégie de TransAlta en matière de changements climatiques tient compte des risques de concurrence qui pourraient se répercuter sur ses centrales à combustible fossile. La stratégie inclut l'utilisation de combustibles à intensité carbonique moins élevée comme

le gaz naturel et les sources d'énergie renouvelables, l'investissement continu dans les compensations d'émissions internationales et l'amélioration de l'efficacité à l'interne et la mise au point d'une technologie écologique de brûlage de charbon. TransAlta continue de participer activement avec les gouvernements fédéral et provinciaux à l'élaboration d'une politique relative aux changements climatiques sur les scènes internationale, nationale et provinciale.

Les normes relatives au mercure devraient être adoptées aux États-Unis et en Alberta d'ici 2010. Les exigences en matière d'équipement de contrôle sont claires en Alberta, et des travaux sont prévus afin de choisir et d'installer la technologie de contrôle nécessaire. Les exigences en matière de contrôle du mercure à la centrale de Centralia de TransAlta aux États-Unis ne sont pas encore définies.

TransAlta est membre de la Canadian Clean Power Coalition, qui est engagée dans l'élaboration et l'application d'un projet portant sur des techniques non polluantes d'utilisation du charbon au Canada avant 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 en tout temps.

Au cours des huit dernières années, les efforts de TransAlta sur le plan environnemental ont été reconnus par l'indice Dow Jones axé sur la durabilité. L'indice représente les plus grands chefs de file en matière de rendement environnemental à l'échelle mondiale.

Jusqu'à présent, TransAlta ne croit pas que sa situation concurrentielle dans le secteur de la production de gros ait été touchée défavorablement par les questions environnementales. L'usage accru du gaz naturel et des sources d'énergie renouvelables se traduit généralement par une réduction des coûts de conformité environnementale. Les émissions d'oxyde d'azote (« NO_x ») et de SO₂ provenant des activités alimentées au charbon à Centralia sont bien au-dessous des niveaux moyens nationaux en raison de l'installation de matériel antipollution, notamment d'épurateurs et de brûleurs utilisant de faibles quantités de NO_x pour les deux groupes électrogènes.

FACTEURS DE RISQUE

Il existe des risques liés à la réglementation et à la situation politique dans tous les territoires où TransAlta exerce ses activités. TransAlta cherche à gérer ces risques en collaborant avec les autorités de réglementation et les autres intervenants afin de résoudre les problèmes d'une manière aussi équitable et rapide que possible. Pour un exposé des facteurs de risque touchant TransAlta, se reporter à la rubrique « Facteurs de risque et gestion des risques » dans le rapport de gestion de TransAlta pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, lequel est intégré aux présentes par renvoi.

PERSONNEL

Au 31 décembre 2006, la société comptait 2 687¹ employés à plein temps et à temps partiel. De ce nombre, 2 114 employés appartenaient au secteur de la production de TransAlta et 148, au secteur de la commercialisation de l'énergie de TransAlta. Environ 1 503 employés de la société sont syndiqués. La société est actuellement partie à 12 conventions collectives différentes. La société a récemment renouvelé quatre de ces conventions et des négociations dans le cadre des autres conventions sont en cours et devraient être terminées avant les dates d'expiration respectives des conventions.

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 14 mars 2007, 202 627 578 actions ordinaires étaient en circulation et aucune action privilégiée de premier rang n'était en circulation.

¹ Des 2 687 employés à temps plein et à temps partiel en date du 31 décembre 2006, 567 avaient reçu un avis de cessation d'emploi lié à la fermeture de la mine Centralia, qui a pris effet le 31 janvier 2007.

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 d'administration 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 d'administration en déclare, au taux que fixe le conseil d'administration 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 d'administration de la société 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 d'administration se compose alors de moins de 16 administrateurs, ou trois administrateurs si le conseil d'administration 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.

NOTES DE CRÉDIT

Note

Le 31 décembre 2006, S&P a accordé la note BBB (stable) et Moody's a accordé la note Baa2 (stable) à la société.

Papier commercial

Le 31 décembre 2006, DBRS a accordé la note R-1 (bas) (stable) au papier commercial garanti de la société. DBRS a accordé la note R-2 (haut) (stable) au papier commercial non garanti de la société.

Dettes à long terme non garanties de premier rang

Le 31 décembre 2006, 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 notation 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 de crédit

Les notes de crédit sont destinées à donner aux investisseurs une évaluation indépendante de la qualité du crédit d'une émission de titres. Les notes de crédit 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 épargnant 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 son dividende, le conseil d'administration de TransAlta tient compte de plusieurs facteurs : le bénéfice, les flux de trésorerie, les besoins en capitaux, les attentes des actionnaires et les perspectives futures de bénéfices. Le versement et le niveau des dividendes futurs sur les actions ordinaires sont déterminés par le conseil d'administration de TransAlta qui tiendra compte de ces facteurs. TransAlta a déclaré et versé les dividendes suivants par action sur ses actions ordinaires en circulation au cours des trois derniers exercices :

Période		Dividende par action ordinaire	
2004	Premier trimestre	0,25	\$
	Deuxième trimestre	0,25	\$
	Troisième trimestre	0,25	\$
	Quatrième trimestre	0,25	\$
2005	Premier trimestre	0,25	\$
	Deuxième trimestre	0,25	\$
	Troisième trimestre	0,25	\$
	Quatrième trimestre	0,25	\$

<u>Période</u>	Dividende par action ordinaire	
2006	Premier trimestre	0,25 \$
	Deuxième trimestre	0,25 \$
	Troisième trimestre	0,25 \$
	Quatrième trimestre	0,25 \$

Le 1^{er} janvier 2007, TransAlta a versé des dividendes en espèces de 0,25 \$ par action ordinaire. Le 25 janvier 2007, le conseil d'administration de la société a déclaré un dividende en espèces de 0,25 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} avril 2007.

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Les actions ordinaires de TransAlta sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto (la « TSX ») sous le symbole « TA » et de la Bourse de New York sous le symbole « TAC ». Les titres privilégiés de TransAlta étaient inscrits à la cote de la TSX sous le symbole « TA.PR.C » jusqu'au 2 janvier 2007, date à laquelle ils ont été rachetés (voir « Développement général de l'activité »). 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 la période indiquée :

<u>Mois</u>	<u>Cours (\$)</u>		<u>Volume</u>
	<u>Haut</u>	<u>Bas</u>	
<u>2006</u>			
Janvier	26,91	23,15	16 922 946
Février	24,64	22,91	15 327 317
Mars	24,20	21,88	17 224 425
Avril	23,61	22,00	13 842 416
Mai	25,00	23,11	11 606 703
Juin	24,54	22,63	11 746 765
Juillet	24,03	22,25	10 436 526
Août	24,96	23,26	10 220 926
Septembre	25,05	23,25	12 609 538
Octobre	24,23	22,76	14 960 436
Novembre	25,79	22,78	15 783 400
Décembre	26,72	25,28	10 316 581
<u>2007</u>			
Janvier	27,25	24,38	14 675 110
Février	25,71	24,01	20 305 992
Mars (jusqu'au 14 mars)	24,85	23,59	6 990 727

Le tableau ci-dessous présente les cours extrêmes des titres privilégiés de la société et les volumes des opérations sur ceux-ci selon la TSX en janvier 2006 :

<u>Mois</u>	<u>Cours (\$)</u>		<u>Volume</u>
	<u>Haut</u>	<u>Bas</u>	
<u>2006</u>			
Janvier	25,70	25,41	152 613
Février	25,90	25,61	100 224
Mars	25,97	25,21	104 403
Avril	25,45	25,15	73 523
Mai	25,50	25,25	82 282
Juin	25,77	24,96	89 479
Juillet	25,78	25,08	99 033
Août	25,65	25,36	57 716
Septembre	25,69	25,12	73 063
Octobre	25,49	25,21	71 790
Novembre	25,43	25,20	116 632
Décembre	25,43	24,93	144 731

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 14 mars 2007, 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	Administrateur depuis	Occupation principale
William D. Anderson Ontario, Canada	2003	Administrateur de sociétés. M. Anderson a été président de BCE Investissements (télécommunications), filiale de BCE Inc. de 2001 à 2005 et chef des finances de BCE Inc. (télécommunications) de 1998 à 2000. Il est administrateur de Bell Canada International Inc. (télécommunications) depuis 2000, de Hôtels Quatre Saisons Inc. (accueil) depuis 2005, de Les vêtements de sport Gildan Inc. (fabrication de vêtements) depuis 2006 et de MDS Inc. (sciences de la santé) depuis 2007. Il est membre de l'Institut des Comptables Agréés de l'Ontario et président du comité de vérification et des risques du conseil, auparavant le comité de vérification et de l'environnement.
Stanley J. Bright ¹⁾ Maryland, États-Unis	1999	Administrateur de sociétés. M. Bright a occupé des fonctions d'administrateur auprès de MidAmerican Energy Holdings Company (production et distribution d'électricité et approvisionnement, transport et distribution de gaz naturel), filiale de Berkshire Hathaway, Inc. de 1999 à février 2006 et de sociétés remplacées de MidAmerican Energy depuis 1987. M. Bright a été président du conseil et chef de la direction de MidAmerican Energy Company (entreprise de services publics d'électricité et de gaz), de 1997 à 1999 et président, chef de la direction et président du conseil et chef de la direction de sociétés remplacées de 1991 à 1997. Il est président du comité des ressources humaines et membre du comité de vérification et des risques du conseil.
Timothy W. Faithfull Angleterre, Royaume-Uni	2003	Administrateur de sociétés. M. Faithfull a été président et chef de la direction de Shell Canada Limitée (énergie) de 1999 à 2003, dernière étape d'une carrière internationale de 36 ans dans le secteur pétrolier et gazier au sein du groupe Royal Dutch/Shell. Il est administrateur de Compagnie des chemins de fer Canadien Pacifique (transport) depuis 2003, d'AMEC plc au Royaume-Uni (ingénierie internationale, services de construction) depuis 2005 et de Shell Pension Trust Limited au Royaume-Uni (fiduciaire de caisse de retraite) depuis 2004. Il est également membre du conseil du Colloque Canada-Royaume-Uni, et un fiduciaire du Starehe Endowment Fund (R.-U.). Il est membre du comité de vérification et des risques et du comité des ressources humaines du conseil.

Nom, province (État) et pays de résidence	Administrateur depuis	Occupation principale
Gordon D. Giffin ambassadeur Géorgie, États-Unis	2002	Associé principal de McKenna, Long & Aldridge LLP (avocats). M. Giffin est administrateur de Bowater, Inc. (papier journal et papier) depuis 2003, de Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada (transport) depuis 2001, de Banque Canadienne Impériale de Commerce (services bancaires) depuis 2001, de Canadian Natural Resources Ltd. (pétrole et gaz) depuis 2002 et d'Ontario Energy Savings Corp. (fournisseur de gaz naturel et d'électricité) depuis 2006. Il est membre du Council of Foreign Relations, membre du conseil consultatif du Conseil des affaires canadiennes-américaines et siège au conseil des fiduciaires du Carter Center en Géorgie. De 1997 à 2001, il a été ambassadeur des États-Unis au Canada. Il est président du comité de gouvernance d'entreprise et de l'environnement, auparavant comité de mise en candidature et de gouvernance d'entreprise.
C. Kent Jespersen Alberta, Canada	2004	Administrateur de sociétés. M. Jespersen est président du conseil et chef de la direction de La Jolla Resources International Ltd. (conseils et investissements) depuis 1998. Il est président du conseil et administrateur de CCR Technologies Ltd. (technologie) depuis 1999, administrateur de Matrikon Inc. (technologie) depuis 2001, d'Axia NetMedia Corporation (télécommunications) depuis 2000 et président de North American Oil Sands Ltd. (pétrole et gaz) depuis 2006. M. Jespersen a travaillé pour NOVA Corporation (transport du gaz et produits chimiques) pendant plus de 20 ans dans divers postes de direction, notamment celui de président de NOVA International. Il est membre du comité de gouvernance d'entreprise et de l'environnement et du comité des ressources humaines du conseil.
Michael M. Kanovsky Colombie-Britannique, Canada	2004	Administrateur de sociétés et homme d'affaires indépendant. M. Kanovsky, ing., est président de Sky Energy Corporation (pétrole, gaz et investissements) depuis 1993. Il est administrateur d'Accrete Energy Corporation (pétrole et gaz) depuis 2004, de Devon Energy Corporation (pétrole et gaz) depuis 1998, d'ARC Energy Trust (pétrole et gaz) depuis 1996, de Bonavista Energy Trust (pétrole et gaz) depuis 1997 et de Pure Technologies Inc. (technologie) depuis 2003. Il est associé aux secteurs des services bancaires d'investissement ainsi que du pétrole, du gaz et de l'électricité depuis plus de 30 ans. Il est membre du comité de vérification et des risques et du comité de gouvernance d'entreprise et de l'environnement du conseil.
Donna Soble Kaufman Ontario, Canada	1989	Avocate et administratrice de sociétés. M ^{me} Kaufman est administratrice de BCE Inc. (télécommunications) depuis 1998, de Bell Canada (télécommunications) depuis 2003 et de Telesat Canada (télécommunications) depuis 2001. Elle est également administratrice de Historica, de Baycrest Centre, membre de l'Institut des administrateurs de sociétés et membre du Conseil canadien des conseillers de Catalyst. M ^{me} Kaufman est présidente du conseil de la société et membre d'office de tous les comités du conseil.

Nom, province (État) et pays de résidence	Administrateur depuis	Occupation principale
Gordon S. Lackenbauer Alberta, Canada	2005	Administrateur de sociétés. M. Lackenbauer a été vice-président du conseil de BMO Nesbitt Burns Inc. (services bancaires d'investissement) de 1990 à 2004. Il est administrateur de Tembec Inc. (produits de papier et forestiers) depuis 1973. Il est administrateur de NAL Oil & Gas Trust (pétrole et gaz) depuis juillet 2006 et de CTV Globemedia Inc. (télécommunications) depuis 2006; il est également administrateur du Mount Royal College. Il est membre du comité de gouvernance d'entreprise et de l'environnement et du comité de vérification et des risques du conseil.
Martha C. Piper Colombie-Britannique, Canada	2006	Administratrice de sociétés. M ^{me} Piper était présidente et recteur de la University of British Columbia (éducation) de 1997 à 2006. Elle est administratrice de la Banque de Montréal (services bancaires) depuis 2006, du B.C. Progress Board, de la Fondation Pierre-Elliott-Trudeau et du Conseil des académies canadiennes. Elle est Officier de l'Ordre du Canada, a été récipiendaire de l'Order of British Columbia, a été nommée éducateur de l'année par Partenariat en éducation en 2004 et a été nommée membre de la Commission trilatérale en 2006. Elle est membre du comité des ressources humaines de la société.
Luis Vázquez Senties Mexique	2001	Président, chef de la direction et président du conseil de Group Diavaz (services de champs de pétrole et distribution de gaz naturel) depuis 1982. M. Vázquez est aussi président du conseil de Compania Mexicana de Gas, S.A. de C.V., et de la Mexican Natural Gas Association depuis 2004. Il est membre du comité des ressources humaines du conseil.
Stephen G. Snyder Alberta, Canada	1996	Président et chef de la direction de TransAlta Corporation (production d'électricité) depuis 1996. Il est administrateur de Banque Canadienne Impériale de Commerce (services bancaires) depuis 2000. Il est également président du conseil de la Calgary Stampede Foundation depuis février 2005, administrateur de la Calgary Exhibition and Stampede depuis avril 2004, administrateur de l'Alberta College of Arts & Design depuis juin 2006, et administrateur du Conference Board of Canada depuis 1996.

Membres de la haute direction

Nom	Occupation principale	Résidence
Stephen G. Snyder	Président et chef de la direction	Calgary (Alberta)
Brian Burden	Vice-président à la direction et chef des finances	Calgary (Alberta)
Linda K. Chambers	Vice-présidente à la direction, Technologie de production	Calgary (Alberta)
Richard P. Langhammer	Vice-président à la direction, Activités de production	Calgary (Alberta)
Thomas M. Rainwater	Vice-président à la direction, Développement de l'entreprise et commercialisation	Calgary (Alberta)
Kenneth S. Stickland	Vice-président à la direction, Affaires juridiques	Calgary (Alberta)

Nom	Occupation principale	Résidence
Michael Williams	Vice-président à la direction, Ressources humaines et communications	Calgary (Alberta)
Michael Bartel	Vice-président, Services d'ingénierie	Calgary (Alberta)
William D.A. Bridge	Vice-président, Activités de l'Ouest canadien	Calgary (Alberta)
Jeff A. Curran	Vice-président et contrôleur	Calgary (Alberta)
Kelly L. Gunsch	Vice-présidente, Gestion du portefeuille commercial	Calgary (Alberta)
David J. Koch	Vice-président, Opérations financières	Calgary (Alberta)
Mark MacKay	Vice-président, Technologie de l'énergie	Calgary (Alberta)
Alex McFadden	Vice-président, Gros entretien	Calgary (Alberta)
Parviz Mohamed	Vice-présidente, Technologie de l'information	Calgary (Alberta)
Daniel Pigeon	Vice-président, Stratégie de portefeuille et exécution	Calgary (Alberta)
Gregory P. Reinhart	Vice-président, Ressources humaines - production	Calgary (Alberta)
Donald Thomas	Vice-président, Vision Quest	Calgary (Alberta)
Marvin J. Waiand	Vice-président et trésorier	Calgary (Alberta)
Jubran R. Whalan	Vice-président, Négociation et optimisation de la distribution	Calgary (Alberta)
W. Frank Hawkins	Trésorier adjoint	Calgary (Alberta)
Maryse C. St.-Laurent	Secrétaire de la société	Calgary (Alberta)

Nota :

1) M. Bright a agi à titre d'administrateur pour Access Air Inc. du 4 décembre 1997 au 31 janvier 2000, une entreprise de transport aérien privée en démarrage qui a embauché M. Bright et qui a été représentée par celui-ci dans l'espoir qu'elle pourrait améliorer le service aérien dans l'État de l'Iowa. Access Air Inc. a demandé la protection de la *Loi sur la faillite* le 29 novembre 1999.

Tous les administrateurs et membres de la haute direction de TransAlta ont occupé les principaux postes qu'ils détiennent actuellement ou ont assumé des fonctions de direction dans la même entreprise ou dans des entreprises ayant des liens avec celle-ci au cours des cinq dernières années, à l'exception de ce qui suit :

- avant janvier 2006, William Anderson était président de BCE Investissements;
- avant juillet 2003, Timothy Faithfull était président et chef de la direction de Shell Canada Limitée;
- avant décembre 2005, Brian Burden était vice-président à la direction et chef des finances de Molson Inc.; et avant 2002, il était vice-président principal, Seagram Corporate/Venture Transition de Diageo PLC;
- avant juillet 2003, Linda Chambers était présidente de TransAlta Centralia Generation LLC et de TransAlta Centralia Mining LLC, filiales de TransAlta; et avant juin 1999, elle était vice-présidente principale, Ressources humaines de TransAlta;

- avant octobre 2005, Richard Langhammer était président de TransAlta Centralia Generation LLC et de TransAlta Centralia Mining LLC, filiales de la société; et avant décembre 2003, il était vice-président, Exploitation des centrales de TransAlta;
- avant novembre 2002, Thomas Rainwater était président, Praxis Solutions, Inc.; et avant février 2000, il était vice-président, Région centrale, Illinova Energy Partners Inc., division d' Illinova Corporation;
- avant janvier 2006, Michael Williams était vice-président principal, Ressources humaines et communications pour la société; avant juin 2002, il était vice-président, Ressources humaines, Europe Moyen-Orient Asie, Lucent Technologies; et avant avril 2001, il était directeur principal des Ressources humaines, Europe Moyen-Orient Asie, Cisco Systems;
- avant février 2006, Michael Bartel était directeur, Gros entretien; avant novembre 2003, il était chef de la planification du cycle de vie (charbon); avant février 2003, il était directeur de l'ingénierie de développement; et avant octobre 2000, il était directeur;
- avant octobre 2005, William Bridge était vice-président, Gestion de la clientèle et de l'actif; avant septembre 2003, il était vice-président, Développement et acquisitions; et avant septembre 2001, il était directeur, Activités commerciales, Est canadien;
- avant octobre 2006, Jeff Curran était vice-président provisoire et contrôleur; avant mai 2006, il était administrateur, Opérations financières - Technologie de production; avant juin 2004, il était directeur, Analyse des investissements; avant mars 2003, il était directeur - Information financière et planification. Avant mars 2001, il était cadre supérieur de vérification pour Arthur Andersen LLP;
- avant décembre 2005, Kelly Gunsch était directrice, Gestion du portefeuille commercial; et avant cette date, elle a occupé divers postes commerciaux au sein du groupe d'expansion des affaires de la société depuis qu'elle s'est jointe à TransAlta en 1995;
- avant janvier 2007, David J. Koch était administrateur, Opérations financières, Production de TransAlta; avant janvier 2004, il était directeur, Finances de la production; avant mars 2003, il était administrateur, Finances de Telus Mobilité; et avant février 2000, il était contrôleur d'Agricore;
- avant février 2006, Mark MacKay était directeur des services d'ingénierie; avant février 2003, il était directeur de la gestion de projet CAN/USA; avant avril 2002, il était directeur, Expansion de Keephills; avant février 2001, il était gestionnaire de projet; et avant avril 2000, il était gestionnaire principal de projet;
- avant février 2007, Alex McFadden était administrateur, Gros entretien; avant novembre 2003, il était gestionnaire de l'intégration commerciale, au Mexique; avant février 2003, il était gestionnaire de la mise en service pour la centrale de cogénération de la région de Sarnia; et avant décembre 2001, il était superviseur de la mise en service de l'installation de cogénération située à Poplar Creek près de Fort McMurray, en Alberta;
- avant juillet 2006, Parviz Mohamed était administratrice, Planification des gros entretiens; avant avril 2004, elle était administratrice, Service de développement des TI, avant juin 2002, elle était la DPI intérimaire des TI; et avant octobre 2001, elle était administratrice, Développement et soutien des applications;
- avant mars 2006, Daniel Pigeon était administrateur, Relations avec les investisseurs; et avant avril 2001, il était administrateur, Opérations financières, Expansion des affaires et commercialisation;
- avant février 2002, Gregory Reinhart était directeur des ressources humaines, PCI de TransAlta; et avant juin 1999, il était vice-président des ressources humaines pour Engage Energy Ltd.;
- avant janvier 2006, Donald Thomas était vice-président, Expansion des affaires de Vision Quest; avant octobre 2003, il était directeur, Expansion de la société; et avant avril 2002, il était directeur, Expansion des affaires;
- avant octobre 2005, Jubran Whalan était directeur, Négociations et optimisation de la distribution de TransAlta et avant cette date, il a occupé divers postes en développement de l'entreprise et commercialisation auprès de la société depuis qu'il s'est joint à TransAlta en 2002;

- avant juin 2005, Maryse St-Laurent 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 14 mars 2007, les administrateurs et membres de la haute direction de TransAlta et de ses filiales sont directement ou indirectement propriétaires véritables, en tant que groupe, de moins 1 % de chaque catégorie ou série de titres en circulation de TransAlta. Le nombre d'actions ordinaires détenues, directement ou indirectement, ou sur lesquelles un contrôle ou une emprise est exercé par tous les administrateurs et membres de la direction de la société, sont divulguées dans la circulaire de procuration de la direction datée du 9 mars 2006 qui est intégrée par renvoi aux présentes.

MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉES DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

Aucun administrateur ni membre de la haute direction de la société, ni aucune personne ou société qui est propriétaire véritable, directe ou indirect, 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 depuis le début du dernier exercice de la société 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^{er} janvier 2006, 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, à l'exception des prêts de caractère courant, envers TransAlta.

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 la note 22 des états financiers consolidés vérifiés de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, laquelle est intégrée par renvoi aux présentes.

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./S.E.N.C.R.L., comptables agréés, 440 - 2nd Avenue, S.W., bureau 1000, Calgary (Alberta) T2P 5E9.

Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., les vérificateurs de la société, 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

La circulaire de procuration de la direction de TransAlta, datée du 9 mars 2007, contient des renseignements supplémentaires, y compris des renseignements sur la rémunération des dirigeants et administrateurs de TransAlta et les prêts qui leur ont été consentis, les principaux porteurs de titres de TransAlta, les options d'achat de titres et les intérêts des initiés dans les opérations importantes, s'il y a lieu. Le rapport annuel 2006 de TransAlta, qui renferme les états financiers consolidés comparatifs vérifiés pour le dernier exercice financier terminé et le rapport de gestion, fournit des renseignements financiers complémentaires. Le rapport de gestion que contient le rapport annuel 2006 est expressément intégré par renvoi dans la présente notice annuelle et en fait partie intégrante. Ces documents et des renseignements se rapportant à la société sont accessibles à l'adresse www.sedar.com.

TransAlta a adopté une procédure permettant aux employés, actionnaires ou autres personnes de transmettre de façon anonyme et confidentielle au comité de vérification et des risques des questions ou plaintes se rapportant à la comptabilité ou à la vérification. Ces questions peuvent être transmises au président du comité de vérification et des risques, objet : « 003 », a/s TransAlta Corporation, C.P. 1900, succursale M, 110 - 12th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2P 2M1.

Lorsque les titres de TransAlta font l'objet d'un placement aux termes d'un prospectus simplifié provisoire ou d'un prospectus simplifié, TransAlta fournira à quiconque, sur demande adressée au secrétaire, les renseignements suivants :

1. un exemplaire de la présente notice annuelle, ainsi qu'un exemplaire de tout document ou des pages pertinentes de tout document, qui est intégré par renvoi dans la présente notice annuelle;
2. un exemplaire des états financiers consolidés comparatifs de TransAlta pour son plus récent exercice financier terminé pour lequel des états financiers ont été déposés ainsi que le rapport des vérificateurs qui y est joint et un exemplaire des états financiers intermédiaires les plus récents de TransAlta qui ont été déposés, le cas échéant, à l'égard de toute période ultérieure à son plus récent exercice terminé;
3. un exemplaire de la circulaire de procuration de la direction de TransAlta à l'égard de la plus récente assemblée de ses actionnaires qui comportait l'élection des administrateurs;
4. un exemplaire de tout autre document intégré par renvoi dans le prospectus simplifié provisoire ou le prospectus simplifié et qui n'a pas à être fourni aux termes de 1) à 3) ci-dessus.

À tout autre moment, TransAlta fournira, sur demande, à toute personne ou société un exemplaire de tout document mentionné en 1), 2) et 3) ci-dessus, TransAlta pouvant exiger le paiement de frais raisonnables si la demande est faite par une personne ou société qui n'est pas porteur de titres de TransAlta. On peut obtenir des exemplaires supplémentaires de la présente notice annuelle et de tout autre document mentionné dans ce paragraphe en s'adressant à Relations avec les investisseurs – TransAlta Corporation, C.P. 1900, Succursale « M », Calgary (Alberta) T2P 2M1; téléphone : 1 800 387-3598 en Amérique du Nord sauf à Calgary, ou (403) 267-2520 de Calgary et de l'extérieur de l'Amérique du Nord; télécopieur : (403) 267-2590; courrier électronique : investor_relations@transalta.com.

COMITÉ DE VÉRIFICATION ET DES RISQUES

Généralités

Le 25 octobre 2006, le conseil d'administration a délégué au comité de vérification et de l'environnement la responsabilité de surveillance à l'égard de la présentation de rapports sur la gestion des risques de la société. Au même moment, les responsabilités de surveillance à l'égard de l'environnement, la santé et la sécurité ont été déléguées au comité de mise en candidature et de gouvernance d'entreprise du conseil. Ces nouvelles responsabilités sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2007 et les comités ont été renommés le comité de vérification et des risques (« CVR ») et le comité de gouvernance et de l'environnement, respectivement. Les membres du CVR de TransAlta respectent les exigences d'indépendance des dispositions des organismes de réglementation canadien 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, William D. Anderson (président), Stanley J. Bright, Timothy W. Faithfull, Michael M. Kanovsky et Gordon S. Lackenbauer, et la présidente du conseil, Donna Soble Kaufman, (qui est indépendante) assiste à toutes les réunions à titre de membre de droit du comité. Tous les membres du comité (y compris le président du conseil) 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 *Sarbanes-Oxley Act*.

Mandat du comité de vérification et des risques

Le comité a pour mandat d'aider le conseil d'administration de la société 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 du processus de présentation de l'information financière de la société; les systèmes de comptabilité interne et les contrôles financiers; la fonction de vérification interne; les compétences, l'indépendance, le rendement et les rapports des vérificateurs externes; et 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. En date du 1^{er} janvier 2007, les responsabilités de conformité juridique et en matière d'environnement ont été attribuées au comité de gouvernance d'entreprise et de l'environnement du conseil. Le CVR assume

maintenant la responsabilité de surveillance de l'identification des risques de la direction, de l'évaluation et de la réponse, et doit en faire rapport au conseil. Dans le cadre de ses fonctions, le CVR est chargé de garder ouverte une voie de communication avec les vérificateurs externes, les vérificateurs internes et la direction de la société.

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 comité de vérification 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 aux présentes.

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.

Nom du membre du CVR	Formation et expérience pertinentes
W.D. Anderson	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, de chef comptable et contrôleur et a été administrateur et membre du comité de vérification de plusieurs sociétés publiques.
S.J. Bright	M. Bright est expert-comptable diplômé (CPA) et a rempli des fonctions de chef de la direction, chef des finances et de contrôleur de plusieurs sociétés publiques. M. Bright a supervisé activement des personnes qui participaient à la préparation, à la vérification, à l'analyse ou à l'évaluation des états financiers. M. Bright possède également de l'expérience dans la supervision ou l'évaluation active du rendement d'entreprises dans le cadre de la préparation des états financiers.
T.W. Faithfull	M. Faithfull est titulaire d'un baccalauréat ès arts spécialisé en économie et a acquis une vaste expérience des finances ainsi que des questions comptables et financières en qualité de chef de la direction de Shell Canada Limitée ainsi que dans le cadre d'autres fonctions qu'il a occupées au cours de sa carrière de 36 ans au sein du groupe de sociétés Royal Dutch/Shell.
M.M. Kanovsky	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.

Nom du membre du CVR**Formation et expérience pertinentes****G.S. Lackenbauer**

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.

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

Pour les exercices terminés les 31 décembre 2006 et 2005, les honoraires versés à Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. et aux membres de son groupe ont été de 3 596 689 \$ et de 2 012 754 \$, respectivement, selon la répartition ci-dessous :

Exercice terminé le 31 décembre	2006	2005
Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.		
Services de vérification	3 286 212 \$	2 006 504 \$
Services liés à la vérification	300 892 \$	–
Services fiscaux	9 585 \$	6 250 \$
Total	3 596 689 \$	2 012 754 \$

Aucun autre cabinet de vérification n'a fourni de services de vérification en 2006 et en 2005.

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 versés en 2006 comprennent les paiements relatifs à 2005 d'un montant de 2 092 000 \$ et à 2006 d'un montant de 1 194 000 \$.

Honoraires pour services liés à la vérification

Les honoraires pour services liés à la vérification en 2006 ont été versés principalement pour des travaux effectués par Ernst & Young s.r.l./ S.E.N.C.R.L. dans le cadre des financements de la société.

Honoraires pour services fiscaux

La plus grande partie des honoraires pour services fiscaux en 2006 a eu trait à la conclusion de recouvrements de crédits d'impôt pour des travaux qui avaient débuté au cours d'années précédentes.

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. Le CVR a adopté une 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 CVE pour les autres catégories de services non liés à la vérification « permises », ces catégories étant déterminées en vertu de la loi des États-Unis intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002*.

ANNEXE A

TRANSALTA CORPORATION

CHARTRE 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 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 règlements en valeurs mobilières sur les comités de vérification ou d'autres lois ou règlements applicables. 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 »).

2. Nomination des membres du comité

Les membres du comité sont nommés de temps à autre par le conseil, sur recommandation du comité de mise en candidature et de gouvernance d'entreprise, 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 la recommandation du comité de mise en candidature et de gouvernance d'entreprise.

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 devrait 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, conseillers juridiques 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 conseil.

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 sa responsabilité 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 comptables et financiers internes; aux fonctions de vérification interne; aux compétences, à l'indépendance, au rendement et aux rapports des vérificateurs externes; à l'évaluation de l'identification de risques effectuée par la direction et aux programmes établis par la direction et le conseil, en réponse à cette évaluation. 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 de la société. La direction de la société est responsable de l'établissement de principes et de politiques pertinents en matière de comptabilité et de présentation de l'information financière, et de contrôle et de procédures internes assurant la conformité avec les normes comptables et la législation et la réglementation applicables.

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

La direction est responsable de la préparation des états financiers intermédiaires et annuels et de la présentation de l'information financière de la société, ainsi que de l'établissement d'un système de contrôles internes propres à garantir

raisonnablement que les éléments d'actif sont préservés et que les opérations sont dûment autorisées, effectuées, enregistrées et déclarées. Le rôle du comité en est un de surveillance concrète et effective et de conseiller à la direction sans pour autant assumer la responsabilité des fonctions courantes de la direction.

Le comité remplit aussi la fonction de comité de la conformité à la législation (au sens de *Qualified Legal Compliance Committee*) du conseil de la société et, à cet égard, il : i) reçoit, examine et prend les mesures qui s'imposent en ce qui concerne tout rapport fait ou soumis au comité par un conseiller juridique ou le chef des services juridiques, à l'égard d'une preuve d'une violation importante des lois sur les valeurs mobilières applicables, d'une violation importante d'une obligation fiduciaire aux termes des lois applicables ou d'une violation importante similaire par la société ou par un dirigeant, administrateur, employé ou représentant de la société (dans la présente charte, une « violation importante ») et ii) s'acquittera par ailleurs des responsabilités d'un comité de la conformité à la législation (au sens de *Qualified Legal Compliance Committee*) aux termes de l'article 307 de la loi intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002* et des règles adoptées en vertu de cette loi.

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 à soumettre à l'approbation des actionnaires dans toute circulaire de procuration, et, dans le cadre de cette responsabilité :
 - i) il 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) il 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;
 - iii) il 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 de façon régulière, 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;
 - iv) il règle les désaccords entre la direction et les vérificateurs externes concernant l'information financière;
 - v) il préapprouve la prestation des services de vérification, la prestation de tous les services non liés à la vérification non interdits par les vérificateurs externes; le président du comité peut à sa discrétion, au nom du comité, approuver tous les services non liés à la vérification non interdits rendus par les vérificateurs externes, et faire rapport de toutes les approbations au comité à la prochaine réunion prévue qu'il tiendra après cette approbation;
 - vi) il informe les vérificateurs externes et la direction que les vérificateurs externes doivent avoir accès directement au comité à tout moment, et vice-versa, et

- vii) il 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 et le rapport de gestion;
 - 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 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 et le communiqué sur les bénéfices et approuve la diffusion au public de ceux-ci par la direction;
 - 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) examine à chaque trimestre ou selon le besoin les divulgations publiques d'information financière tirée ou issue des états financiers, et examine avec la direction au moins une fois par année la méthode et la nature de la divulgation de l'information financière et des prévisions de bénéfice fournies aux analystes et agences de notation;
 - g) au moins à chaque année, obtient et examine un rapport des vérificateurs externes décrivant les 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 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 en vue de régler ces questions et toutes les relations entre les vérificateurs externes et la société;
 - h) examine avec la haute direction, 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;

- i) examine au moins une fois par année 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;
- j) examine les plans de vérification des vérificateurs internes et externes de la société, y compris le degré de précision de ces plans et la coordination entre ces plans;
- k) 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;
- l) examine les plans de la direction concernant des modifications aux pratiques ou politiques comptables, ainsi que les répercussions financières de ces modifications;
- m) 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;
- n) 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;
- o) 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;
- p) 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, et approuve les objectifs généraux du régime et tout changement important au(x) régime(s) et en faire rapport au conseil au moins une fois par année;
- q) examine à chaque année la charte du service de vérification interne, examine avec les vérificateurs internes les procédures de contrôle interne de la société, la portée et les plans d'attribution du travail du groupe de vérification interne, la liste de vérifications annuelles des responsabilités du comité; examine le caractère adéquat des ressources et veille à ce que les vérificateurs internes aient libre accès à l'ensemble des fonctions, des dossiers, des biens et du personnel de la société, et informe les vérificateurs internes et la direction que les vérificateurs internes doivent avoir libre accès directement au comité à tout moment, et vice-versa;
- r) 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;
- s) 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, y compris l'utilisation de biens de la société; de même que les commandites, les dons et les contributions politiques annuelles de la société;
- t) 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 déposés auprès des autorités de réglementation en valeurs mobilières au sujet des lacunes importantes dans la conception ou le fonctionnement des contrôles internes ou des faiblesses importantes dans ces contrôles, et toute fraude concernant la direction ou d'autres employés qui ont un rôle important dans les contrôles internes de la société;
- u) examine les cas réels ou réputés de fraude, d'actes illégaux et de conflits d'intérêts;
- v) examine périodiquement et au moins une fois par année le code de déontologie de la société et s'enquiert auprès de la direction des politiques et pratiques en place propres à assurer la conformité, ainsi qu'auprès des vérificateurs internes et externes des dérogations aux codes de déontologie de la société qui ont été portées à leur attention, et les mesures prises en conséquence;

- w) 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;
- x) 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;
- y) prépare à chaque année un rapport du comité, notamment à l'intention des actionnaires, concernant le travail du comité au cours de l'exercice dans le cadre de ses responsabilités; et
- z) 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.

2. Gestion des risques

Précisément, le comité :

- a) approuve et supervise le procédé élaboré par la direction afin d'évaluer la connaissance générale du risque de la société et de déterminer les principaux risques, dans le but d'évaluer les répercussions possibles et mettre en œuvre les systèmes appropriés pour la gestion de ces risques;
- b) examine annuellement 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 d'établir que la direction :
 - A. a établi des stratégies commerciales appropriées qui tiennent compte des principaux risques cernés, et
 - B. a mis en œuvre et 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;
- c) examine la mise à jour trimestrielle par la direction de son évaluation des risques et de ses programmes de gestion;
- 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; 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 non assurés en découlant 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 à chaque année évalue leur rendement dans le cadre de ces rôles et responsabilités; et
- g) à chaque année, de concert avec la direction, fait rapport au conseil d'administration concernant :
 - A. les stratégies de la société par rapport au profil de risque global de la société;
 - B. la nature et l'ampleur de tous les risques importants;
 - C. les procédés, politiques, procédures et contrôles en place pour gérer ces risques importants; et

- D. l'efficacité globale des procédés de gestion des risques, y compris la mise en évidence des problèmes de gestion des risques et les mesures qui ont été ou qui seront prises pour régler ceux-ci.

3. Questions relatives au comité de la conformité à la législation

Le comité :

- a) informe le chef des services juridiques et le chef de la direction de tout rapport démontrant une violation importante des lois sur les valeurs mobilières applicables, une violation importante d'une obligation fiduciaire aux termes des lois applicables ou une violation importante similaire par la société ou par un dirigeant, un administrateur, un employé ou un représentant de la société, qui a été signalée au comité;
- b) détermine si une enquête est nécessaire en ce qui concerne un tel rapport;
- c) si le comité a déterminé qu'une enquête est nécessaire : i) avise le conseil, ii) amorce une enquête devant être effectuée soit par le chef des services juridiques de la société, soit par un conseiller juridique externe engagé par le comité et iii) a recours aux services d'autres experts que le comité estime nécessaires;
- d) à la conclusion de l'enquête : i) recommande, par un vote majoritaire, que la société prenne les mesures qui s'imposent et ii) informe le chef des services juridiques, le chef de la direction et le conseil des résultats de l'enquête et des mesures correctives pertinentes dont il recommande l'adoption;
- e) a le pouvoir et est chargé d'agir, par voie d'un vote majoritaire, et de prendre toutes les autres mesures pertinentes, y compris le pouvoir d'aviser, s'il y a lieu, les commissions des valeurs mobilières ou la Securities and Exchange Commission des États-Unis qui a compétence, si la société omet à tous égards importants de prendre les mesures pertinentes que le comité a recommandées à la société;
- f) adopte des méthodes écrites pour la réception, la conservation et l'examen confidentiel des rapports verbaux ou écrits reçus par le comité;
- g) présente au conseil un rapport relatif à toutes les questions de conformité à la législation dont il s'occupe;
- h) prend les mesures qui s'imposent afin que, dans la mesure du possible et de manière compatible avec ses obligations, les privilèges juridiques de la société soient protégés dans le cadre des activités du comité; et
- i) fait en sorte que ses activités soient confidentielles dans la mesure possible qui est compatible avec la réalisation d'une enquête exhaustive et équitable.

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 :

AAÉ, un arrangement d'achat d'électricité d'une durée initiale d'au moins cinq ans;

AAÉ de l'Alberta, un arrangement d'achat d'électricité mandaté par le gouvernement de l'Alberta;

AEUB, l'Alberta Energy and Utilities Board;

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^{er} 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; et

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.