



**TRANSALTA CORPORATION**  
**NOTICE ANNUELLE DE RENOUVELLEMENT 2012**  
**POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2011**

**Le 1<sup>er</sup> mars 2012**

## TABLE DES MATIÈRES

PRÉSENTATION DE L'INFORMATION .....	1
REMARQUE SPÉCIALE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS.....	1
DOCUMENTS INTÉGRÉS PAR RENVOI .....	2
STRUCTURE GÉNÉRALE DE LA SOCIÉTÉ.....	2
APERÇU.....	3
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ.....	5
ACTIVITÉS DE TRANSALTA.....	12
GESTION DES RISQUES ENVIRONNEMENTAUX.....	31
FACTEURS DE RISQUE.....	33
PERSONNEL.....	44
STRUCTURE DU CAPITAL .....	44
NOTATIONS.....	48
DIVIDENDES.....	49
ACTIONS ORDINAIRES .....	49
ACTIONS DE SÉRIE A .....	50
ACTIONS DE SÉRIE C .....	50
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES .....	50
ACTIONS ORDINAIRES .....	50
ACTIONS DE SÉRIE A .....	51
ACTIONS DE SÉRIE C .....	51
ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION.....	52
MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS	
DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES .....	62
PRÊTS AUX ADMINISTRATEURS ET AUX MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION .....	62
INTERDICTIONS D'OPÉRATIONS, FAILLITES, AMENDES OU SANCTIONS.....	62
CONFLITS D'INTÉRÊTS.....	63
POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI.....	63
AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES .....	64
INTÉRÊTS DES EXPERTS .....	64
RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES.....	64
COMITÉ D'AUDIT ET DES RISQUES .....	64
ANNEXE A CHARTE DU COMITÉ D'AUDIT 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 (« notice annuelle ») est donnée en date du 31 décembre 2011 ou pour l'exercice clos le 31 décembre 2011. Le 1<sup>er</sup> janvier 2011, nous avons adopté les Normes internationales d'information financière (« IFRS ») applicables aux entreprises canadiennes ayant une obligation d'information du public. Avant d'adopter les IFRS, nous suivions les principes comptables généralement reconnus du Canada (« PCGR du Canada » ou « nos PCGR antérieurs »). Toutes les sommes d'argent sont exprimées en dollars canadiens, à moins de mention contraire. Sauf incompatibilité avec le contexte, toutes les mentions de la « Société » et de « TransAlta », de même que du mot « nous » et de ses dérivés, renvoient dans les présentes à TransAlta Corporation et à ses filiales sur une base consolidée. Lorsque la mention de « TransAlta Corporation » est utilisée dans les présentes, elle renvoie à TransAlta Corporation sans comprendre ses filiales.

### REMARQUE SPÉCIALE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

La présente notice annuelle, les documents qui y sont intégrés par renvoi et les autres rapports et documents déposés auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières comprennent des énoncés prospectifs. Tous les énoncés prospectifs reposent sur nos croyances et nos hypothèses fondées sur l'information disponible au moment où les hypothèses ont été formulées et sur l'expérience de la direction et sa perception des tendances historiques, de la conjoncture actuelle et des faits nouveaux prévus ainsi que sur d'autres facteurs jugés appropriés dans les circonstances. Ces énoncés prospectifs ne sont pas des faits, mais seulement des prédictions et on les reconnaît généralement à l'emploi de termes tels que « pouvoir », « croire », « s'attendre à », « projeter », « avoir l'intention », « planifier », « prévoir », « éventuel », « permettre » ou « continuer » ou d'autres termes comparables et à l'emploi du mode conditionnel. De tels énoncés ne sont pas des garanties concernant notre rendement futur et sont soumis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui pourraient amener notre rendement réel à différer sensiblement de celui projeté.

Plus particulièrement, la présente notice annuelle renferme des énoncés prospectifs concernant ce qui suit : les attentes relatives aux dates d'achèvement et de mise en service des projets en chantier, y compris les accroissements de la puissance nominale des installations, ainsi que leurs coûts auxiliaires; les attentes relatives au résultat et aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles futurs; les estimations de l'état de l'offre et de la demande de combustibles et les coûts d'approvisionnement en combustible; nos dépenses estimatives consacrées à la croissance et au soutien des projets d'immobilisations; les attentes quant à la demande d'électricité à court et à long termes et son incidence sur les prix de l'électricité; les attentes quant à la disponibilité de capacité de production et à la production; les attentes relatives aux coûts d'exploitation et de maintenance et la fluctuation de ces coûts; le financement prévu de nos dépenses en immobilisations; les cadres réglementaires gouvernementaux et la législation prévus et leur incidence prévue sur nous, ainsi que les coûts liés au respect de ces règlements et de ces lois; notre stratégie commerciale et les risques qu'elle comporte; les estimations des taux d'imposition futurs et de la charge d'impôt future ainsi que le caractère adéquat des provisions pour impôt; les estimations comptables; les attentes quant à l'issue des créances fondées en droit ou des créances contractuelles existantes ou éventuelles; les attentes quant à la capacité d'accès aux marchés financiers à des conditions raisonnables; l'incidence de certaines opérations de couverture sur le résultat déclaré futur; l'incidence estimative de la variation des taux d'intérêt et de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain; et le contrôle de notre exposition au risque de liquidité.

Parmi les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur nos énoncés prospectifs, on compte les risques concernant : les fluctuations des prix et de la disponibilité des approvisionnements en combustible nécessaires à la production d'électricité et les fluctuations du prix de l'électricité; les cadres réglementaires et politiques dans les territoires où nous exerçons des activités; les exigences environnementales et les changements qui y sont apportés ou les responsabilités en découlant; l'évolution de la conjoncture économique, y compris la fluctuation des taux d'intérêt; les risques opérationnels liés à nos installations, y compris les interruptions imprévues dans ces centrales; les interruptions du transport et de la distribution de l'électricité; les répercussions des conditions météorologiques; les interruptions des sources d'approvisionnement en combustible, en eau ou en vent nécessaires à l'exploitation de nos centrales; les catastrophes naturelles; la menace de terrorisme et de cyberattaques au pays; les pannes de matériel; les risques liés aux opérations sur les produits énergétiques; le risque lié au secteur d'activité et la concurrence au sein de ce secteur; les fluctuations du change et les risques politiques à l'étranger; le besoin de financement supplémentaire; la subordination structurelle des titres; le risque de crédit de contrepartie; les garanties d'assurance; notre provision pour impôts sur le revenu; les poursuites judiciaires visant la Société; la dépendance envers le personnel clé; les questions de relations de travail; et les projets de mise en valeur et les acquisitions. Certains facteurs de risque sont décrits plus en détail sous la

rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle et dans les documents intégrés par renvoi dans la présente notice annuelle, y compris notre rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 ( « rapport de gestion annuel »).

Les lecteurs sont priés d'examiner ces facteurs attentivement dans le cadre de leur évaluation des énoncés prospectifs et sont avisés de ne pas se fier outre mesure à ces énoncés prospectifs. Les énoncés prospectifs compris dans le présent document ne sont formulés qu'à la date du présent document. Sauf dans la mesure où les lois applicables l'exigent, nous ne nous engageons pas à mettre ces énoncés prospectifs à jour publiquement en fonction de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou de tout autre facteur. Compte tenu de ces risques, incertitudes et hypothèses, les événements prospectifs pourraient prendre une ampleur différente ou se produire à un moment différent de ceux que nous décrivons ou pourraient ne pas se produire du tout. Nous ne pouvons vous garantir que les résultats et les événements projetés se matérialiseront.

## **DOCUMENTS INTÉGRÉS PAR RENVOI**

Les états financiers consolidés audités de TransAlta pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 et le rapport de gestion annuel connexe sont par les présentes expressément intégrés par renvoi dans la présente notice annuelle. Ces documents sont accessibles sur SEDAR, au [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

## **STRUCTURE GÉNÉRALE DE LA SOCIÉTÉ**

### **Dénomination et constitution**

TransAlta Corporation a été constituée par un certificat de fusion délivré en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* (« LCSA ») le 8 octobre 1992. Le 31 décembre 1992, un certificat de modification a été délivré relativement à un plan d'arrangement concernant TransAlta Corporation et TransAlta Utilities Corporation (« TransAlta Utilities » ou « TAU ») en vertu de la LCSA. Par suite du plan d'arrangement, qui a été approuvé par les actionnaires le 26 novembre 1992, les porteurs des actions ordinaires de TransAlta Utilities ont échangé leurs actions ordinaires contre des actions de TransAlta Corporation à raison d'une action pour une action. À la réalisation de l'arrangement, TransAlta Utilities est devenue une filiale en propriété exclusive de TransAlta Corporation.

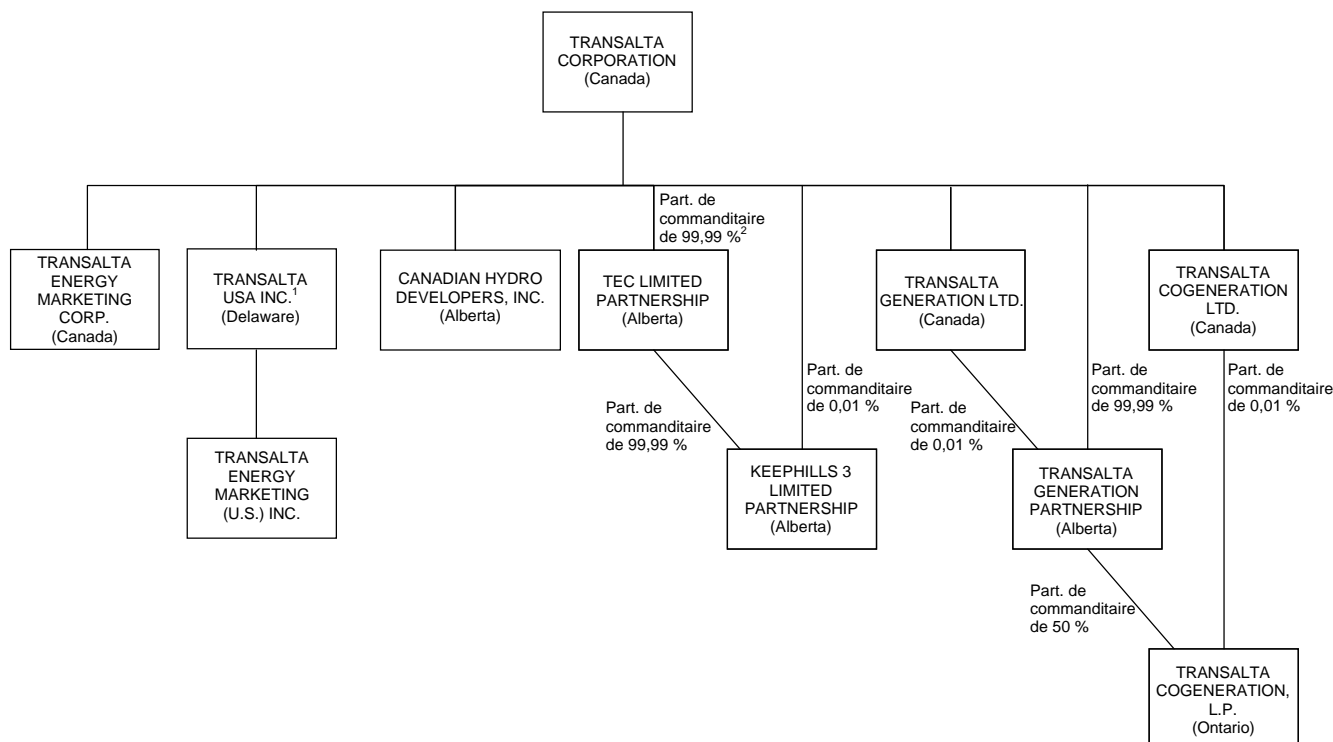
Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2009, TransAlta a achevé une restructuration (« restructuration ») aux termes de laquelle les actifs et affaires commerciales de TAU et de Corporation d'Énergie TransAlta (« Énergie TransAlta » or « CET ») (à l'exception des activités éoliennes) ont été transférées à TransAlta Generation Partnership, une nouvelle société en nom collectif de l'Alberta dont les associés sont TransAlta Corporation et TransAlta Generation Ltd., filiale en propriété exclusive de TransAlta Corporation. TransAlta Generation Partnership est gérée par TransAlta Corporation aux termes de la convention de société et d'une convention de services de gestion.

Tout de suite après le transfert d'actifs de TAU et de CET à TransAlta Generation Partnership, TransAlta Corporation a fusionné avec TAU, CET et Keephills 3 GP Ltd. aux termes de la LCSA. TransAlta Corporation demeure la société de portefeuille détenant les diverses entreprises de la Société, dont certaines sont maintenant détenues directement, dans le cas de certains actifs éoliens, et d'autres indirectement, dans le cas des anciens actifs et activités de production de TAU et de CET ainsi que des actifs et des activités de Canadian Hydro Developers, Inc. (« Canadian Hydro »). TransAlta a réalisé l'acquisition de Canadian Hydro le 4 novembre 2009.

TransAlta a modifié ses statuts le 7 décembre 2010 pour créer ses actions privilégiées de premier rang des séries A et B, puis le 23 novembre 2011 afin de créer les actions privilégiées de premier rang des séries C et D.

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

En date du 31 décembre 2011, les principales filiales de TransAlta Corporation ainsi que leurs territoires respectifs de constitution sont indiqués ci-après :



**Notes :**

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

**APERÇU**

TransAlta et ses sociétés devancières se consacrent à la production et à la vente d'énergie électrique depuis 1909. Nous sommes au nombre des plus grandes entreprises non réglementées de production d'électricité et de commercialisation d'énergie, notre participation globale nette atteignant 8 257 mégawatts (« MW ») de capacité de production<sup>1</sup>. Nous exploitons des centrales ayant une capacité de production globale de quelque 10 129 MW. En outre, nous avons des centrales en construction dans lesquelles notre participation nette atteint 129 MW de capacité de production, ce qui porte notre propriété nette totale à 8 386 MW de capacité de production dans des centrales qui ont ou qui auront une puissance totale de 10 258 MW. Nous sommes axés sur la production d'électricité au Canada, aux États-Unis et en Australie grâce à notre portefeuille diversifié de centrales alimentées au charbon, au gaz naturel, à l'énergie hydroélectrique, à l'énergie éolienne et à l'énergie géothermique. La diversité de notre alimentation en combustible nous protège contre une augmentation soudaine et inattendue du coût d'un combustible en particulier ou contre la nature imprévisible des débits d'eau et du vent.

Au Canada, nous détenons une participation nette de 6 107 MW de capacité de production d'électricité dans des centrales thermiques, au gaz naturel, à l'énergie éolienne et à l'énergie hydroélectrique, constituée de 4 775 MW dans l'Ouest canadien, de 1 040 MW en Ontario, de 167 MW au Québec et de 125 MW au Nouveau-Brunswick.

Aux États-Unis, nos principales centrales comprennent une centrale thermique de 1 340 MW et une centrale alimentée au gaz naturel de 248 MW, toutes deux situées à Centralia (Washington), qui fournissent de l'électricité à la région du nord-ouest du Pacifique. Nous détenons aussi une participation de 50 % dans CE Generation, LLC (« CE Generation »), qui nous donne une participation nette totale d'environ 385 MW de capacité de production d'électricité dans des centrales géothermiques en Californie et dans des centrales alimentées au gaz naturel dans les États du Texas, de

1) TransAlta mesure la capacité en tant que puissance maximale nette (« PMN ») qu'une unité peut soutenir pendant une période donnée, mesure qui est conforme aux normes de l'industrie. À moins d'indication contraire, toutes les données sur la capacité ou la puissance sont présentées à la date de la présente notice annuelle et représentent la capacité de production détenue et exploitée par TransAlta.

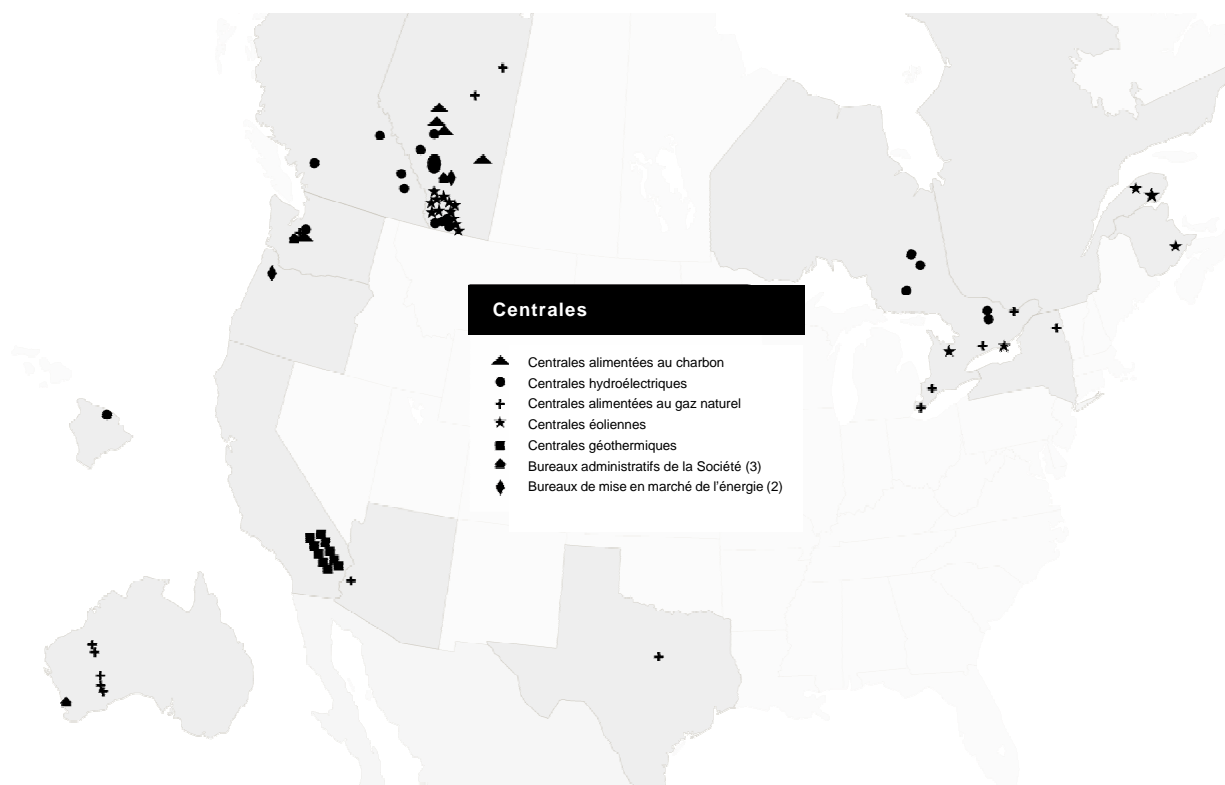
l'Arizona et de New York. De plus, nous avons une capacité de production d'électricité de 6 MW râce à des centrales hydroélectriques situées dans les États de Washington et d'Hawaï.

En Australie, nous détenons une capacité de production d'électricité nette de 300 MW dans des centrales alimentées au gaz naturel qui sont situées à l'emplacement des mines des clients.

Nous passons périodiquement en revue nos exploitations afin d'optimiser nos actifs de production et évaluons les possibilités de croissance appropriées de manière à maximiser leur valeur pour notre Société. Par le passé, nous avons apporté des changements et des ajouts à notre parc de centrales alimentées au charbon, au gaz naturel, à l'énergie hydraulique, à l'énergie éolienne et à l'énergie géothermique et nous pourrions le faire encore à l'avenir.

### Carte des exploitations de TransAlta

La carte suivante présente les exploitations de TransAlta en date du 31 décembre 2011.



## DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

TransAlta est organisée suivant trois secteurs d'activité : Production, Opérations sur les produits énergétiques<sup>1</sup> et Siège social. Le groupe de la production est responsable de la construction, de l'exploitation et de la maintenance de nos installations de production d'électricité. Le groupe des opérations sur les produits énergétiques est chargé des opérations de gros sur l'électricité et sur d'autres produits de base et instruments dérivés liés à l'énergie. Ce groupe s'occupe également de la gestion de la capacité de production disponible ainsi que des besoins en matière de combustible et de transport du secteur Production. Ces deux secteurs sont soutenus par un groupe du siège social qui fournit des services en matière de finances, de fiscalité, de droit, de réglementation, d'environnement, de trésorerie, de santé et sécurité, de développement durable, de communications d'entreprise, de relations avec le gouvernement et les investisseurs, d'approvisionnement, de technologies de l'information, de gestion du risque, de ressources humaines et d'audit interne ainsi que d'autres services administratifs, y compris des services en matière de conformité et de gouvernance.

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

### Faits récents

#### **Plan Premium Dividend™, réinvestissement des dividendes et achat facultatif d'actions ordinaires**

Le 21 février 2012, TransAlta Corporation a ajouté un volet Premium Dividend™ à son plan de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions. Le plan modifié et mis à jour, le plan Premium Dividend™, réinvestissement des dividendes et achat facultatif d'actions ordinaires, offre deux options aux actionnaires admissibles de TransAlta : i) réinvestir des dividendes avec un escompte actuel de 3 % (pouvant être de 0 à 5 % à la discrétion du conseil d'administration) par rapport au cours du marché moyen en vue de l'achat de nouvelles actions de TransAlta (le volet Réinvestissement des dividendes) ou ii) recevoir un paiement en espèces égal à 102 % des dividendes, soit un paiement en espèces avec prime (le volet Premium Dividend™).

Les actionnaires admissibles qui participent soit au volet Réinvestissement des dividendes, soit au volet Premium Dividend™ pourront également acheter de nouvelles actions avec un escompte par rapport au cours du marché moyen aux termes du volet Paiement en espèces facultatif (volet PEF) du plan en investissant directement jusqu'à 5 000,00 \$ par trimestre. L'escompte applicable aux termes du volet PEF est également fixé de temps à autre par le conseil et il est actuellement établi à 3 %.

Les actionnaires admissibles ne sont pas obligés de participer au plan. Ceux qui ont décidé ou qui sont réputés avoir décidé de ne pas y participer continueront de toucher leurs dividendes en espèces trimestriels de la manière habituelle.

Pour participer au plan, les actionnaires admissibles doivent être des résidents du Canada. Les résidents des États-Unis ou la personne qui est considérée comme une « personne américaine » (*U.S. Person*) en vertu de la législation en valeurs mobilières américaine applicable ne peuvent participer au plan. Les actionnaires qui sont des résidents d'un autre territoire que le Canada (et les États-Unis) ne peuvent participer au plan que si les lois du territoire où ils résident le leur permettent et à la condition que TransAlta soit convaincue, ce dont elle est seule juge, que ces lois n'imposent pas des obligations juridiques ou réglementaires additionnelles au plan, à TransAlta, à l'agent responsable du plan ou au courtier responsable du plan.

---

1) Notre secteur Opérations sur les produits énergétiques était appelé « Activités commerciales et expansion » dans nos notices annuelles antérieures.

### **Présidente et chef de la direction**

Le 2 janvier 2012, Dawn Farrell est devenue notre présidente et chef de la direction, à la suite de la retraite de Steve Snyder le 1<sup>er</sup> janvier 2012, comme l'annonce en avait été faite le 27 juillet 2011. À la date de sa nomination, M<sup>me</sup> Farrell a également été nommée membre du conseil d'administration (« conseil »).

## **Production et expansion des affaires**

### **2011**

#### **MF Global Inc.**

En octobre 2011, MF Global Holdings Ltd. a demandé la protection de la loi sur les faillites aux États-Unis. MF Global Holdings Ltd. est la société mère de MF Global Inc., dont nous utilisons les services comme maison de courtage pour certaines opérations sur produits de base. MF Global Inc. n'a pas déposé son bilan, mais, en vertu de la *Securities Investor Protection Act* des États-Unis, la Securities Investor Protection Corp. supervise la liquidation de ce courtier afin de rendre leurs actifs aux clients. Un syndic a été nommé afin de gérer et de liquider les actifs de MF Global Inc. et de remettre aux clients leurs garanties financières. Une partie considérable de nos garanties financières garantissent des opérations sur contrats à terme étrangères et se seraient trouvées dans des comptes établis au Royaume-Uni et font l'objet d'un litige entre le syndic américain et l'administrateur du Royaume-Uni. Nous avons des garanties financières d'environ 36 M\$ auprès de MF Global Inc. et, vu l'incertitude du recouvrement, nous avons inscrit une provision de 18 M\$ à l'égard des garanties financières qui avaient été déposées. Le montant net de ces garanties financières a été reclassé parmi les actifs à long terme.

#### **Interruption à l'unité 3 de la centrale de Genesee**

Le 11 novembre 2011, l'unité 3 de la centrale de Genesee, d'une puissance de 466 MW, détenue en coentreprise avec Capital Power Corporation (« Capital Power ») (participation nette de 233 MW), a subi une interruption non planifiée qui a causé des dommages aux paliers de turbine-alternateur. L'unité 3 de la centrale de Genesee a été remise en service le 15 janvier 2012.

#### **Unité 3 de la centrale de Keephills**

Le 1<sup>er</sup> septembre 2011, l'unité 3 de 450 MW de notre centrale thermique de Keephills, dans laquelle nous détenons une participation de 50 %, a commencé ses activités commerciales. Le coût total du projet s'est chiffré à environ 1,98 G\$, notre part s'élevant à 50 %.

#### **Vente de la centrale de Grande Prairie**

Le 27 juillet 2011, nous avons signé une convention de vente de notre participation dans la centrale alimentée à la biomasse située à Grande Prairie. La clôture de cette opération a eu lieu le 1<sup>er</sup> octobre 2011.

#### **Interruption à l'unité 3 de la centrale de Sundance**

Le 7 juin 2010, nous avons annoncé une interruption des activités de l'unité 3 de notre centrale thermique de Sundance, de 353 MW, située à Wabamun (Alberta), en raison de la défaillance mécanique de composants critiques de la génératrice. Par suite de cet incident, nous avons donné un avis d'événement à faible probabilité et à incidence élevée (*High Impact Low Probability* ou « FPIE ») et demandé une dispense pour cas de force majeure en vertu du contrat d'achat d'énergie (« CAE ») de la centrale de Sundance B3. Depuis, nous avons inscrit une charge après impôts de 16 M\$, soit 50 % des pénalités calculées en vertu du CAE, en attendant le règlement de cette question.

Le 20 octobre 2010, le Balancing Pool de l'Alberta, entité établie par le gouvernement de l'Alberta (« Balancing Pool »), a confirmé notre conclusion selon laquelle cette défaillance mécanique remplissait les critères relatifs à un événement FPIE en vertu du CAE. Par la suite, le 5 juillet 2011, le Balancing Pool a déclaré annuler sa décision antérieure. Aucune de ces mesures ne constitue une décision concluante de survenance d'un cas de force majeure ni ne règle définitivement le différend. La direction demeure d'avis qu'il s'agit à la fois d'un FPIE et d'un cas de force majeure et que ces questions seront résolues en faveur de TransAlta. L'audience d'arbitrage a été fixée à mai 2012. En attendant le règlement de cette question, nous devons peut-être payer aux acheteurs visés par un CAE les pénalités calculées conformément au CAE et inscrire une charge additionnelle de 16 M\$ au résultat. Le résultat n'est pas touché autrement pour l'instant,



puisque la centrale fonctionne à pleine capacité. L'unité pourra être exploitée de cette manière tant que notre dispositif de surveillance indiquera qu'elle peut fonctionner de manière sûre, sous réserve des dispositions du contrat, de la conjoncture des marchés et des autres exigences d'exploitation. L'importante maintenance de cette centrale qui a été annoncée antérieurement demeure prévue pour le milieu de 2012.

#### **Centrale de Bone Creek**

Le 1<sup>er</sup> juin 2011, notre centrale hydroélectrique de Bone Creek, de 19 MW, a commencé ses activités commerciales. Le coût en capital total du projet s'est élevé à environ 52 M\$.

#### **Centrale au charbon de Centralia**

Le 26 avril 2010, nous avons annoncé la signature d'un protocole d'entente (« protocole d'entente ») avec l'État de Washington en vue d'amorcer les pourparlers relatifs à l'élaboration d'un engagement de réduction importante des émissions de gaz à effet de serre (« GES ») de la centrale thermique de Centralia et à la fourniture d'une puissance de remplacement d'ici 2025. Le protocole d'entente reconnaît aussi la nécessité de protéger la valeur que représente la centrale thermique de Centralia pour nos actionnaires.

Le 6 mai 2011, le projet de loi 5769 du Sénat (« projet de loi ») a été promulgué dans l'État de Washington. Le projet de loi et un protocole d'accord connexe (« protocole d'accord »), qui a été signé le 23 décembre 2011, fournissent un cadre de transition pour l'abandon de l'alimentation au charbon de notre centrale de Centralia d'ici 2025. Le projet de loi et le protocole d'accord comportent des éléments clés ayant trait, notamment, au calendrier de fermeture des unités et à la suppression de restrictions concernant les modalités des contrats d'énergie que nous pouvons conclure.

#### **Vente de la centrale de Meridian**

Le 1<sup>er</sup> avril 2011, TransAlta Cogeneration, L.P. (« TA Cogen »), filiale appartenant à 50,01 % à TransAlta, a clôturé la vente de sa participation de 50 % dans la centrale de Meridian. La vente a pris effet le 1<sup>er</sup> janvier 2011.

#### **Projet de New Richmond**

Le 28 mars 2011, nous avons annoncé que nous avons reçu l'approbation du gouvernement du Québec relativement à la construction du parc éolien de 68 MW de New Richmond, situé en Gaspésie. Le projet de New Richmond est l'objet d'un contrat d'approvisionnement en électricité de 20 ans conclu avec Hydro-Québec Distribution. Le coût du projet est estimé à environ 205 M\$ et les activités commerciales devraient commencer au quatrième trimestre de 2012.

#### **Fermeture de l'unité 1 et de l'unité 2 de la centrale de Sundance**

En décembre 2010, l'unité 1 et l'unité 2 de notre centrale alimentée au charbon de Sundance ont été fermées en raison de l'état observé des chaudières des deux unités. De ce fait, les 560 MW produits par les deux unités, dotées d'un potentiel de production de 4 906 gigawattheures (« GWh »), n'étaient pas disponibles au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2011.

Nous exerçons tous les recours que nous offre le CAE par suite de ces événements. D'abord, aux termes du CAE relatif à ces unités, nous avons avisé l'acheteur visé par le CAE et le Balancing Pool de l'existence d'un cas de force majeure. Dans la mesure où les critères fixés dans le CAE pour l'existence d'un cas de force majeure sont respectés, nous estimons avoir le droit de toucher nos paiements relatifs à la capacité aux termes du CAE et être protégés contre toute pénalité relative au manque de disponibilité des unités et, par conséquent, nous ne prévoyons pas d'effet défavorable important sur nos résultats d'exploitation. Ensuite, le 8 février 2011, nous avons donné un avis de résiliation pour démantèlement à l'égard des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance aux termes du CAE. Cette mesure était fondée sur le fait que nous avons déterminé que l'état des chaudières était tel que ces unités ne pouvaient pas être remises en service de façon économique conformément aux modalités du CAE. Dans la mesure où les critères fixés dans le CAE pour la résiliation pour démantèlement sont respectés, nous estimons avoir le droit de recouvrer la valeur comptable nette précisée dans le CAE et, de ce fait, ne prévoyons aucune incidence financière importante.

Le 18 février 2011, l'acheteur visé par le CAE a donné avis de son intention de contester l'avis de cas de force majeure et de résiliation pour démantèlement et de poursuivre le processus de règlement des différends prévus

dans le CAE. La procédure d'arbitrage en vue du règlement du différend, qui liera les parties, est en cours. Le groupe d'arbitres a déterminé des dates en mars et en avril 2012 pour l'audition de ces demandes et a indiqué que sa décision serait rendue au milieu de 2012. Aucune garantie ne peut être donnée quant à la chronologie ou à l'issue finale de ces affaires.

## **2010**

### **Kent Hills 2**

Le 21 novembre 2010, l'agrandissement de 54 MW de notre centrale éolienne de Kent Hills, située à quelque 33 kilomètres au sud-ouest de Moncton, au Nouveau-Brunswick, a commencé à être exploité commercialement dans le respect du budget et en avance par rapport à l'échéancier. L'agrandissement a porté la puissance existante de la centrale à 150 MW. Le coût total du projet s'est élevé à environ 100 M\$. Natural Forces Technologies, Inc. (« Natural Forces ») a exercé son option d'achat d'une participation de 17 % dans le projet de Kent Hills 2 après le démarrage des activités commerciales en contrepartie d'un produit de 15 M\$ basé sur les coûts engagés en 2010.

### **Ardenville**

Le 10 novembre 2010, notre parc éolien de 69 MW d'Ardenville a commencé ses activités commerciales dans le respect du budget et en avance par rapport à l'échéancier. Le coût total du projet s'est élevé à environ 135 M\$.

### **Accroissement de la puissance nominale de l'unité 3 de la centrale de Sundance**

Le 29 octobre 2010, nous avons annoncé que nous procédions à l'accroissement, à raison de 15 MW, de la puissance nominale de l'unité 3 de notre centrale de Sundance, en Alberta. Le coût en capital total du projet est estimé à 27 M\$ et les activités commerciales devraient débuter au quatrième trimestre de 2012.

### **Mise hors service de la centrale de Wabamun**

Le 1<sup>er</sup> avril 2010, nous avons annoncé qu'après 54 ans, nous avons mis entièrement hors service toutes les unités de notre centrale de Wabamun. Le 31 mars 2010, la dernière unité en exploitation a mis fin à ses activités commerciales. Au cours des prochaines années, nous achèverons les travaux de restauration et de remise en état de l'emplacement de la centrale de Wabamun, travaux qui ont été approuvés par le gouvernement de l'Alberta.

### **Summerview 2**

Le 23 février 2010, notre parc éolien de Summerview 2, de 66 MW, a commencé ses activités commerciales dans le respect du budget et en avance par rapport à l'échéancier. Le coût total du projet s'est élevé à environ 118 M\$.

## **2009**

### **Acquisition de Canadian Hydro**

Le 4 novembre 2009, nous avons réalisé l'acquisition, par l'intermédiaire d'une filiale en propriété exclusive, de la totalité des actions ordinaires émises et en circulation de Canadian Hydro moyennant une contrepartie en espèces totale de 755,0 M\$. À la clôture de l'acquisition, Canadian Hydro exploitait des centrales éoliennes, hydroélectriques et alimentées à la biomasse de 694 MW en Colombie-Britannique, en Alberta, en Ontario et au Québec.

### **Blue Trail**

Le 2 novembre 2009, notre parc éolien de Blue Trail a commencé ses activités commerciales dans le respect du budget et en avance de un mois par rapport à l'échéancier. Le parc de 66 MW se trouve au sud-ouest de Fort MacLeod, dans le sud de l'Alberta.

### **Contrat relatif à la centrale de Sarnia**

En date du 30 septembre 2009, nous avons signé un nouveau contrat à long terme avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO ») pour notre centrale de cogénération alimentée au gaz naturel de la région de Sarnia. Le contrat est fondé sur la puissance et sa durée prend fin le 31 décembre 2025. Même si les modalités précises du contrat sont confidentielles, l'OEO a indiqué qu'il était comparable aux autres ententes semblables signées par l'OEO.

### **Importants programmes de maintenance**

Le 20 mai 2009, nous avons annoncé le devancement, au deuxième et au troisième trimestres de 2009, d'un important arrêt d'entretien, qui devait avoir lieu à l'unité 3, de 353 MW, de notre centrale de Sundance au deuxième trimestre de 2010.

### **Réduction de la puissance nominale de l'unité 4 de la centrale de Sundance**

Le 10 février 2009, nous avons signalé que l'unité 4, de 406 MW, de la centrale de Sundance avait subi une interruption non planifiée en décembre 2008 en raison de la défaillance d'un ventilateur de tirage. La puissance nominale de l'unité a alors été réduite à environ 205 MW. La réparation des composants du ventilateur par l'équipementier a pris plus de temps que prévu, de sorte que l'unité 4 n'a été entièrement remise en service que le 23 février 2009. En raison de cette réduction de puissance prolongée, la production du premier trimestre de 2009 a diminué de 328 gigawattheures (« GWh »). Le 27 avril 2009, le Balancing Pool a rejeté notre affirmation selon laquelle cette interruption devait être considérée comme un cas de force majeure FPIE. Conformément à la législation régissant le CAE, nous étions tenus de payer les amendes liées à la réduction de puissance. Nous avons réglé ce litige au troisième trimestre de 2009 et les modalités du règlement sont confidentielles.

### **Accroissements de la puissance nominale des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills**

Le 29 janvier 2009, nous avons annoncé l'accroissement, à raison de 46 MG (23 MW par unité), de la puissance nominale de l'unité 1 et de l'unité 2 de notre centrale de Keephills, en Alberta. La puissance de chacune des unités 1 et 2 de Keephills sera portée à 406 MW. Le coût en capital total estimatif des projets est estimé à 68 M\$ et les activités commerciales devraient commencer aux deux unités vers la fin de 2012.

## **Questions liées à la Société**

### **2011**

#### **Vente d'actions privilégiées**

Le 30 novembre 2011, nous avons émis des actions privilégiées de premier rang à taux rajustable et à dividende cumulatif de 4,60 %, rachetables, de série C d'un capital de 275 M\$ pour un produit net de 267,2 M\$.

#### **Changements au poste de président et chef de la direction et au sein du conseil d'administration**

Le 27 juillet 2011, nous avons annoncé que le président et chef de la direction, Steve Snyder, prendrait sa retraite le 1<sup>er</sup> janvier 2012 et que Dawn Farrell, chef de l'exploitation de TransAlta, lui succéderait au poste de président et chef de la direction le 2 janvier 2012.

Le 18 juillet 2011, M. Yakout Mansour a été nommé membre de notre conseil. M. Mansour, ingénieur et Fellow de l'Institute of Electrical and Electronics Engineers, a pris sa retraite récemment du poste de président et chef de la direction de la California Independent System Operator Corporation.

Le 24 février 2011, le conseil a annoncé que l'ambassadeur Gordon D. Giffin, à la condition qu'il soit réélu à notre assemblée annuelle des actionnaires, succéderait à Donna Soble Kaufman, dont les deux mandats consécutifs de trois ans à titre de présidente du conseil devaient expirer le 28 avril 2011.

## 2010

### **Vente d'actions privilégiées**

Le 10 décembre 2010, nous avons émis des actions privilégiées de premier rang à taux rajustable et à dividende cumulatif de 4,60 %, rachetables, série A d'un capital de 300 M\$ pour un produit net de 291,2 M\$.

### **Projet Pioneer**

Le 14 octobre 2009, les gouvernements fédéral et provinciaux ont annoncé que notre projet de CSC, le projet Pioneer, recevrait un financement engagé de plus de 750 M\$. Le financement est octroyé dans le cadre du Fonds pour l'énergie propre de 1 G\$ du gouvernement du Canada et de l'initiative de CSC de 2 G\$ du gouvernement de l'Alberta. Ce financement appuiera la réalisation d'une étude d'ingénierie et de conception préliminaire (« EICP ») visant à déterminer la viabilité du projet. Cette étude devrait coûter 20 M\$, dont 10 M\$ proviendront du gouvernement fédéral, 5 M\$, du gouvernement provincial et 5 M\$ de TransAlta et de ses partenaires du secteur de l'énergie Alstom Canada Inc., Capital Power et Enbridge Inc. La construction de l'installation, si l'étude l'appuie comme prévu, devrait démarrer en 2015. Nous sommes l'associé chargé de la gestion du partenariat mixte entre le gouvernement et l'industrie. Le projet Pioneer a tout d'abord été annoncé le 3 avril 2008 à titre d'entente conclue avec Alstom Canada visant la mise en œuvre du projet de CSC de un million de tonnes par année à l'une des centrales albertaines alimentées au charbon de TransAlta.

Le 28 novembre 2010, nous avons annoncé que le Global Carbon Capture and Storage Institute avait octroyé 5 M\$ AU à TransAlta afin de partager dans le monde entier les connaissances tirées du projet Pioneer, le premier projet entièrement intégré de CSC réalisé au Canada qui comportait la réhabilitation d'une centrale alimentée au charbon. Le financement aidera le projet Pioneer à la fois à contribuer et à accéder à la recherche internationale et aux connaissances de pointe provenant d'un groupe de discussion mondial sur le CSC.

### **Réglementation environnementale**

Le 23 juin 2010, nous avons répondu à la récente annonce du gouvernement fédéral concernant une politique obligeant l'élimination progressive de la production d'électricité alimentée au charbon au Canada. Suivant la proposition d'Ottawa, les sociétés d'énergie devraient fermer leurs centrales alimentées au charbon après 45 années de service ou à l'échéance de leurs CAE, s'il s'agit d'une date ultérieure. Les sociétés ne pourraient pas faire d'investissements en vue de prolonger la durée de vie de ces centrales, à moins que les niveaux d'émission ne puissent être réduits à des niveaux équivalents à ceux d'une centrale à cycle combiné au gaz naturel.

### **Chef des finances**

Le 18 juin 2010, nous avons annoncé la nomination de Brett Gellner au poste de chef des finances, en remplacement de Brian Burden, qui a pris sa retraite de TransAlta. M. Burden a assisté M. Gellner pendant la période de transition jusqu'au 30 septembre 2010.

### **Plan de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (« PRDAA »)**

Le 29 avril 2010, conformément aux dispositions de notre PRDAA, le conseil a approuvé l'émission d'actions non encore émises avec un escompte de 3 % par rapport au cours moyen pondéré des actions négociées à la Bourse de Toronto les cinq derniers jours précédant la date de versement du dividende.

### **Placement de billets de premier rang**

Le 12 mars 2010, nous avons émis des billets de premier rang 6,50 % d'un capital de 300 M\$ US échéant le 15 mars 2040 pour un produit net de 293,3 M\$ US.

## 2009

### **Placements de billets à moyen terme**

Le 18 novembre 2009, nous avons émis des billets à moyen terme 6,4 % d'un capital de 400 M\$ échéant le 18 novembre 2019 pour un produit net de 397,2 M\$.

Le 29 mai 2009, nous avons émis des billets à moyen terme 6,45 % d'un capital de 200 M\$ échéant le 29 mai 2014 pour un produit net de 198,9 M\$.

**Placement de billets de premier rang**

Le 13 novembre 2009, nous avons émis des billets de premier rang 4,75 % d'un capital de 500 M\$ US échéant le 15 janvier 2015 pour un produit net de 495,9 M\$ US.

**Vente d'actions ordinaires**

Le 5 novembre 2009, nous avons réalisé un placement public de 20 522 500 actions ordinaires au prix de 20,10 \$ l'action ordinaire, donnant lieu à un produit net de 396,0 M\$.

**Augmentation du dividende trimestriel**

Le 29 janvier 2009, notre conseil a déclaré un dividende trimestriel de 0,29 \$ par action ordinaire, payable le 1<sup>er</sup> avril 2009 aux porteurs inscrits le 1<sup>er</sup> mars 2009. Il s'agissait d'une augmentation de 0,02 \$ par action du dividende trimestriel, procurant un dividende annualisé de 1,16 \$ par action.

## ACTIVITÉS DE TRANSALTA

### Secteur Production

Notre secteur Production est chargé de la construction, de l'exploitation et de la maintenance de nos centrales de production d'électricité. Le tableau ci-dessous présente de façon sommaire nos centrales en exploitation, en construction ou mises en valeur au 31 décembre 2011. Les rubriques suivantes fournissent de plus amples renseignements sur les centrales par régions et par types de combustible.

<b>Ouest du Canada</b>						
<b>Centrale</b>	<b>Puissance brute (MW)<sup>1</sup></b>	<b>Propriété (%)</b>	<b>Puissance détenue nette<sup>1</sup></b>	<b>Combustible</b>	<b>Source de produits</b>	<b>Date d'expiration du contrat</b>
Sundance <sup>2,3</sup>	1 581	100	1 581	Charbon	CAE de l'Alberta / Marchands <sup>3</sup>	2020
Keephills <sup>4</sup>	812	100	812	Charbon	CAE de l'Alberta / Marchands <sup>4</sup>	2020
Keephills 3	450	50	225	Charbon	Marchands	-
Sheerness	780	25	195	Charbon	CAE de l'Alberta	2020
Genesee 3	466	50	233	Charbon	Marchands	-
Fort Saskatchewan	118	30	35	Gaz naturel	Contrat à long terme (« CLT »)	2019
Poplar Creek	356	100	356	Gaz naturel	CLT/Marchands	2024
Blue Trail	66	100	66	Vent	Marchands	-
Castle River <sup>5</sup>	44	100	44	Vent	CLT/Marchands	2011
Cowley North	20	100	20	Vent	Marchands	-
Cowley Ridge	21	100	21	Vent	Marchands	-
Macleod Flats	3	100	3	Vent	Marchands	-
McBride Lake	75	50	38	Vent	CLT	2023
Sinnott	7	100	7	Vent	Marchands	-
Soderglen	71	50	35	Vent	Marchands	-
Summerview 1 <sup>6</sup>	70	100	70	Vent	Marchands	-
Summerview 2	66	100	66	Vent	Marchands	-
Ardenville	69	100	69	Vent	Marchands	-
Akolkolex	10	100	10	Hydraulique	CLT	2015
Barrier	13	100	13	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2020
Bearspaw	17	100	17	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2020
Belly River	3	100	3	Hydraulique	Marchands	-
Big Horn	120	100	120	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2020
Bone Creek	19	100	19	Hydraulique	CLT	2031
Brazeau	355	100	355	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2020
Cascade	36	100	36	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2020
Ghost	51	100	51	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2020
Horseshoe	14	100	14	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2020
Interlakes	5	100	5	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2020
Kananaskis	19	100	19	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2020
Pingston	45	50	23	Hydraulique	CLT	2023
Pocaterra	15	100	15	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2013
Rundle	50	100	50	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2020
Spray	103	100	103	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2020
St. Mary	2	100	2	Hydraulique	Marchands	-
Taylor Hydraulique	13	100	13	Hydraulique	Marchands	-
Three Sisters	3	100	3	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2020
Upper Mamquam	25	100	25	Hydraulique	CLT	2025
Waterton	3	100	3	Hydraulique	Marchands	-
<b>Total • Ouest du Canada</b>	<b>5 996</b>		<b>4 775</b>			

<b>Est du Canada</b>						
<b>Centrale</b>	<b>Puissance brute (MW)<sup>1</sup></b>	<b>Propriété (%)</b>	<b>Puissance détenue nette<sup>1</sup></b>	<b>Combustible</b>	<b>Source de produits</b>	<b>Date d'expiration du contrat</b>
Mississauga	108	50	54	Gaz naturel	CLT	2018
Ottawa	68	50	34	Gaz naturel	CLT	2013
Sarnia <sup>7</sup>	506	100	506	Gaz naturel	CLT	2022-2025
Windsor	68	50	34	Gaz naturel	CLT/Marchands	2016
Kent Hills	150	83	125	Vent	CLT	2033-2035
Le Nordais	99	100	99	Vent	CLT	2033
New Richmond <sup>8</sup>	68	100	68	Vent	CLT	2031
Melancthon	200	100	200	Vent	CLT	2026-2028
Wolfe Island	198	100	198	Vent	CLT	2029
Appleton	1	100	1	Hydraulique	CLT	2030
Galetta	2	100	2	Hydraulique	CLT	2030
Misema	3	100	3	Hydraulique	CLT	2027
Moose Rapids	1	100	1	Hydraulique	CLT	2030
Ragged Chute	7	100	7	Hydraulique	Marchands	-
<b>Total • Est du Canada</b>	<b>1 479</b>		<b>1 332</b>			

<b>États-Unis</b>						
<b>Centrale</b>	<b>Puissance brute (MW)<sup>1</sup></b>	<b>Propriété (%)</b>	<b>Puissance détenue nette<sup>1</sup></b>	<b>Combustible</b>	<b>Source de produits</b>	<b>Date d'expiration du contrat</b>
Centralia <sup>9</sup>	1 340	100	1 340	Charbon	Marchands	-
Centrale au gaz naturel de Centralia	248	100	248	Gaz naturel	Marchands	-
Power Resource	212	50	106	Gaz naturel	Marchands	-
Saranac	240	37.5	90	Gaz naturel	Marchands	-
Yuma	50	50	25	Gaz naturel	CLT	2024
Centrales géothermiques d'Imperial Valley <sup>10</sup>	327	50	164	Énergie géothermique	CLT	2016-2029
Skookumchuck <sup>11</sup>	1	100	1	Hydraulique	CLT	2020
Wailuku	10	50	5	Hydraulique	CLT	2023
<b>Total • États-Unis</b>	<b>2 428</b>		<b>1 979</b>			

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

<b>TOTAL</b>	<b>10 258</b>		<b>8 386</b>			
--------------	---------------	--	--------------	--	--	--

**Notes :**

- 1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche. La puissance comprend tous les actifs de production (activités de production, location-financement et placements en titres de capitaux propres).
- 2) Se reporter à la rubrique « Production et expansion des affaires » dans la présente notice annuelle pour obtenir de plus amples renseignements concernant le démantèlement de nos unités 1 et 2 de Sundance.
- 3) La puissance renvoie respectivement à des accroissements de la puissance nominale de 15 MW (mise en valeur), de 53 MW, de 53 MW et de 44 MW aux unités 3, 4, 5 et 6.
- 4) La puissance comprend deux accroissements de la puissance nominale de 23 MW aux unités 1 et 2, qui devraient être opérationnelles commercialement en 2012.
- 5) Comprend sept turbines supplémentaires à d'autres emplacements.
- 6) Comprend deux centrales.
- 7) La PMN de 575 MW de Sarnia a été rajustée en raison de la mise hors service de certains équipements de la centrale.
- 8) Cette centrale est actuellement mise en valeur.

- 9) La PMN de 1 404 MW de la centrale thermique de Centralia a été réduite afin de tenir compte de la production inférieure de la centrale par suite de sa conversion en centrale de combustion du charbon du bassin hydrographique de la Powder River.
- 10) Comprend dix centrales.
- 11) Cette centrale est utilisée afin de fournir un approvisionnement en eau fiable à nos autres centrales situées à Centralia.
- 12) Comprend quatre centrales.

## Canada : Ouest du Canada

### Centrales thermiques

Le tableau ci-dessous présente nos centrales de production thermique de l'Ouest du Canada :

Emplacement	Province	Centrale	Puissance (MW)	Propriété (%)	Dates de mise en service	Date d'expiration du contrat
Sundance <sup>1</sup>	AB	Unité n° 3 de Sundance <sup>2</sup>	368	100	1976	2020
	AB	Unité n° 4 de Sundance	406	100	1977	2020
	AB	Unité n° 5 de Sundance	406	100	1978	2020
	AB	Unité n° 6 de Sundance	401	100	1980	2020
Keephills	AB	Unité n° 1 de Keephills <sup>3</sup>	406	100	1983	2020
	AB	Unité n° 2 de Keephills <sup>3</sup>	406	100	1984	2020
	AB	Unité n° 3 de Keephills	450	50	2011	-
Sheerness	AB	Unité n° 1 de Sheerness	390	25	1986	2020
	AB	Unité n° 2 de Sheerness	390	25	1990	2020
Genesee	AB	Unité n° 3 de Genesee	466	50	2005	-
<b>Total</b>			<b>4 089</b>			

#### Notes :

- 1) Se reporter à la rubrique « Production et expansion des affaires » de la présente notice annuelle pour obtenir de plus amples renseignements concernant le démantèlement de nos unités 1 et 2 de Sundance.
- 2) Comprend un accroissement de la puissance nominale de 15 MW, qui devrait être opérationnel commercialement en 2012.
- 3) Comprend deux accroissements de la puissance nominale de 23 MW aux unités 1 et 2, qui devraient être opérationnels commercialement en 2012.

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

Une mine de charbon exploitée par enlèvement du terrain de couverture, située tout près de nos centrales thermiques de l'Ouest canadien, comble les besoins en combustible de celles-ci. Nous possédons la mine de Highvale, qui approvisionne les centrales de Sundance et de Keephills en charbon; toutefois, TransAlta a conclu un contrat avec Prairie Mines & Royalties Limited (« PMRL ») aux termes duquel cette dernière se charge de l'exploitation, de la remise en état et des travaux connexes à la mine de Highvale. Nous estimons que les réserves de charbon récupérables de cette mine devraient être suffisantes pour répondre aux besoins prévus pour la durée des centrales qu'elle dessert, y compris l'exploitation après l'expiration des CAE et l'agrandissement possible des centrales. Nous possédons également la mine de Whitewood, qui approvisionnait auparavant en charbon la centrale de Wabamun, maintenant hors service. La mine de Whitewood n'est plus en service et nous avons terminé la remise en état de l'emplacement conformément aux exigences d'Environnement Alberta.

Le charbon servant à la centrale de Sheerness lui est fourni par la mine de Sheerness avoisinante. Les réserves de charbon de cette mine sont détenues en propriété, louées ou contrôlées conjointement par TA Cogen, ATCO Power et PMRL. TA Cogen et ATCO Power ont conclu des ententes d'approvisionnement en charbon avec PMRL, l'exploitante de la mine, pour l'approvisionnement en charbon jusqu'en 2026.



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

La construction du projet énergétique de Keephills 3 a débuté le 26 février 2007. Par l'intermédiaire de Keephills 3 Limited Partnership (« K3LP »), TransAlta et Capital Power détiennent la propriété de Keephills 3 à parts égales, Capital Power ayant été chargée de la construction et TransAlta étant responsable de la gestion de la coentreprise. L'installation de Keephills 3 a commencé ses activités commerciales le 1<sup>er</sup> septembre 2011. Elle est exploitée conjointement par TransAlta et Capital Power. Chaque associé répartit et commercialise de façon indépendante sa part de la production d'électricité de l'unité. Nous approvisionnons celle-ci en charbon grâce à notre mine de Highvale.

#### *Centrales alimentées au gaz naturel*

Le tableau ci-dessous présente nos centrales alimentées au gaz naturel de l'Ouest du Canada :

<b>Emplacement</b>	<b>Province</b>	<b>Centrale</b>	<b>Puissance (MW)</b>	<b>Propriété (%)</b>	<b>Dates de mise en service</b>	<b>Date d'expiration du contrat</b>
Fort Saskatchewan <sup>1</sup>	AB	Fort Saskatchewan	118	30	1999	2019
Fort McMurray	AB	Poplar Creek	356	100	2001	2024
<b>Total</b>			<b>474</b>			

#### **Note :**

- 1) Conformément aux IFRS, notre participation dans la centrale de Fort Saskatchewan est comptabilisée comme une location-financement. Suivant les PCGR du Canada, nous comptabilisons auparavant notre participation dans la centrale de Fort Saskatchewan selon la méthode de la consolidation proportionnelle.

Nous détenons notre participation dans la centrale de Fort Saskatchewan par l'intermédiaire de TA Cogen. Voir « TA Cogen » ci-après dans la présente notice annuelle. La centrale de cogénération à cycle combiné alimentée au gaz naturel de 118 MW de Fort Saskatchewan est située à Fort Saskatchewan (Alberta) et appartient à TA Cogen et à Strongwater Energy Ltd. Elle fournit de l'électricité et de la vapeur à Dow Chemical Canada Inc. aux termes d'un contrat à long terme qui expire en 2019.

Notre centrale de Poplar Creek est située à Fort McMurray (Alberta). Nous sommes l'exploitante de cette centrale de cogénération de 356 MW, qui a été mise entièrement en service au premier trimestre de 2001 et qui fournit environ 150 MW d'électricité et de vapeur à Suncor Énergie Inc. (« Suncor ») aux termes d'un contrat à long terme qui expire en 2024. Nous pouvons disposer de tout surplus d'énergie que n'utilise pas Suncor et le vendre à d'autres parties, auquel cas Suncor a droit, à certaines conditions, à une part des produits qui en résultent.

## Centrales hydroélectriques

Le tableau ci-dessous présente nos centrales hydroélectriques de l'Ouest du Canada :

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

### Notes :

- 1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche.
- 2) Ces centrales sont homologuées EcoPower<sup>®</sup>.

### Réseau hydrographique de la rivière Akolkolex

La centrale d'Akolkolex est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 10 MW située sur la rivière Akolkolex, au sud de Revelstoke (Colombie-Britannique). Nous en avons la propriété exclusive. Cette centrale est en service depuis avril 1995. Sa production est vendue à BC Hydro.

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

### Réseau hydrographique de la rivière Mamquam

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

## Réseau hydrographique de la rivière Thompson

La centrale de Bone Creek est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 19 MW située sur le ruisseau Bone Creek, à 90 kilomètres au sud de la ville de Valemount (Colombie-Britannique). Nous en avons la propriété exclusive. La centrale de Bone Creek a commencé ses activités commerciales le 1<sup>er</sup> juin 2011. Sa production est visée par un contrat conclu avec BC Hydro. La centrale est également admissible à des paiements de 10 \$/MWh jusqu'en 2020 versés par Ressources naturelles Canada (« RNCan »), une division du gouvernement fédéral, par l'intermédiaire du Programme écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable (« PeER »).

## Réseau hydrographique de la rivière Bow

La centrale de Barrier est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 13 MW située à Seebe (Alberta). Nous en avons la propriété exclusive. Cette centrale est en service depuis 1947. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta.

La centrale de Bears paw est une centrale hydroélectrique d'une puissance installée de 17 MW située sur la rivière Bow à Calgary (Alberta). Nous en avons la propriété exclusive. Cette centrale est en service depuis 1954. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta.

La centrale de Cascade est une centrale hydroélectrique d'une puissance installée de 36 MW située sur la rivière Cascade dans le Parc national du Canada Banff (Alberta). Nous en avons la propriété exclusive depuis que nous l'avons achetée au gouvernement du Canada en 1941. L'année suivante, nous avons construit un nouveau barrage et une nouvelle centrale afin de remplacer le barrage et la centrale d'origine, puis avons ajouté un deuxième groupe générateur en 1957. La centrale exerce ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta.

La centrale de Ghost est une centrale hydroélectrique d'une puissance installée de 51 MW située sur la rivière Bow à Cochrane (Alberta). Nous en avons la propriété exclusive. Cette centrale est en service depuis 1929. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta.

La centrale de Horseshoe est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 14 MW située à Seebe (Alberta). Nous en avons la propriété exclusive. Cette centrale est en service depuis 1911. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta.

La centrale d'Interlakes est une centrale hydroélectrique d'une puissance installée de 5 MW située à Kananaskis (Alberta). Nous en avons la propriété exclusive. Cette centrale est en service depuis 1955. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta.

La centrale de Kananaskis est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 19 MW située à Seebe (Alberta). Nous en avons la propriété exclusive. Cette centrale est en service depuis 1913. Elle a été agrandie en 1951, puis modifiée en 1994. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta.

La centrale de Pocaterra est une centrale hydroélectrique d'une puissance installée de 15 MW située à Kananaskis (Alberta). Nous en avons la propriété exclusive. Cette centrale est en service depuis 1955. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta, qui expire en 2013; à ce moment-là, la production de cette centrale sera vendue sur le marché au comptant de l'Alberta.

La centrale de Rundle est une centrale hydroélectrique d'une puissance installée de 50 MW située à Canmore (Alberta) sur le réseau de Spray. La centrale de Rundle utilise l'eau provenant du réservoir des lacs Spray. Nous avons la propriété exclusive de cette centrale. Celle-ci est en service depuis 1951. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta.

La centrale de Spray est une centrale hydroélectrique d'une puissance installée de 103 MW située à Canmore (Alberta) sur le réseau de Spray. Elle utilise l'eau provenant du réservoir des lacs Spray. Nous avons la propriété exclusive de cette centrale. Celle-ci est en service depuis 1951. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta.

La centrale de Three Sisters est une centrale hydroélectrique d'une puissance installée de 3 MW située au pied du barrage Three Sisters à Canmore (Alberta) sur le réseau de Spray. Elle utilise l'eau provenant du réservoir des lacs Spray. Nous avons la propriété exclusive de cette centrale. Celle-ci est en service depuis 1951. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta.

#### Réseau hydrographique de la rivière Saskatchewan Nord

La centrale de Bighorn est une centrale hydroélectrique d'une puissance installée de 120 MW située à Nordegg (Alberta). Nous en avons la propriété exclusive. Cette centrale est en service depuis 1972. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta.

La centrale de Brazeau est une centrale hydroélectrique d'une puissance installée de 355 MW située à Drayton Valley (Alberta). Nous en avons la propriété exclusive. Cette centrale est en service depuis 1965. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta.

#### Réseau hydrographique de la rivière Oldman

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

La centrale de St. Mary est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 2 MW située au pied du barrage St. Mary, sur le réservoir Waterton, près de Magrath, dans le sud de l'Alberta. Nous avons la propriété exclusive de cette centrale. Celle-ci est en service depuis décembre 1992. La production qui en est tirée est vendue sur le marché au comptant de l'Alberta.

La centrale hydroélectrique de Taylor (« Taylor Hydro ») est une centrale au fil de l'eau d'une puissance installée de 13 MW située à proximité de la chute Taylor Coulee, sur le réseau du canal d'irrigation des ouvrages de prise d'eau Waterton-St. Mary, qui appartient au gouvernement de l'Alberta. Nous avons la propriété exclusive de cette centrale. Celle-ci est en service depuis mai 2000. La production qui en est tirée est vendue sur le marché au comptant de l'Alberta.

La centrale de Waterton est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 3 MW située au pied du barrage Waterton, sur le réservoir Waterton, près de Hillspring, au sud-ouest de Lethbridge (Alberta). Nous avons la propriété exclusive de cette centrale. Celle-ci est en service depuis novembre 1992. La production qui en est tirée est vendue sur le marché au comptant de l'Alberta.

#### *Centrales éoliennes*

Nous sommes la propriétaire et l'exploitante d'une capacité de production d'énergie éolienne nette d'environ 992 MW assurée par onze parcs éoliens dans l'Ouest canadien, trois en Ontario, un au Québec et deux au Nouveau-Brunswick. Nous avons également un projet éolien de 68 MW en construction à New Richmond, au Québec.

Le vent n'est généralement pas une ressource qui peut être répartie; par conséquent, sur les marchés commerciaux, les actifs éoliens ne peuvent pas servir à garantir le prix commun moyen annuel. Nous formulons donc différentes hypothèses de produits prévisionnels tirés de la production provenant d'un actif éolien comparativement à un actif de base. Si ces hypothèses de prix et ces prévisions de production se révèlent inexactes, les produits correspondants reçus pourraient être réduits. Les prévisions de production sont fondées sur la prévision de production moyenne à long terme d'un emplacement donné, qui tient compte des conditions climatiques historiques moyennes sur 40 ans. Sur une période d'un an donnée, il peut y avoir des variations par rapport à cette moyenne à long terme. Afin de prévoir la production, il faut formuler des hypothèses quant à un certain nombre de facteurs en fonction des données historiques relatives à l'emplacement et de la conception du parc éolien, notamment quant aux pertes dues au sillage et aux systèmes à capteurs

distribués, au cisaillement du vent et aux pertes électriques à l'intérieur de l'emplacement. Si ces hypothèses se révèlent inexacts, la production réelle sera supérieure ou inférieure aux prévisions à long terme pour l'emplacement.

En plus de conclure des contrats d'énergie, nous concluons des contrats à court et à long termes afin de vendre les caractéristiques environnementales de nos centrales hydroélectriques et éoliennes commerciales. Ces activités aident à assurer la constance des résultats tirés de ces actifs. Pour 2012, nous avons vendu environ 75 % des caractéristiques environnementales de nos centrales éoliennes commerciales et 93 % des caractéristiques environnementales de nos centrales hydroélectriques commerciales. En général, pour les centrales faisant l'objet d'un contrat à long terme, les avantages tirés des caractéristiques environnementales sont transmis au titulaire du contrat.

Le tableau ci-après présente de façon sommaire nos centrales éoliennes de l'Ouest du Canada :

<b>Emplacement</b>	<b>Province</b>	<b>Centrale</b>	<b>Puissance (MW)<sup>1</sup></b>	<b>Propriété (%)</b>	<b>Dates de mise en service</b>	<b>Date d'expiration du contrat</b>
Fort Macleod	AB	Ardenville	69	100	2010	-
Fort Macleod	AB	Blue Trail	66	100	2009	-
Fort Macleod	AB	McBride Lake	75	50	2003	2023
Fort Macleod	AB	Macleod Flats	3	100	2004	-
Fort Macleod	AB	Soderglen	71	50	2006	-
Pincher Creek	AB	Castle River	44	100	1997-2001	2011
Pincher Creek	AB	Cowley Ridge	21	100	1993	-
Pincher Creek	AB	Cowley North	20	100	2001	-
Pincher Creek	AB	Sinnott	7	100	2001	-
Pincher Creek	AB	Summerview 1	70	100	2004	-
Pincher Creek	AB	Summerview 2	66	100	2010	-
<b>Total</b>			<b>512</b>			

**Note :**

1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche. La puissance indiquée s'applique à la totalité de la centrale.

Le parc d'Ardenville est un parc éolien de 69 MW situé à environ huit kilomètres au sud de Fort Macleod (Alberta) et est adjacent à la centrale éolienne de Macleod Flats. C'est nous qui avons construit ce parc, dont les activités commerciales ont débuté le 10 novembre 2010. Sa production est vendue sur le marché au comptant de l'Alberta. Le parc éolien d'Ardenville est habilité à recevoir jusqu'en 2020 des paiements de 10 \$/MWh versés par RNCAN, par l'intermédiaire du programme PeER.

Le parc de Blue Trail est un parc éolien de 66 MW situé dans le sud de l'Alberta. Il a commencé ses activités commerciales en novembre 2009. Le coût en capital total de ce projet d'énergie éolienne s'est élevé à 115 M\$. Sa production est vendue à l'Alberta Power Pool. Le parc éolien de Blue Trail est habilité à recevoir jusqu'en 2019 des paiements de 10 \$/MWh versés par de RNCAN, par l'entremise du programme PeER.

Le parc de McBride Lake est un parc éolien de 75 MW situé à Fort Macleod (Alberta). Nous avons construit ce parc éolien et celui-ci produit de l'électricité depuis le troisième trimestre de 2003. C'est nous qui l'exploitons et il nous appartient à parts égales avec ENMAX Green Power Inc. La totalité de la production de ce parc éolien fait l'objet d'un CLT de 20 ans conclu avec ENMAX Energy Corp. Nous avons aussi le droit de recevoir des versements de 12 \$/MWh du gouvernement fédéral dans le cadre de l'Encouragement à la production d'énergie éolienne (« EPEE ») à l'égard du parc éolien de McBride Lake jusqu'en 2013. Nous sommes aussi propriétaire de la centrale de McBride Lake East, de 0,7 MW, située à proximité.

La centrale de Macleod Flats, constituée d'une seule éolienne de 3,0 MW, est située près de Fort Macleod. Elle a été mise en service en 2004 et nous l'avons achetée en 2009.

La centrale de Soderglen est une centrale de 71 MW située dans le sud de l'Alberta, au sud-ouest de Fort Macleod et à 40 kilomètres de nos installations éoliennes situées près de Pincher Creek. Nous en détenons la propriété à parts égales

avec Nexen Inc. Cette centrale a commencé à exercer ses activités commerciales en septembre 2006. La production tirée de cette centrale est vendue sur le marché au comptant de l'Alberta. La centrale de Soderglen a le droit de recevoir des versements de 10 \$/MWh dans le cadre de l'EPEE du gouvernement fédéral.

Le parc de Castle River est un parc éolien de 40 MW situé à Pincher Creek (Alberta). Nous sommes également la propriétaire et l'exploitante de sept autres éoliennes totalisant 4 MW situées séparément dans les régions de Cardston County et de Hillspring, dans le sud-ouest de l'Alberta.

La centrale de Cowley Ridge a une puissance installée totale de 21 MW et est située près des villes de Cowley et de Pincher Creek, dans le sud de l'Alberta. Cette centrale nous appartient et est composée de deux parties, soit la centrale de Cowley Ridge, mise en service en 1993, et l'agrandissement de Cowley Expansion, mis en service en 1994. La production tirée de cette centrale est vendue sur le marché au comptant de l'Alberta.

Le parc de Cowley North est un parc éolien de 20 MW qui est adjacent à la centrale de Cowley Ridge. Il a commencé ses activités commerciales à l'automne 2001. Nous en sommes propriétaire et sa production est vendue sur le marché au comptant de l'Alberta.

Le parc de Sinnott a une puissance installée totale de 7 MW et est situé à proximité directement à l'est de la centrale de Cowley Ridge. Il a aussi commencé ses activités commerciales à l'automne 2001. Nous en sommes propriétaire et sa production est vendue sur le marché au comptant de l'Alberta.

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

Le parc de Summerview 2 est un parc éolien de 66 MW qui comprend 22 éoliennes Vestas V90 de 3,0 MW et qui est situé au nord-est de Pincher Creek, en Alberta. C'est nous qui l'avons construit et celui-ci a commencé ses activités commerciales le 23 février 2010. Sa production est vendue sur le marché au comptant de l'Alberta. L'agrandissement du parc éolien de Summerview 2 donne le droit de recevoir des versements de 10 \$/MWh jusqu'en 2020 de RNCAN, par l'entremise du programme PeER.

En 2011, nous avons mis hors service notre centrale éolienne de Taylor, de 3 MW, située à Pincher Creek (Alberta).

#### *CAE de l'Alberta*

Toutes nos centrales thermiques et hydroélectriques situées en Alberta, sauf les centrales de Keepphills 3, de Genesee 3, de Belly River, de Waterton, de St. Mary et de Taylor et les accroissements de puissance nominale, sont exploitées aux termes de CAE de l'Alberta. Les CAE de l'Alberta fixent les exigences en matière de puissance engagée et de production d'énergie électrique ainsi que les objectifs de disponibilité devant être atteints par chaque centrale thermique, les obligations en matière de services énergétiques et services auxiliaires des centrales hydroélectriques et le prix auquel l'électricité doit être fournie. Nous assumons le risque ou conservons l'avantage des fluctuations de volume (à l'exception de celles découlant d'événements considérés comme des cas de force majeure, dans le cas des centrales thermiques visées par des CAE) et de toute variation des coûts (sauf si elle résulte d'une modification de la loi) nécessaires à l'entretien et à l'exploitation des centrales.

Nous exploitons nos centrales thermiques en tant que centrales de base, mais ce sont les acheteurs visés par un CAE qui en établissent le cycle et en répartissent la production. Aux termes des CAE de l'Alberta, nous sommes exposés au risque lié au prix de l'électricité si la disponibilité baisse en deçà des niveaux prévus dans les contrats (sauf en cas d'interruptions occasionnées par un cas de force majeure). Dans ces circonstances, nous devons payer une pénalité pour la disponibilité perdue, en fonction d'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 de prix qui peuvent survenir par suite d'interruptions soudaines. Nous tentons d'atténuer encore ce risque en maintenant une

puissance faisant ou non l'objet de contrats sur le marché, au moyen de nos méthodes d'exploitation et d'entretien et par des activités de couverture.

Nos centrales hydroélectriques, sauf celles de Belly River, de St. Mary, de Taylor Hydro et de Waterton, sont regroupées dans un seul CAE de l'Alberta, qui prévoit des obligations financières relativement aux services énergétiques et aux services auxiliaires en fonction d'objectifs horaires. Nous respectons ces objectifs en livrant nous-même l'énergie ou en l'achetant à des tiers.

Notre rémunération aux termes des CAE de l'Alberta est fondée sur une formule de tarification basée sur l'ancien régime établi en fonction du coût du service qui s'appliquait en vertu de la réglementation des services publics. Les éléments clés de la formule de tarification sont les capitaux propres attribuables aux actions ordinaires qui sont réputés faire partie de la structure du capital, la prime de risque se rapportant aux capitaux propres attribuables aux actions ordinaires réputés et une récupération des coûts fixes et variables. Les capitaux propres attribuables aux actions ordinaires sont réputés représenter 45 % du capital total, et le rendement des capitaux propres est fixé annuellement à 4,5 % de plus que le taux d'une obligation de dix ans du gouvernement du Canada.

La formule de tarification prévoit une disposition pour les coûts de restauration des lieux où sont situées les centrales thermiques pendant la durée des CAE. Si les coûts recouverts sont insuffisants, nous pouvons présenter une demande au Balancing Pool afin de recouvrer la tranche supplémentaire. Le paiement au titre de la puissance qui est prévu dans les CAE de l'Alberta pour les installations hydroélectriques comprend un montant pour la mise hors service.

Les dates d'expiration de nos CAE de l'Alberta s'échelonnent de 2013 à 2020. Nous évaluons la rentabilité éventuelle de la poursuite de l'exploitation de ces actifs après l'expiration des CAE, eu égard à la législation environnementale provinciale et fédérale attendue, y compris en ce qui concerne les GES. À l'expiration des CAE, et sous réserve des restrictions législatives pouvant s'appliquer, dont il est question ci-dessous, et de notre capacité d'obtenir la prolongation des licences d'exploitation, au besoin, nous serons alors en mesure de vendre notre électricité au Power Pool de l'Alberta et à des tiers aux termes de contrats de vente directe.

Les CAE de l'Alberta (ainsi que les lois qui s'y appliquent) autorisent le Balancing Pool, directement ou indirectement en tant que remplaçant de l'acheteur d'électricité aux termes des CAE de l'Alberta, à résilier les CAE de l'Alberta dans certaines circonstances. Si le Balancing Pool exerce sa faculté de résiliation, nous aurons alors le droit de recevoir un montant forfaitaire en contrepartie de cette résiliation.

En juin 2010, le gouvernement du Canada a proposé une nouvelle réglementation afin de régler la question des émissions provenant des centrales canadiennes alimentées au charbon. Selon la proposition d'Ottawa, lorsqu'une unité de production alimentée au charbon atteint 45 ans de service, elle serait tenue de respecter une nouvelle norme de rendement en matière d'émissions, sans quoi elle devrait cesser ses activités. La norme en matière d'émissions applicable aux centrales alimentées au charbon devrait être équivalente au rendement en matière d'émissions d'une centrale alimentée au gaz naturel à cycle combiné. Si la réglementation proposée entre en vigueur, nos centrales alimentées au charbon seraient touchées si elles ne parvenaient pas à respecter la norme relative aux centrales alimentées au gaz naturel à cycle combiné.

## Canada : Est du Canada

### Centrales alimentées au gaz naturel

Nos centrales alimentées au gaz naturel de l'Ontario sont présentées dans le tableau ci-après :

Emplacement	Province	Centrale	Puissance (MW)	Propriété (%)	Dates de mise en service	Date d'expiration du contrat
Sarnia	ON	Sarnia	506	100	2003	2022-2025
Mississauga	ON	Mississauga <sup>1</sup>	108	50	1992	2018
Ottawa	ON	Ottawa <sup>1</sup>	68	50	1992	2013
Windsor	ON	Windsor <sup>1</sup>	68	50	1996	2016
<b>Total</b>			<b>750</b>			

#### Note :

- 1) Nous détenons une participation de 50 % dans ces trois centrales par le truchement de notre participation dans TA Cogen.

La centrale de Sarnia est une installation de cogénération à cycle combiné de 506 MW qui fournit de la vapeur et de l'électricité aux installations industrielles avoisinantes appartenant à LANXESS (auparavant Bayer Inc.), à Nova Chemicals (Canada) Ltd. (qui approvisionne à son tour Styrolution, une installation de production de styrène qui appartenait auparavant à NOVA) et à Suncor Energy Products Inc. Cette centrale nous appartient en propriété exclusive. Le 15 février 2006, nous avons signé une entente de cinq ans avec l'OEO visant la production de notre centrale de Sarnia. Par la suite, le ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure de l'Ontario a enjoint à l'OEO de chercher à conclure des contrats avec nous et certains autres « précurseurs » afin d'obtenir des modalités et des conditions se rapprochant davantage des contrats qu'il offrait aux nouvelles centrales. En septembre 2009, nous avons signé un nouveau contrat avec l'OEO, en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2009 et prenant fin le 31 décembre 2025, qui prévoit des modalités plus favorables que celles dont bénéficiait auparavant la centrale. De plus, cette nouvelle entente porte la durée totale combinée du contrat avec l'OEO à 20 ans et comprend également des dispositions prévoyant le partage, entre les parties, des répercussions et des avantages liés aux changements relatifs à la charge de vapeur achetée par les clients ou à la perte de clients achetant de la vapeur.

La centrale de Mississauga appartient à TA Cogen. Il s'agit d'une installation de cogénération à cycle combiné conçue pour produire 108 MW d'énergie électrique. Cette puissance est vendue en vertu d'un contrat à long terme conclu avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIEO »), qui expire en 2018. Avant juillet 2005, la centrale de Mississauga fournissait également des services de cogénération à Boeing Canada Inc. (« Boeing »). Boeing a exercé le droit que lui conférait la convention de services de cogénération de ne plus prendre ni payer de services de cogénération à cause de la fermeture de son usine de fabrication. Boeing demeure autorisée à recevoir tous les crédits de vapeur qui sont basés sur le total des produits tirés de la production d'électricité de la centrale. Au plus tard les 1<sup>er</sup> janvier 2013, 2018 et 2023, Boeing peut remettre un avis de son intention de continuer ou de cesser d'acheter des services de cogénération. De plus, à ces dates, Boeing a l'option d'exiger l'enlèvement de la centrale de Mississauga des terrains loués ou bien d'acheter la centrale de Mississauga à sa valeur nette de récupération. Toutefois, Boeing a intérêt à maintenir le bail en vigueur jusqu'à son terme, en 2028, en raison des paiements annuels de crédits de vapeur que ce bail lui permet de toucher.

La centrale d'Ottawa appartient à TA Cogen. Il s'agit d'une installation de cogénération à cycle combiné conçue pour produire 68 MW d'énergie électrique. Cette puissance est vendue aux termes d'un contrat à long terme conclu avec la SFIEO, organisme de la province d'Ontario. Ce contrat expire en 2013. Des négociations sont en cours avec l'OEO en vue de la conclusion d'un contrat à long terme commençant en 2014. La centrale d'Ottawa fournit aussi de l'énergie thermique aux hôpitaux et aux 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. Les contrats de vente d'énergie thermique conclus avec les hôpitaux et centres de traitement susmentionnés ont différentes dates d'expiration : le contrat du Centre des sciences de la santé d'Ottawa expire le 31 décembre 2022; le contrat du Centre médical de la Défense nationale expire le 31 décembre 2017 et le contrat du Centre de santé Perley-Rideau pour anciens combattants expire le 31 décembre 2012.



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

### Centrales hydroélectriques

Nos centrales hydroélectriques de l'Ontario sont présentées dans le tableau ci-après :

Emplacement	Province	Centrale	Puissance (MW) <sup>1</sup>	Propriété (%)	Dates de mise en service	Date d'expiration du contrat
Réseau hydrographique de la rivière Mississippi	ON	Appleton	1	100	1994	2030
Réseau hydrographique de la rivière Mississippi	ON	Galetta <sup>2</sup>	2	100	1998	2030
Réseau hydrographique de la rivière Montréal	ON	Ragged Chute	7	100	1991	-
Réseau hydrographique de la rivière Misema	ON	Misema	3	100	2003	2027
Réseau hydrographique de la rivière Wanapitei	ON	Moose Rapids	1	100	1997	2030
<b>Total</b>			<b>14</b>			

#### Notes :

- 1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche.
- 2) La centrale de Galetta a été construite en 1907, mais elle a été rénovée en 1998.

La centrale d'Appleton est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 1 MW située sur la rivière Mississippi, près d'Almonte (Ontario). Cette centrale nous appartient et est en service depuis 1994. La production qui en est tirée est vendue à l'OEO en vertu d'un contrat qui prend fin le 30 novembre 2030.

La centrale de Galetta est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 2 MW située sur la rivière Mississippi, près de Galetta (Ontario). Nous sommes propriétaires de la centrale de Galetta, construite initialement en 1907 et rénovée en 1998. La production tirée de cette centrale est vendue à l'OEO en vertu d'un contrat qui prend fin le 30 novembre 2030.

La centrale de Ragged Chute est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 7 MW située sur la rivière Montréal, au sud de New Liskeard, dans le nord de l'Ontario. La centrale de Ragged Chute nous appartient et est en service depuis 1991. La production tirée de cette centrale est vendue actuellement sur le marché ontarien, mais nous avons présenté une demande à l'OEO afin de conclure un contrat visant cette centrale dans le cadre de son initiative de contrats de rachat d'hydroélectricité.

La centrale de Misema est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 3 MW située sur la rivière Misema, près d'Englehart, dans le nord de l'Ontario. La centrale de Misema nous appartient et est en service depuis 2003. La production qui en est tirée est vendue à l'OEO en vertu d'un contrat qui prend fin le 3 mai 2027.

La centrale de Moose Rapids est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 1 MW située sur la rivière Wanapitei, près de Sudbury, dans le nord de l'Ontario. La centrale de Moose Rapids nous appartient et est en service depuis 1997. La production qui en est tirée est vendue à l'OEO en vertu d'un contrat qui prend fin le 30 novembre 2030.

## Centrales éoliennes

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

Emplacement	Province	Centrale	Puissance (MW) <sup>1</sup>	Propriété (%)	Dates de mise en service	Date d'expiration du contrat
Canton de Melancthon	ON	Melancthon I	68	100	2006	2026
Cantons de Melancthon et d'Amaranth	ON	Melancthon II	132	100	2008	2028
Kingston	ON	Wolfe Island	198	100	2009	2029
Québec	QC	Le Nordais	99	100	1999	2033
Québec <sup>2</sup>	QC	New Richmond	66	100	2012	2031
Kent Hills	NB	Kent Hills	96	83	2008	2033
Kent Hills	NB	Agrandissement de Kent Hills	54	83	2010	2035
<b>Total</b>			<b>647</b>			

### Notes :

- 1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche.
- 2) Cette centrale est actuellement mise en valeur.

La centrale de Melancthon I est une centrale éolienne de 68 MW située dans le canton de Melancthon, près de Shelburne (Ontario). Cette centrale nous appartient et a commencé à exercer ses activités commerciales le 4 mars 2006. La production qui en est tirée est vendue à l'OEO.

La centrale de Melancthon II est une centrale éolienne de 132 MW située à proximité de la centrale de Melancthon I, dans les cantons de Melancthon et d'Armaranth. Cette centrale nous appartient et a commencé ses activités commerciales le 24 novembre 2008. La production qui en est tirée est vendue à l'OEO.

La centrale de Wolfe Island est une centrale éolienne de 198 MW située dans l'île de Wolfe, près de Kingston (Ontario). Cette centrale nous appartient et a commencé ses activités commerciales le 26 juin 2009. La production qui en est tirée est vendue à l'OEO.

La centrale Le Nordais est située à deux emplacements : à Cap-Chat, où elle possède une puissance installée de 56,25 MW, et à Matane, où elle possède une puissance installée de 42,75 MW. La centrale Le Nordais est située en Gaspésie (Québec). Elle nous appartient et a commencé à exercer ses activités commerciales en 1999. La production qui en est tirée est vendue à Hydro-Québec.

Notre projet de parc éolien de 68 MW de New Richmond, qui est actuellement mis en valeur, se trouve aussi en Gaspésie. En mars 2011, nous avons reçu l'approbation du gouvernement du Québec relativement à sa construction. Le parc éolien de New Richmond est l'objet d'un contrat d'approvisionnement en électricité de 20 ans signé avec Hydro-Québec Distribution. Le coût du projet est estimé à environ 205 M\$ et les activités commerciales devraient commencer au quatrième trimestre de 2012.

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

L'agrandissement du parc éolien de Kent Hills livre aussi de l'énergie aux termes d'un CLT de 25 ans conclu avec Énergie Nouveau-Brunswick. Natural Forces a exercé son option visant l'acquisition d'une participation de 17 % dans le

projet d'agrandissement de Kent Hills après le début des activités commerciales. Cette installation a commencé à exercer ses activités commerciales le 21 novembre 2010.

La totalité de l'électricité produite et vendue par notre division éolienne, à l'exception de l'électricité produite dans les centrales d'Ardenville, de Blue Trail, de Macleod Flats et de Summerview 2, provient de centrales qui portent la certification ÉcoLogo. Nous sommes un distributeur accrédité ÉcoLogo d'électricité produite par des sources non conventionnelles dans le cadre du Programme choix environnemental d'Environnement Canada. La certification ÉcoLogo est accordée aux produits dont le rendement environnemental est égal ou supérieur à toutes les normes de sécurité et de rendement du gouvernement et de l'industrie.

## TA Cogen

Nous détenons une participation de commanditaire de 50,01 % dans TA Cogen, société en commandite de l'Ontario. La participation restante de 49,99 % est maintenant détenue par Stanley Power Inc., filiale de Cheung Kong Infrastructure Holdings Limited, qui a fusionné avec Stanley Energy Inc., filiale de Stanley Power Inc., le 31 décembre 2011.

TA Cogen détient une participation dans la centrale thermique de Sheerness de 780 MW, en Alberta, dans la centrale de cogénération alimentée au gaz naturel de Fort Saskatchewan de 118 MW en Alberta, dans les centrales de cogénération alimentées au gaz naturel de Mississauga de 108 MW, d'Ottawa de 68 MW et de Windsor de 68 MW, situées en Ontario.

## États-Unis

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

<u>Emplacement</u>	<u>État</u>	<u>Centrale</u>	<u>Puissance (MW)</u>	<u>Propriété (%)</u>	<u>Dates de mise en service</u>	<u>Date d'expiration du contrat</u>
Centralia	WA	Unité n° 1 au charbon de Centralia	670	100	1971	-
		Unité n° 2 au charbon de Centralia	670	100	1971	-
		Unité au gaz naturel de Centralia	248	100	2002	-
Big Springs <sup>1</sup>	TX	Skookumchuck	1	100	1970	2020
		Power Resources	212	50	1988	-
Saranac <sup>1</sup>	NY	Saranac	240	37.5	1994	-
Yuma <sup>1</sup>	AZ	Yuma	50	50	1994	2024
Imperial Valley <sup>1</sup>	CA	Vulcan	34	50	1986	2016
		Del Ranch	38	50	1989	2018
		Elmore	38	50	1989	2018
		Leathers	38	50	1990	2019
		CE Turbo	10	50	2000	2029
		Salton Sea I	10	50	1987	2017
		Salton Sea II	20	50	1990	2020
		Salton Sea III	50	50	1989	2019
Hilo <sup>1</sup>	HI	Salton Sea IV	40	50	1996	2026
		Salton Sea V	49	50	2000	2020
		Wailuku	10	50	1993	2023
<b>Total</b>			<b>2 428</b>			

### Note :

- 1) Conformément aux IFRS, notre participation dans ces centrales est comptabilisée comme un placement en titres de capitaux propres. Suivant les PCGR du Canada, nous comptabilisons auparavant notre participation dans les résultats financiers et résultats des activités opérationnelles de ces centrales selon la méthode de la consolidation proportionnelle.

## Centralia

Nous possédons une centrale thermique de 1 340 MW composée de deux unités et une centrale alimentée au gaz naturel de 248 MW à Centralia (Washington), au sud de Seattle. Nous avons conclu un certain nombre de contrats pluriannuels de vente d'énergie à moyen et à court termes à l'égard de la centrale de Centralia. Nous recherchons actuellement des arrangements à long terme à l'égard de la centrale de Centralia. En 2011, l'État de Washington a adopté le projet de loi *TransAlta Energy Bill* (chapitre 180, Lois de 2011), qui permet à la centrale de Centralia de se conformer aux normes de rendement en matière d'émissions de GES de l'État en fermant une de ses deux chaudières d'ici la fin de 2020 et l'autre, d'ici la fin de 2025. Cette législation a supprimé les restrictions qui s'appliquaient auparavant à la centrale et qui limitaient la durée des nouveaux contrats visant celle-ci et limitaient la technologie que la centrale devait mettre en œuvre en matière de mesures de lutte contre les émissions d'oxydes d'azote. Le 23 décembre 2011, TransAlta et l'État ont conclu le protocole d'accord qui a confirmé ces arrangements sous la forme d'un contrat comportant une clause selon laquelle certaines stipulations pouvaient être résiliées au gré de TransAlta si celle-ci n'obtenait pas un contrat à long terme d'au moins 500 MW à l'égard de la centrale de Centralia d'ici la fin de 2012. Le protocole d'accord peut être prolongé de un an, du consentement des parties. Nous vendons également l'électricité produite par la centrale de Centralia au sein du Western Electricity Coordinating Council (« WECC ») et, en particulier, sur le marché au comptant de l'énergie de la région du nord-ouest du Pacifique américain. Notre stratégie 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.

Nous possédons également une centrale hydroélectrique de 1 MW sur la rivière Skookumchuck, près de Centralia, et les actifs connexes servant à fournir une source d'approvisionnement en eau à nos autres centrales situées à Centralia. Le 10 décembre 2010, nous avons conclu un contrat avec Puget Sound Energy Inc. en vertu duquel Skookumchuck doit lui fournir de l'énergie jusqu'en 2020.

Nous sommes également propriétaire d'une mine de charbon adjacente à la centrale de Centralia; toutefois, nous avons mis fin à l'exploitation de notre mine de charbon de Centralia le 27 novembre 2006. Bien que nous estimions que certaines réserves de charbon pourraient encore être extraites, nous n'avons pas encore reçu de permis pour la mise en valeur de la nouvelle zone à partir de laquelle ce charbon pourrait être produit, et nous n'en avons pas non plus commencé la mise en valeur. La charge d'alimentation en charbon de la centrale de Centralia provient maintenant du bassin hydrographique de la Powder River, dans le Montana et le Wyoming. Nos contrats d'approvisionnement en charbon actuels expirent à la fin de 2012. Nous prévoyons continuer de combler nos besoins futurs en charbon en provenance du bassin hydrographique de la Powder River. Nous avons conclu des contrats d'achat et de transport à l'égard du charbon provenant du bassin hydrographique de la Powder River, dans le Montana et le Wyoming, afin de ravitailler notre installation en combustible jusqu'à ce que l'extraction du charbon de notre mine de Centralia soit rentable, si tant est que cela soit possible.

Au cours de 2009, TransAlta a réévalué à la baisse les coûts de mise en valeur minière occasionnés par le projet de Westfield. Ces coûts ont été reportés à la suite de la fermeture de la mine de Centralia, alors que la Société continuait de mettre au point des plans d'exploitation minière et de rendement de l'exploitation à plus long terme de la centrale thermique de Centralia. Comme ces plans ont été suspendus indéfiniment, ces coûts ont été radiés.

En vertu de la *Federal Mine Safety and Health Act* des États-Unis, TransAlta doit déclarer toutes les infractions « significatives et importantes » (*significant and substantial*, ou S&S) à sa mine de Centralia. En 2011, il s'est produit un événement à déclaration obligatoire de la part de TransAlta en lien avec l'équipement électrique et avec l'examen, l'essai et l'entretien de cet équipement. La mine n'est pas exploitée. Il ne s'est produit aucun accident ayant causé des blessures ni aucun décès à la mine en 2011. La valeur pécuniaire totale de toutes les amendes imposées par la Mine Safety and Health Administration (« MSHA ») n'a pas été significative.

## Événements à déclaration obligatoire – Mine de Centralia

Mine ou nom commercial/ numéro d'identification de la MSHA	Infractions S&S en vertu de l'art. 104 (nombre)	Valeur pécuniaire totale des amendes proposées par la MSHA (\$)	Nombre total d'installations minières connexes (nombre)	Avis reçu de schéma de violations en vertu de l'al. 104(e) (oui/non)	Avis reçu d'un potentiel de schéma de violations en vertu de l'al. 104(e) (oui/non)	Poursuites intentées ou en instance pendant la période (nombre)
4500416	1	243	0	Non	Non	0

### CE Generation

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

Les sociétés membres du groupe de CE Generation exploitent trois centrales alimentées au gaz naturel dans les États du Texas, de l'Arizona et de New York, dont la capacité de production totale est de 502 MW. La centrale de l'Arizona vend sa production aux termes de contrats à long terme alors que la centrale du Texas a vendu sa production aux termes d'un contrat d'achat ferme jusqu'en 2009 et est alors passée à la vente de sa production sur le marché au comptant. La centrale de l'État de New York est exploitée aux termes d'une entente de gestion de l'énergie conclue avec un tiers qui est responsable de la commercialisation de la production tirée de la centrale et, en retour, les propriétaires reçoivent un paiement fixe à l'égard de la puissance et 80 % des produits tirés de la répartition.

Les sociétés membres du groupe de CE Generation exploitent aussi les 10 centrales géothermiques situées dans l'Imperial Valley, en Californie. Chacune de ces centrales géothermiques vend de l'électricité aux termes de contrats à long terme indépendants.

### Wailuku

Le 17 février 2006, une filiale de TransAlta et une filiale de MidAmerican Energy Holdings Company (« MidAmerican ») ont conclu un arrangement visant l'achat d'une centrale hydroélectrique de 10 MW à Hawaï devant être détenue directement par Wailuku Holding Company, LLC. Nous sommes propriétaire de 50 % de cette centrale et MidAmerican est propriétaire de l'autre tranche de 50 %. La centrale vend de l'électricité conformément à un contrat à long terme de 30 ans conclu avec la Hawaii Electricity Light Company.

### Australie

Dans l'ouest de l'Australie, nous détenons des intérêts dans 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 dans des centrales alimentées au gaz naturel et au diesel de 245 MW de Southern Cross Energy. La majeure partie de notre production alimente deux importantes sociétés minières aux termes de contrats de puissance à long terme, et le surplus d'énergie et de puissance est vendu sur le marché de gros de l'électricité de l'Australie-Occidentale (« MGE »).

### Secteur Opérations sur les produits énergétiques

Notre groupe des opérations sur les produits énergétiques remplit un certain nombre de fonctions stratégiques, notamment :

- la collecte et l'évaluation de données sur le marché, ce qui permet à notre direction de procéder à une planification stratégique et à une prise de décisions plus efficaces. Ce travail comprend la détermination et le classement des marchés de l'énergie qui sont les plus intéressants à pénétrer et

l'élaboration de stratégies et de plans visant à livrer une concurrence efficace dans chaque marché où nous exerçons nos activités;

- la négociation et la conclusion d'ententes contractuelles avec des clients pour la vente de la production provenant de nos actifs de production, notamment de l'électricité, de la vapeur ou d'autres produits énergétiques;
- la négociation et la gestion d'arrangements d'approvisionnement en carburant avec des tiers pour nos actifs de production;
- l'ordonnancement des livraisons de gaz naturel servant à produire de l'électricité et de la production d'électricité provenant de chaque élément d'actif afin de respecter les obligations contractuelles tout en gérant les risques physiques et financiers associés à la production et au transport de l'énergie électrique, notamment pendant les périodes d'interruption imprévues; et
- la gestion de la valeur de la production d'électricité et des intrants de combustible de chaque actif de production au moyen d'un éventail de stratégies d'optimisation des portefeuilles régionaux pour l'année en cours et à long terme.

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

Le groupe cherche à gérer et à limiter les risques financiers et matériels auxquels il est exposé, de même que les risques de contrepartie. Les principales activités de contrôle des risques du groupe des opérations sur les produits énergétiques, combinées à d'autres fonctions de notre entreprise, sont notamment : l'approbation de l'évaluation de la solvabilité et les rapports connexes; la surveillance de l'évaluation des risques et les rapports connexes; la validation des opérations; et la surveillance de l'évaluation du portefeuille d'opérations et les rapports connexes.

Nous avons recours à une évaluation à la valeur du marché et à l'application de la valeur à risque (« VAR ») déterminée pour les pratiques de contrôle des risques de nos portefeuilles d'opérations. Cette démarche permet d'évaluer les pertes que nous pourrions subir sur nos opérations pendant une période donnée en raison des fluctuations des prix de l'énergie dans chaque marché. Nous avons pour politique de gérer activement la VAR globale du groupe et de la maintenir à l'intérieur des limites approuvées par le conseil.

### **Environnement concurrentiel**

Nous sommes le plus grand producteur d'électricité de l'Alberta, en termes de capacité de production, et possédons un important portefeuille d'actifs de production dans le nord-ouest du Pacifique et dans l'ouest des États-Unis. Nous possédons et exploitons également des actifs de production en Colombie-Britannique, en Ontario, au Québec, au Nouveau-Brunswick et en Australie.

Nous prévoyons que la demande d'électricité augmentera à mesure que l'économie se redressera lentement. À long terme, la plupart des marchés devraient connaître une croissance de la demande d'électricité; toutefois, le fait d'accorder une plus grande importance à l'efficacité peut entraîner une réduction des taux de croissance futurs en deçà des niveaux historiques. De plus, bon nombre de marchés auxquels nous participons ont établi des cibles et des normes relatives au portefeuille d'énergie renouvelable qui exigent de nouveaux placements dans l'énergie renouvelable. Étant donné que la plupart des formes de production d'énergie renouvelable comportent également des niveaux et des calendriers de production discontinus ou incertains, le fait de hausser la production d'énergie renouvelable peut être associé à des besoins supérieurs sur le plan de la puissance. Nous estimons que la demande continue et croissante d'électricité, les normes relatives au portefeuille d'énergie renouvelable et la possibilité d'accroissement de la production d'énergie renouvelable nécessitant une puissance supplémentaire peuvent nous offrir l'occasion d'augmenter notre capacité de production.

L'Alberta est la quatrième province en importance du Canada en termes de population, ses quelque 3,7 millions de résidents représentant environ 11 % de la population totale du Canada. L'Alberta a consommé environ 73 609 GWh

d'électricité en 2011, avec une demande de pointe quotidienne de 10 226 MW. Au 31 décembre 2011, la puissance installée globale des centrales de l'Alberta s'élevait à environ 13 100 MW<sup>1</sup>.

La Colombie-Britannique est la troisième province en importance du Canada en termes de population, ses quelque 4,6 millions de résidents représentant environ 13,3 % de la population totale du Canada. En 2007, la Colombie-Britannique a adopté le « BC Energy Plan », qui prévoit l'établissement d'objectifs réalistes et réalisables relativement à la conservation, à l'efficacité énergétique et à l'énergie propre. Aux termes du BC Energy Plan, la Colombie-Britannique sera autosuffisante d'ici 2016. La consommation horaire d'électricité en Colombie-Britannique s'est établie en moyenne à 6 629 MW en 2010 et à 6 872 MW en 2011. La majeure partie de l'électricité provient du réseau hydroélectrique de cette province.

L'Ontario est la plus peuplée des provinces canadiennes, ses quelque 13,2 millions de résidents représentant environ 38,7 % de la population totale du Canada. L'Ontario a consommé environ 141 471 GWh d'électricité en 2011. Ontario Power Generation Inc., qui a remplacé l'entreprise de production de l'ancien service public d'électricité intégré de l'Ontario, contrôle 55 % de la puissance installée de quelque 33 980 MW de l'Ontario. Le reste appartient à des services publics municipaux d'électricité et à des producteurs d'électricité indépendants et privés ou à des consommateurs industriels.

Le Québec est la deuxième province en importance du Canada en termes de population, ses quelque 7,9 millions de résidents représentant environ 23,2 % de la population totale du Canada. Le gouvernement du Québec a établi la stratégie énergétique de la province qui prévoit une puissance hydroélectrique supplémentaire de 4 500 MW et une puissance éolienne installée de 4 000 MW d'ici 2015.

Le Nouveau-Brunswick est la huitième province en importance du Canada en termes de population, avec ses quelque 0,8 million de résidents. Au Nouveau-Brunswick, les prévisions quant à la demande de pointe pour 2011-2012 sont de 3 020 MW et la puissance installée de cette province est de 4 302 MW, ce qui comprend la puissance de la centrale nucléaire de Point Lepreau, qui devrait être de nouveau en exploitation en octobre 2012. Le marché du Nouveau-Brunswick permet aux consommateurs en gros et industriels d'acheter de l'électricité auprès d'Énergie Nouveau-Brunswick ou d'un fournisseur concurrent. Ce marché concurrentiel ne s'applique pas aux acheteurs au détail, ni aux entreprises ni aux petites industries. En 2007, le Nouveau-Brunswick a annoncé le Pacte pour le changement, aux termes duquel 10 % des achats d'électricité doivent provenir de sources renouvelables à compter de 2016.

Les services publics d'électricité de l'Ouest canadien, de la partie nord de la Basse-Californie, du Mexique et de 14 États américains de l'Ouest sont regroupés au sein du WECC. Le WECC est la plus grande des 10 régions géographiques du North American Electric Reliability Council et se divise en quatre sous-régions, dont la région 1, qui comprend la Colombie-Britannique, l'Alberta, l'État de Washington, l'Oregon, l'Idaho, le Montana, l'Utah, l'ouest du Wyoming et le nord du Nevada. Cette sous-région est appelée le Northwest Power Pool (« NWPP »). On estime qu'environ 380 776 GWh d'électricité ont été consommés dans le NWPP en 2011. Le WECC a également estimé la capacité de production globale d'électricité à quelque 100 836 MW dans le NWPP pour l'exercice clos le 31 décembre 2011.

En Australie, l'électricité est en grande partie produite à partir du charbon, plus de 75 % de l'électricité produite provenant du charbon. Le gaz naturel est de plus en plus utilisé pour la production d'électricité, surtout en Australie-Méridionale et en Australie-Occidentale. La réforme majeure de l'industrie de l'électricité australienne comportait la mise en place du marché national de l'électricité (« MNE ») en Australie-Méridionale et dans l'est de l'Australie. En Australie-Occidentale, où nos actifs liés à l'énergie sont situés, un nouveau MGE a été établi à la fin de 2006. La puissance installée totale sur le MGE est d'environ 5 500 MW et la puissance de TransAlta dans la région est d'environ 300 MW.

La consommation totale d'électricité en Australie-Occidentale devrait augmenter considérablement dans la foulée des projets menés dans le secteur des mines et de l'énergie. La Chambre des minéraux et de l'énergie (*Chamber of Minerals and Energy*) de l'Australie-Occidentale estime que le taux annuel de croissance de la consommation d'électricité jusqu'en 2020 atteindra 6,9 %. Le MGE a approuvé et octroyé au total 6 086 MW de puissance à 32 fournisseurs de puissance pour 2013-2014. Nous jouissons d'un important avantage concurrentiel en ce qui concerne

---

1) Exclut la puissance des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance.

l'approvisionnement en énergie des exploitations minières, surtout les exploitations minières éloignées, et avons acquis des connaissances et des compétences importantes dans ce domaine.

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

Nous estimons être bien placés pour réaliser notre stratégie commerciale grâce à nos forces sur le plan de la concurrence, où l'on retrouve notamment les éléments suivants :

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

*Stabilité des flux de trésorerie* – En moyenne, environ 70 % de notre puissance est vendue pour les sept prochaines années par l'intermédiaire de CAE de l'Alberta, de contrats à long terme et d'autres contrats physiques et financiers à court terme. Le produit net reçu aux termes de ces ententes contractuelles aide à minimiser les fluctuations des produits à court terme attribuables au prix variable de l'électricité.

*Diversité des combustibles* – Nous utilisons différents combustibles pour la production d'électricité, notamment le charbon, le gaz naturel, l'eau, l'énergie géothermique et le vent. Nous estimons que cette variété réduit l'incidence que peuvent avoir sur notre rendement des événements externes touchant une source de combustible en particulier.

*Équipe de direction* – Notre équipe de direction possède une vaste expérience de l'industrie, des marchés internationaux et du marché local.

*Expertise du groupe des opérations sur les produits énergétiques* – Nous estimons que notre groupe des opérations sur les produits énergétiques a augmenté les rendements que nous tirons de notre actif de production existant et qu'il nous a permis d'obtenir de meilleurs prix pour l'électricité non visée par des engagements, de garantir notre approvisionnement rentable en combustibles et de respecter nos obligations de livraison d'électricité en cas d'interruption des activités.

*Propriété ou contrôle de l'approvisionnement en charbon* – Nous possédons, contrôlons ou louons d'importantes réserves de charbon en Alberta, lesquelles garantissent une source de combustible stable et à long terme pour la totalité de nos centrales thermiques de l'Alberta. Nos mines situées en Alberta contiennent l'un des charbons à plus faible teneur en soufre d'Amérique du Nord, la moyenne étant de 0,25 % de soufre à la mine de Highvale. Le charbon à faible teneur en soufre émet moins d'anhydride sulfureux (« SO<sub>2</sub> ») lorsqu'il est brûlé.

*Production d'énergie éolienne* – Nous sommes le plus important propriétaire et exploitant de parcs éoliens du Canada. Notre équipe de direction a établi des relations importantes avec les clients, les fournisseurs et les décideurs, ce qui lui procure un avantage concurrentiel pour la mise en valeur, l'exploitation et la commercialisation de l'énergie éolienne.

*Environnement* – Nous sommes un chef de file reconnu dans le domaine du développement durable et nous avons pris des mesures préventives précoces à l'égard d'un certain nombre d'enjeux environnementaux avant même l'adoption de la réglementation à cet égard.

### **Secteur Siège social**

Notre secteur Siège social offre des services en matière de finances, de fiscalité, de droit, de réglementation, d'environnement, de trésorerie, de santé et sécurité, de développement durable, de communications d'entreprise, de relations avec le gouvernement et les investisseurs, d'approvisionnement, de technologies de l'information, de gestion du risque, de ressources humaines et d'audit interne ainsi que d'autres services administratifs, y compris des services en matière de conformité et de gouvernance pour appuyer nos secteurs Production et Opérations sur les produits énergétiques.

Pour en savoir davantage sur le résultat et les actifs sectoriels de TransAlta, on se reportera à la note 36 afférente à nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2011; ces états financiers sont intégrés par renvoi dans les présentes. Voir la rubrique « Documents intégrés par renvoi » des présentes.



## GESTION DES RISQUES ENVIRONNEMENTAUX

Nous sommes assujettis aux lois, aux règlements et aux lignes directrices en matière d'environnement des gouvernements fédéraux, provinciaux et étatiques et des administrations 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. Nous sommes déterminés à respecter les exigences des lois et des règlements ainsi qu'à réduire le plus possible les effets de nos activités sur l'environnement. Nous collaborons avec les gouvernements et le public en vue de mettre au point des cadres appropriés favorisant la protection de l'environnement et permettant de promouvoir le développement durable.

### Législation environnementale en cours et adoptée récemment

Les changements apportés à la législation environnementale en vigueur ont et continueront d'avoir une incidence sur nos activités.

#### *Alberta*

En Alberta, les groupes de production alimentés au charbon ont l'obligation de mettre en œuvre des contrôles additionnels des émissions dans l'atmosphère visant le NO<sub>x</sub>, le SO<sub>2</sub> et les particules à la fin de leurs contrats d'achat d'électricité, soit en 2020 dans la plupart des cas. Ces exigences réglementaires ont été établies par cette province en 2004 par suite de discussions qui se sont déroulées entre les différentes parties intéressées sous l'égide de la Clean Air Strategic Alliance (CASA) de l'Alberta. Toutefois, à mesure que la nouvelle réglementation des gaz à effet de serre applicable aux centrales alimentées au charbon sera élaborée, il est possible que les exigences et les échéanciers établis par la CASA en matière de polluants atmosphériques ne soient plus compatibles avec les échéanciers établis en matière de retrait des GES pour les centrales au charbon plus anciennes, qui entraîneront en soi des réductions considérables du NO<sub>x</sub>, du SO<sub>2</sub> et des particules. TransAlta est en pourparlers avec les gouvernements fédéral et provincial afin de s'assurer de la coordination entre la réglementation des gaz à effet de serre et la réglementation des polluants atmosphériques, de telle sorte qu'on puisse atteindre les objectifs de réduction des émissions le plus économiquement possible tout en maintenant la fiabilité de la production albertaine disponible.

#### *Canada*

Le 27 août 2011, le gouvernement du Canada a publié dans la *Gazette du Canada* un projet de règlement intitulé « Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone – secteur de l'électricité thermique au charbon ». Ce règlement propose une fin de vie utile après 45 ans pour les groupes de production alimentés au charbon, après quoi ceux-ci devraient respecter une norme de rendement en matière d'émissions de GES semblable au rendement des groupes alimentés au gaz naturel ou s'en approchant. Si ce règlement est adopté, il entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2015. Aux termes des dispositions en matière de consultation du gouvernement fédéral, l'industrie, les provinces et les autres intéressés disposent de 60 jours pour faire part de leurs observations sur le règlement, puis le gouvernement fédéral étudiera ces éléments dans le cadre de la mise au point du second projet.

Nous sommes actuellement en pourparlers avec le gouvernement du Canada et le gouvernement de l'Alberta au sujet de modifications visant le règlement qui se traduiraient par d'importantes réductions des émissions de GES et qui aligneraient ce règlement sur les règlements applicables à ce secteur et sur d'autres règlements actuels et futurs régissant les polluants atmosphériques et la production de gaz naturel. Ces pourparlers devraient se poursuivre au début de 2012.

#### *États-Unis*

L'Environmental Protection Agency (« EPA ») a annoncé le 14 septembre 2011 qu'elle retardait encore la publication du projet de réglementation des GES visant les centrales nouvelles et modifiées qui sont alimentées au charbon au-delà de sa date cible du 30 septembre 2011. Le projet de réglementation est attendu au début de 2012. Aucun plan n'a été annoncé en ce qui concerne une nouvelle réglementation des GES applicable aux centrales existantes telles que notre centrale de Centralia.

En décembre 2011, l'EPA a publié des normes nationales relatives à la pollution au mercure engendrée par les centrales. Les sources existantes auront jusqu'à quatre ans pour s'y conformer. Nous procédons déjà au déploiement de la technologie de captage volontaire du mercure à notre centrale de Centralia alimentée au charbon, laquelle devrait être

opérationnelle en 2012. Cette centrale planifie aussi le déploiement d'une technologie de captage additionnel visant à réduire davantage le NO<sub>x</sub>, conformément au projet de loi adopté par l'État de Washington en avril 2011, lequel exige que TransAlta commence à utiliser cette technologie d'ici le 1<sup>er</sup> janvier 2013.

Outre la réglementation fédérale, régionale et étatique à laquelle nous devons nous conformer, nous nous conformons également aux normes établies par la North American Electric Reliability Corporation (« NERC »). La NERC est l'organisme de fiabilité électrique (*electric reliability organization*, ou ERO) certifié par la Federal Energy Regulatory Commission aux États-Unis pour l'établissement et l'application des normes de fiabilité applicables au réseau de production et de transport d'électricité. La NERC établit et met en application des normes de fiabilité, évalue leur pertinence chaque année, contrôle le réseau de production et de transport et assure la formation théorique et pratique et la certification du personnel du secteur.

### **Activités de TransAlta**

La réduction des incidences de nos activités sur l'environnement est avantageuse non seulement pour nos activités et nos résultats financiers, mais également pour les collectivités dans lesquelles nous exerçons nos activités. Nous prévoyons que les émissions dans l'environnement et la conformité en matière d'environnement seront examinées de plus près. Nous avons donc adopté une approche proactive en vue de minimiser les risques sur nos résultats. Notre conseil exerce une surveillance sur nos programmes de gestion environnementale et nos initiatives en matière de réduction des émissions.

Nos programmes de gestion environnementale englobent les éléments suivants :

#### *Énergie renouvelable*

Notre investissement dans des sources d'énergie renouvelable se poursuit grâce à la construction de ressources énergétiques renouvelables. Notre centrale hydroélectrique de Bone Creek est devenue opérationnelle en 2011 et notre centrale éolienne de New Richmond, de 68 MW, est en construction et est prévue pour 2012. Un portefeuille de ressources énergétiques renouvelables plus vaste nous offre une plus grande flexibilité en matière de production et crée une plus-value environnementale grâce aux certificats d'énergie renouvelable ou aux crédits compensatoires.

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

Nous continuons d'améliorer notre exploitation et d'investir dans nos installations de production existantes afin de réduire les effets environnementaux de la production d'électricité. Nous avons installé du matériel de contrôle du mercure dans nos installations thermiques de l'Alberta en 2010 afin de respecter les objectifs de réduction de 70 % fixés par cette province. Notre nouvelle centrale de Keephills 3 a commencé ses activités en septembre 2011 et fait appel à une technologie de combustion supercritique afin de maximiser l'efficacité thermique, ainsi qu'à une technologie de capture du SO<sub>2</sub> et de faible combustion des NO<sub>x</sub>, qui est compatible avec la technologie utilisée actuellement dans notre centrale de Genesee 3. Des projets d'accroissement de la puissance nominale de nos centrales de Keephills et de Sundance ont été entrepris en 2011 et devraient être achevés en 2012; ces projets amélioreront l'efficacité de ces centrales sur le plan des émissions.

Les CAE visant nos centrales albertaines alimentées au charbon contiennent des dispositions relatives aux changements législatifs nous permettant de récupérer le coût des immobilisations et les charges d'exploitation de conformité auprès de nos clients parties aux CAE.

#### *Participation à la politique*

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

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

En octobre 2009, les gouvernements du Canada et de l'Alberta ont annoncé que le projet Pioneer, soit notre projet de CSC, avait reçu des engagements de financement de plus de 770 M\$. Depuis lors, nous avons progressé dans les travaux d'ingénierie portant sur les éléments du projet liés au captage, aux pipelines et au stockage et nous évaluons si les coûts et les autres conditions commerciales ainsi que les risques sont convenables de manière à assurer la viabilité du projet d'un point de vue commercial. La centrale prototype, si elle est construite, sera l'une des plus importantes centrales de CSC intégrée du monde et sera conçue pour capter une mégatonne de dioxyde de carbone (« CO<sub>2</sub> ») par année en provenance de notre unité 3 de 450 MW de la centrale alimentée au charbon de Keephills. Le CO<sub>2</sub> sera utilisé afin d'améliorer la récupération du pétrole et sera également injecté dans un site de stockage géologique permanent.

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

### *Portefeuille de crédits compensatoires*

TransAlta conserve un portefeuille de crédits compensatoires composé de divers instruments pouvant être utilisés à des fins de conformité ou, sinon, être cumulés ou vendus. Nous continuons d'examiner les autres occasions d'obtenir des crédits compensatoires qui nous permettent aussi d'atteindre les cibles en matière d'émissions à un coût concurrentiel. Nous veillons à ce que tous les investissements dans des crédits compensatoires respectent les critères de certification sur le marché dans lequel ils doivent être utilisés.

### *Réglementation de l'environnement*

Les changements apportés récemment à la réglementation de l'environnement peuvent avoir un effet défavorable important sur nous. Comme nous l'avons indiqué sous la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle et dans la partie du rapport de gestion annuel portant sur la gestion des risques, nombre de nos activités et de nos biens sont assujettis à des exigences environnementales, de même qu'à des changements touchant nos obligations en vertu de celles-ci, ce qui peut avoir un effet défavorable important sur nos résultats financiers consolidés.

## **FACTEURS DE RISQUE**

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

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

### ***L'exploitation et la maintenance de nos centrales comportent des risques pouvant avoir un effet défavorable important sur nos activités.***

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

Nous avons conclu des conventions de maintenance et de service continu avec les fabricants de certaines pièces d'équipement essentielles. Si un fabricant ne peut ou ne veut pas offrir un service de maintenance satisfaisant ou honorer une garantie, nous pourrions devoir conclure d'autres ententes avec d'autres fournisseurs si nous ne pouvons effectuer la maintenance nous-mêmes. Ces ententes pourraient être plus onéreuses pour nous que nos ententes actuelles et ces frais supplémentaires pourraient avoir un effet défavorable important sur nous. Si nous ne sommes pas en mesure de conclure d'autres ententes acceptables, notre incapacité à obtenir des pièces ou des connaissances techniques pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

Bien que nous gardions des pièces de rechange en stock ou prenions par ailleurs des dispositions pour en obtenir afin de remplacer les pièces d'équipement essentielles et que nous souscrivions de l'assurance contre les dommages matériels pour nous protéger contre certains risques d'exploitation, ces protections pourraient ne pas être suffisantes pour couvrir le manque à gagner ou les hausses de frais et les amendes qui pourraient nous être imposés si nous n'étions pas en mesure d'exploiter nos centrales à un niveau nécessaire pour nous conformer à nos contrats de vente (y compris les CAE de l'Alberta).

Nous pouvons être exposés au risque qu'il soit nécessaire d'exploiter une centrale à un niveau de capacité supérieur à celui auquel nous nous sommes engagés à fournir de la vapeur aux fins de l'exécution d'un contrat. En de telles circonstances, les coûts engagés pour produire la vapeur vendue pourraient dépasser les produits d'exploitation qui en sont tirés.

***Les pannes de matériel pourraient avoir un effet défavorable important sur nous.***

Une panne de matériel attribuable, entre autres, à l'usure normale, à un vice caché, à une erreur de conception ou à une erreur de l'opérateur est un risque qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités. Même si nos centrales de production sont généralement exploitées conformément aux attentes, rien ne garantit que cela se poursuivra. En outre, rien ne garantit que la protection d'assurance applicable protégerait adéquatement nos activités contre des effets défavorables importants.

***Nous pourrions subir les incidences négatives de catastrophes naturelles ou d'autres événements catastrophiques.***

Nos centrales de production et leurs activités sont exposées à des dommages potentiels et à des pertes partielles ou complètes résultant de catastrophes environnementales (p. ex., les inondations, les vents forts, les incendies et les tremblements de terre), à des pannes de matériel et à d'autres événements qui sont indépendants de notre volonté. La survenance d'un événement marquant qui empêche nos centrales de production de produire ou de vendre de l'électricité pendant une période prolongée, y compris des événements qui empêchent les clients actuels d'acheter de l'électricité, pourrait avoir un effet défavorable important sur nous. Nos centrales de production pourraient être exposées aux effets de conditions climatiques particulièrement rigoureuses, à des catastrophes naturelles et à des événements susceptibles d'être catastrophiques, tels qu'un accident ou un incident grave à nos emplacements. Dans certains cas, il est possible que certains événements ne nous dispensent pas des obligations qui nous incombent aux termes de conventions conclues avec des tiers. Le fait que plusieurs de nos centrales de production soient situées en zones éloignées peut faire en sorte qu'il soit plus difficile d'y avoir accès pour les réparer.

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

La survenance de ruptures de barrage à l'une ou l'autre de nos centrales hydroélectriques pourrait entraîner une perte de capacité de production, et la réparation de ces ruptures pourrait exiger que nous engagions des dépenses en immobilisations et d'autres ressources considérables. Si de telles ruptures se produisent, nous pourrions être exposés à une responsabilité considérable en ce qui a trait aux dommages. Rien ne garantit que le programme de sécurité de nos barrages permettra de déceler les ruptures de barrage éventuelles avant qu'elles ne surviennent ou d'éliminer toutes les conséquences défavorables en cas de ruptures. D'autres règlements en matière de sécurité pourraient être modifiés à l'occasion, ce qui pourrait avoir une incidence sur nos frais et notre exploitation. L'amélioration de tous les barrages afin que ceux-ci puissent résister à des événements plus intenses pourrait nous forcer à engager des dépenses en immobilisations et d'autres ressources considérables. Les conséquences des ruptures de barrage pourraient avoir un effet défavorable important sur nous. Nous tentons de gérer ce risque en suivant des procédures de maintenance préventive et

en souscrivant des assurances; toutefois, si une rupture de barrage suffisamment importante se produisait, la protection d'assurance, si elle était disponible, pourrait ne pas être adéquate et nous pourrions subir un effet défavorable important.

***Si notre approvisionnement en eau est réduit de façon importante, cela pourrait avoir des effets défavorables sur nous.***

L'exploitation de centrales hydroélectriques ou alimentées au gaz naturel ou au charbon nécessite un débit d'eau continu. Des changements touchant la situation météorologique ou le climat, les précipitations saisonnières habituelles, le moment et le rythme de la fonte des neiges, l'écoulement de surface et d'autres facteurs indépendants de notre volonté pourraient réduire le débit d'eau de nos centrales. Une réduction importante du débit d'eau de nos centrales limiterait notre capacité de produire et de commercialiser de l'électricité à partir de ces centrales et pourrait avoir un effet défavorable important sur nous. Une réglementation de plus en plus poussée s'applique à l'usage, au traitement et à l'évacuation des eaux et à l'obtention des droits relatifs à l'eau dans les territoires où nous exerçons nos activités. Tout changement apporté à la réglementation pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

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

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

Une réduction de la quantité de vent à l'emplacement d'une ou de plusieurs de nos centrales éoliennes sur une période prolongée peut réduire la production de ces centrales, ainsi que toutes les caractéristiques environnementales qui nous reviennent, et réduire nos produits d'exploitation et notre rentabilité.

***Les fluctuations des prix de l'électricité et de la disponibilité des approvisionnements en combustible nécessaires à la production d'électricité peuvent avoir un effet défavorable important sur nos activités.***

Une partie importante de nos produits d'exploitation est liée, directement ou indirectement, au prix du marché de l'électricité dans les marchés sur lesquels nous exerçons nos activités. Les prix de l'électricité sur le marché subissent l'incidence de plusieurs facteurs, dont : la vigueur de l'économie, la capacité de transport de l'électricité disponible, le prix des combustibles utilisés pour produire de l'électricité (et, par conséquent, certains des facteurs qui influent sur le prix des combustibles décrits ci-après); la gestion de la production et l'importance de la capacité de production excédentaire par rapport à la charge sur un marché en particulier; le coût du contrôle des émissions de pollution, notamment l'éventuel coût du carbone; la structure du marché; et les conditions climatiques qui influent sur la charge électrique. Par conséquent, nous ne pouvons pas prédire avec précision les prix futurs de l'électricité et la volatilité des prix de l'électricité pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

Nous achetons le gaz naturel et une partie de notre charbon pour fournir le combustible nécessaire à la production d'électricité. Nous pourrions subir des effets défavorables importants si le coût du combustible que nous devons acheter pour produire de l'électricité augmente au-delà du prix que nous pouvons obtenir pour l'électricité que nous vendons. Plusieurs facteurs influent sur le prix du combustible, dont bon nombre sont indépendants de notre volonté, notamment :

- les prix du marché en vigueur pour le combustible;
- la demande mondiale de produits énergétiques;
- le coût du carbone et les autres préoccupations environnementales;

- les interruptions liées aux conditions météorologiques empêchant la livraison de combustibles ou nuisant à la demande à court terme de combustibles;
- l'augmentation de l'offre de produits énergétiques sur les marchés de gros de l'électricité;
- la capacité de transport du combustible ou le coût du service de transport de combustible dans nos marchés; et
- le coût d'extraction minière qui, à son tour, est tributaire de divers facteurs tels que les pressions sur le marché du travail, les frais de remplacement du matériel et l'obtention des permis.

Des variations de l'un ou l'autre de ces facteurs peuvent faire grimper nos coûts de production d'électricité ou faire diminuer les produits que nous tirons de la vente d'électricité, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

***L'évolution de la conjoncture économique pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.***

Une évolution défavorable de la conjoncture économique et de la situation des marchés pourrait avoir un effet négatif sur la demande de produits, les produits des activités ordinaires, les charges d'exploitation, le calendrier et l'ampleur des dépenses en immobilisations, la valeur de réalisation nette des immobilisations corporelles, les résultats des mesures de financement, le risque de crédit et le risque de contrepartie, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nous. Les variations des taux d'intérêt peuvent avoir une incidence sur nos frais d'emprunt et les produits d'exploitation relatifs à la puissance que nous touchons aux termes des CAE de l'Alberta.

Aux termes des CAE prescrits par le gouvernement de l'Alberta conformément auxquels nous exploitons la plupart de nos centrales thermiques et hydroélectriques en Alberta, nous sommes exposés à certains risques, y compris la possibilité d'amendes pour des interruptions imprévues et le fardeau des coûts accrus nécessaires à la maintenance et à l'exploitation de nos centrales.

La majorité de nos centrales thermiques et hydroélectriques albertaines fonctionnent aux termes des CAE de l'Alberta, qui fixent des exigences en matière de puissance engagée et de production d'énergie électrique ainsi que des objectifs de disponibilité devant être atteints par chaque centrale au charbon, des obligations en matière de services énergétiques et auxiliaires des centrales hydroélectriques et la rétribution pour le respect des obligations aux termes des CAE. Aux termes des CAE de l'Alberta applicables aux centrales au charbon, en cas d'interruption imprévue, sauf si celle-ci est considérée comme occasionnée par un cas de force majeure, nous devons payer une pénalité pour la production perdue, d'après un prix qui correspond à la moyenne mobile sur trois jours des prix de l'électricité sur le marché de l'Alberta. Par conséquent, une interruption imprévue pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

Nous assumons une partie des répercussions des hausses de nos charges d'exploitation (sauf les hausses découlant d'un « changement de loi » au sens donné à l'expression *change of law* dans les CAE de l'Alberta) puisque le prix que nous pouvons recevoir pour notre puissance aux termes des CAE de l'Alberta se fonde sur un barème de coûts fixes prévus. Bon nombre des coûts prévus seront déterminés par des indices, des formules ou d'autres moyens pendant toute la durée des CAE de l'Alberta. Nos résultats réels varieront et seront tributaires du rendement comparativement aux prévisions sur lesquelles reposent les CAE de l'Alberta. Les charges d'exploitation pourraient augmenter en raison de nombreux facteurs qui sont indépendants de notre volonté. Une hausse importante de nos charges d'exploitation pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités.

À l'occasion, pendant la durée des CAE de l'Alberta, des questions peuvent être soulevées quant à l'application prévue de ceux-ci et peuvent exiger l'interprétation de certaines de leurs dispositions; or, les interprétations qui en sont alors faites peuvent ne pas être à notre avantage. En de telles circonstances, nous pourrions subir des effets défavorables importants.

***Nous exerçons nos activités dans un environnement hautement concurrentiel et pouvons ne pas être en mesure de livrer concurrence avec succès.***

Nous exerçons nos activités dans un certain nombre de provinces canadiennes, ainsi qu'aux États-Unis et en Australie. Dans ces régions, nous devons faire face à la concurrence provenant de grands services publics comme de petits producteurs d'électricité indépendants, ainsi que de conglomerats de capitaux privés et internationaux. Certains concurrents possèdent des ressources financières et d'autres ressources considérablement supérieures aux nôtres. Le tort causé par la concurrence pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités.

***Les variations climatiques peuvent avoir une incidence sur la demande d'électricité et notre capacité de produire de l'électricité.***

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

***Nous pourrions ne pas avoir gain de cause dans la contestation d'actions en justice.***

Nous devons parfois assumer la défense dans le cadre de diverses actions et poursuites en justice et sommes parfois partie à des différends commerciaux qui sont réglés par arbitrage. Rien ne garantit que nous aurons gain de cause dans ces instances ni qu'un jugement contre nous dans l'une de ces instances n'aura pas un effet défavorable important sur nous.

***Les lois et règlements des différents marchés où nous sommes actifs sont susceptibles de changer, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.***

Certains des marchés où nous exerçons nos activités et où nous avons l'intention de les exercer sont assujettis à une surveillance et à un contrôle réglementaires importants. Nous ne pouvons prédire s'il y aura d'autres changements sur le plan réglementaire, y compris la réglementation possible des tarifs autorisés et de la structure du capital des sociétés productrices de gros comme la nôtre, ni quelles conséquences ultimes ces changements auront, le cas échéant, sur nos activités. Les règles et la réglementation en vigueur actuellement dans les marchés peuvent être révisées ou réinterprétées et de nouvelles lois et de nouveaux règlements peuvent être adoptés ou devenir applicables à nous ou à nos centrales et avoir un effet défavorable important sur nous. Nous ne pouvons pas garantir que nous serons en mesure d'adapter notre activité en temps opportun en réaction aux changements qui pourront être apportés au cadre réglementaire des marchés dans lesquels nous exerçons notre activité, et cette incapacité d'adaptation pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Les autorités de réglementation peuvent également, à l'occasion, enquêter sur nos activités dans les marchés dans lesquels nous exerçons nos activités ou effectuons des opérations. Ces enquêtes peuvent entraîner des sanctions ou des amendes pouvant avoir une incidence importante sur nos activités ou notre situation financière futures.

Nos centrales font également l'objet de diverses exigences en matière de licences et de permis dans les territoires où elles sont exploitées. Bon nombre de ces licences et permis doivent être renouvelés à l'occasion. Si nous ne parvenons pas à renouveler ces licences ou permis, ou si leurs modalités sont modifiées d'une façon qui nuit à notre activité, nous pourrions en subir un effet défavorable important.

Des changements aux règles et à la réglementation d'une commission de services publics d'une province canadienne ou d'un État américain ou de quelque autre organisme de réglementation dans les autres marchés dans lesquels nous faisons ou pourrions faire concurrence peuvent avoir un effet défavorable important sur nous.

***Nos activités pourraient être considérablement touchées par la loi Dodd-Frank, y compris par une réglementation accrue des dérivés négociés hors cote, ce qui pourrait avoir un effet important sur notre capacité de protéger notre production d'électricité par des opérations de couverture.***

Le titre VII de la loi Dodd-Frank accroît la réglementation des opérations portant sur des instruments financiers dérivés négociés hors cote, y compris en exigeant que des organismes de compensation agissent comme contreparties centrales à l'égard de nombreuses opérations sur dérivés négociés hors cote. L'incidence de cette loi sur nos activités dépendra des règles qui seront adoptées et, plus particulièrement, de la définition définitive des termes clés tels que « Swap Dealer » (contrepartiste en swaps) et « End-User » (utilisateur final). Les entités désignées en tant que contrepartistes en swaps seront assujetties à des exigences coûteuses en matière de compensation et de dépôt de marge, ainsi qu'à des obligations supplémentaires en matière d'information et de déontologie. Le fait d'être désigné en tant que contrepartiste en swaps pourrait nuire considérablement à notre capacité de protéger notre production d'électricité par des opérations de couverture en réduisant la liquidité des marchés de l'énergie et des produits de base et, si nous sommes tenus de faire la compensation de ces opérations sur des marchés boursiers ou de remplir d'autres exigences, en augmentant considérablement les coûts de garantie associés à ces activités. Nous ne pouvons savoir maintenant si nous aurons l'obligation de fournir des garanties (pour nos opérations compensées et non compensées) en sus de celles que nous fournissons actuellement dans le cadre de nos opérations de couverture existantes et, si tel est le cas, quelle en sera l'ampleur. D'autres éléments de la loi Dodd-Frank auront une incidence sur nos activités liées aux dérivés, notamment la déclaration des opérations, les limites de position et l'exécution des opérations. Plusieurs aspects de la loi Dodd-Frank sont assujettis à l'adoption de règles qui prendront effet sur plusieurs années, de sorte qu'il est difficile d'en évaluer toutes les répercussions à ce moment-ci.

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

Nos activités sont assujetties aux lois, aux règlements et aux lignes directrices en matière d'environnement des gouvernements fédéraux, provinciaux et étatiques et des administrations locales qui portent sur la production et le transport d'électricité et d'énergie thermique ainsi que sur l'exploitation minière à ciel ouvert, relativement à la pollution et à la protection de l'environnement, à la santé et à la sécurité, et qui régissent, entre autres, les émissions dans l'atmosphère, l'usage et l'évacuation des eaux, le stockage, le traitement et l'élimination des déchets et autres matières et la restauration des sites ainsi que la responsabilité relative à l'utilisation des terres (collectivement, « réglementation environnementale »). Ces lois peuvent imposer une responsabilité à l'égard des coûts engagés pour faire enquête et pour apporter des mesures correctives à la suite d'une contamination sans égard à la faute et, dans certaines circonstances, la responsabilité peut être solidaire, de sorte qu'une partie responsable donnée est tenue responsable de toute l'obligation. La réglementation environnementale peut aussi imposer, entre autres, des restrictions, des responsabilités et des obligations relativement à la production, à la manipulation, à l'utilisation, à l'entreposage, au transport, au traitement et à l'élimination des substances et des déchets dangereux et peut imposer des responsabilités, notamment de nettoyage et de divulgation, relativement aux déversements, aux rejets et aux émissions de diverses substances dans l'environnement. La réglementation environnementale peut également exiger que les installations et les autres biens associés à nos activités soient exploités, maintenus, abandonnés et restaurés à la satisfaction des autorités de réglementation compétentes. De plus, il y a un niveau croissant de réglementation environnementale relativement à l'utilisation, au traitement et à l'évacuation des eaux et nous prévoyons l'adoption de nouveaux règlements ou de règlements supplémentaires sur les émissions à l'échelle nationale au Canada, aux États-Unis et en Australie qui pourraient imposer des normes différentes quant aux obligations de conformité s'appliquant à nos activités. Ces diverses normes de conformité pourraient entraîner un dédoublement des obligations de notre entreprise en matière de conformité et de coûts ou influer sur notre capacité d'exploiter nos installations.

Pour respecter la réglementation environnementale, nous devons engager des dépenses en immobilisations et encourir des frais d'exploitation importants pour la surveillance environnementale, le matériel et les processus de contrôle des effluents et des émissions; la mesure, la vérification et la déclaration des émissions; les droits liés aux émissions et d'autres activités ou obligations de conformité. Nous nous attendons à devoir continuer d'assumer d'autres dépenses liées à l'environnement dans l'avenir. Des normes plus rigoureuses, une réglementation nouvelle ou plus abondante, l'application plus stricte des règles par les autorités de réglementation, les exigences plus poussées pour l'obtention des permis, une augmentation du nombre et du type d'éléments d'actif exploités par la Société qui sont assujettis à la législation environnementale et la mise en oeuvre d'une réglementation provinciale, étatique et nationale sur les



émissions de GES, les émissions de mercure ou d'autres émissions dans l'atmosphère dans un territoire où nous sommes actifs pourraient faire augmenter le montant de ces dépenses. Dans la mesure où ces dépenses ne peuvent être transmises aux clients aux termes de nos contrats d'achat d'électricité, y compris les CAE de l'Alberta, nous pourrions avoir à engager des coûts importants. De plus, le respect de la réglementation environnementale pourrait nous forcer à restreindre certaines de nos activités. Si nous ne nous conformons pas à la réglementation environnementale, les organismes de réglementation pourraient chercher à nous imposer des sanctions civiles, administratives et/ou criminelles, ou à limiter nos activités et nous occasionner d'importantes dépenses liées à la conformité, à du nouveau matériel ou à de nouvelles technologies, à des obligations d'information et à de la recherche et du développement. En plus d'être soumis à la réglementation environnementale, nous pourrions engager notre responsabilité civile si des parties privées décidaient de demander que des amendes, des peines civiles ou des responsabilités nous soient imposées relativement à des dommages matériels, à des blessures et à d'autres coûts et pertes. Nous ne pouvons pas garantir que nous ne ferons pas l'objet de poursuites ou de mesures administratives ou d'enquêtes par ailleurs susceptibles de nuire à nos activités et à nos éléments d'actif. Si nous faisons l'objet d'une poursuite ou d'une instance par ailleurs susceptible de nuire à nos activités et à nos éléments d'actif, nous pourrions être tenus d'engager des dépenses importantes pour défendre nos activités ou pour présenter des preuves de leur conformité ou pour assurer la conformité de notre Société, de nos activités et de nos éléments d'actif, dépenses qui pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Divers efforts déployés récemment au chapitre de la réglementation fédérale, provinciale, étatique et locale éventuelle continuent d'être axés sur les changements climatiques ou les émissions de GES, et des exigences en matière de déclaration obligatoire des GES sont entrées en vigueur en 2010 en Ontario et aux États-Unis. Au Canada, aux États-Unis et en Australie, la législation relative aux GES ou d'autres formes de réglementation sont toujours en cours d'élaboration, et il est trop tôt pour en établir les répercussions. Les exigences de réduction obligatoire des émissions de GES devraient nous imposer des coûts accrus, comme cela devrait être le cas pour la plupart des producteurs d'énergie thermique d'Amérique du Nord. Nous sommes assujettis à d'autres règlements régissant la qualité de l'air, y compris les règlements sur le mercure. Nous ne pouvons pour l'instant évaluer les répercussions éventuelles des futurs règlements sur le mercure pour nos installations américaines. Dans la mesure où des règlements nouveaux ou supplémentaires sur les émissions de GES, les émissions de mercure ou d'autres émissions dans l'atmosphère pourraient nous occasionner des coûts qui ne peuvent être transmis à nos clients aux termes de nos contrats d'achat d'énergie, y compris les CAE de l'Alberta, les coûts pourraient être importants et avoir un effet défavorable important sur nos activités.

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

***Des changements touchant l'opinion que des parties externes se forment au sujet de notre Société peuvent avoir un effet défavorable important sur nous.***

Le risque lié à la réputation est inhérent à nos activités, car l'opinion du grand public, des parties intéressées privées, des gouvernements et d'autres entités peut changer. Notre réputation est l'un de nos plus précieux actifs.

Nous gérons le risque lié à la réputation de la façon suivante :

- en nous efforçant d'établir, dans les régions où nous exerçons nos activités, des relations viables de bon voisinage et des partenariats d'affaires fondés sur une compréhension mutuelle qui se traduira par des solutions que nous pourrions mettre en œuvre en collaboration avec nos voisins et les parties intéressées des collectivités;

- en communiquant clairement et régulièrement nos objectifs et priorités d'affaires aux diverses parties intéressées;
- en entretenant des relations positives avec les différentes instances gouvernementales;
- en adoptant le développement durable à titre de stratégie d'entreprise à plus long terme;
- en nous assurant que chaque décision d'affaires est prise en toute intégrité et dans le respect de nos valeurs; et
- en expliquant aux parties intéressées l'incidence et le motif de nos décisions d'affaires en temps opportun.

Nous sommes déterminés à exploiter une entreprise sûre et socialement responsable. Nous avons mis en place un système grâce auquel nos employés peuvent faire connaître leurs préoccupations en matière d'éthique directement au directeur, Audit interne, lequel demandera au service de sécurité du siège social, aux affaires juridiques et aux ressources humaines de déterminer les mesures qui s'imposent. Ces préoccupations des employés et les mesures adoptées sont examinées par le président du comité d'audit et des risques (« CAR »). Tous les employés et les administrateurs doivent signer chaque année le code de conduite de la Société.

***Nos systèmes informatiques sont vulnérables aux virus informatiques, aux catastrophes naturelles, aux accès non autorisés, aux cyberattaques et à d'autres dérangements semblables, qui sont tous susceptibles d'avoir un effet défavorable important sur nos activités.***

Nous avons mis en place certains systèmes, procédés et pratiques conçus pour protéger nos systèmes et nos données contre toute appropriation illicite ou corruption intentionnelle ou non et pour nous protéger contre toute interruption de nos activités. Malgré ces mesures de sécurité, nos systèmes de TI sont vulnérables aux virus informatiques, aux catastrophes naturelles, aux accès non autorisés, aux cyberattaques et à d'autres dérangements semblables. Une panne de système, un accident ou une violation de la sécurité des ordinateurs pourrait perturber notre fonctionnement et entraîner la perte de données confidentielles ou exclusives, ce qui pourrait entacher notre réputation, réduire la confiance de nos clients, perturber notre fonctionnement et engager éventuellement notre responsabilité financière, et chacune de ces conséquences pourrait avoir un effet défavorable important sur notre situation financière et nos résultats d'exploitation. Nous surveillons de près les mesures à la fois de prévention et de détection afin de gérer ce risque.

***Nous nous fions à des lignes de transport qui ne nous appartiennent pas ni ne relèvent de notre contrôle, ce qui pourrait nuire à notre capacité de produire, de vendre et de livrer de l'électricité.***

Nous sommes tributaires des installations de transport et de distribution détenues et exploitées par des services publics et d'autres sociétés d'électricité pour la livraison de l'électricité que nous produisons. Une interruption prolongée du transport, une panne du réseau de transport ou l'indisponibilité d'installations de transport et de distribution pourrait avoir une incidence sur notre capacité de produire, de vendre et de livrer de l'électricité, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités.

***Les risques liés aux activités de négociation peuvent avoir un effet défavorable important sur nos activités.***

Nos activités de négociation et de mise en marché comportent souvent la prise de positions de négociation sur les marchés énergétiques de gros tant à moyen terme qu'à court terme. Dans la mesure où nous détenons des positions acheteurs sur les marchés énergétiques, un revirement des prix du marché entraînera des pertes découlant de la baisse de la valeur de ces positions acheteurs. En revanche, dans la mesure où nous concluons des contrats de vente à terme pour la livraison d'énergie dont nous ne sommes pas propriétaires, ou prenons des positions vendeurs sur les marchés énergétiques, un redressement des prix du marché nous exposera à des pertes si nous tentons de couvrir des positions vendeurs en faisant l'acquisition d'énergie dans un marché haussier.

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

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

Bien que nous utilisions différents contrôles pour la gestion des risques, réalisés par notre groupe de gestion du risque indépendant, afin de limiter notre exposition aux risques découlant de nos activités de négociation, dont la VAR, les restrictions visant à minimiser les pertes, les tests de simulation et les limites et les restrictions volumétriques et relatives à la durée à l'égard des instruments autorisés, nous ne pouvons garantir que nous ne subirons pas de pertes et ces pertes pourraient avoir un effet défavorable important sur nous.

***En raison de nos activités multinationales, nous sommes exposés au risque de change et au risque lié à la réglementation et aux régimes politiques.***

Nos investissements et nos activités dans des pays étrangers, le bénéfice que nous tirons de ces activités, l'acquisition de matériel et de services auprès de fournisseurs étrangers et notre dette libellée en dollars américains nous exposent à diverses devises, surtout les dollars américain et australien et l'euro. Les variations de la valeur de ces devises par rapport au dollar canadien pourraient faire baisser notre résultat ou la valeur de nos investissements étrangers. Bien que nous nous efforcions de gérer ce risque en ayant recours à des instruments de couverture, y compris des swaps de devises et à des contrats de change à terme, et à l'appariement des produits d'exploitation et des dépenses par monnaie au niveau du siège social, rien ne garantit que ces efforts en matière de gestion du risque seront efficaces et les variations du change pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités.

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

***Nous pourrions éprouver de la difficulté à réunir les capitaux dont nous aurons besoin à l'avenir, ce qui pourrait nuire grandement à nos activités.***

Dans la mesure où nos sources de capitaux et nos flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ne suffisent pas à financer nos activités, nous pouvons avoir besoin de réunir des capitaux supplémentaires. Nous pourrions ne pas être en mesure d'obtenir du financement supplémentaire au moment où nous en aurons besoin et, si ce financement est disponible, il pourrait ne pas l'être à des conditions qui nous soient favorables.

***Nos titres de créance seront structurellement subordonnés à la dette de nos filiales qui est actuellement en cours ou qui pourrait être contractée à l'avenir.***

Nous exerçons nos activités et détenons la majorité de nos actifs par l'entremise de nos filiales, y compris des sociétés de personnes. Nos résultats d'exploitation et notre capacité d'assurer le service de la dette sont tributaires des résultats d'exploitation de nos filiales et des fonds que celles-ci versent à TransAlta, notamment sous forme de prêts ou de dividendes. Nos filiales n'auront pas l'obligation de payer quelque somme que ce soit due aux termes des titres d'emprunt que TransAlta a émis ni de mettre quelque somme que ce soit à la disposition de TransAlta en vue du paiement des titres d'emprunt que TransAlta a émis, que ce soit en lui versant des dividendes ou des intérêts ou en lui consentant des prêts, des avances ou d'autres paiements. De plus, le versement de dividendes et l'octroi de prêts, d'avances et d'autres paiements à notre endroit par nos filiales peuvent être assujettis à des restrictions juridiques ou contractuelles.

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

Nos filiales ont financé certains investissements en faisant appel à du financement de projet sans recours. Chaque financement de projet sans recours est structuré pour être remboursé avec les flux de trésorerie que procure l'investissement. En cas de défaut non corrigé aux termes d'une convention de financement, les prêteurs auraient généralement des droits sur les actifs en cause. En cas de forclusion après un défaut, notre filiale pourrait perdre ses droits sur l'actif ou pourrait n'avoir droit à aucune partie des liquidités que l'actif peut produire. Quoiqu'un défaut aux termes d'un financement de projet n'entraîne pas un défaut relativement aux titres d'emprunt que TransAlta a émis, il peut avoir un effet défavorable sur notre capacité d'assurer le service de notre dette en cours.

***Des changements touchant les restrictions légales ou contractuelles s'appliquant à notre structure organisationnelle pourraient avoir un effet défavorable important sur nous.***

Nous exerçons une partie importante de nos activités par l'entremise de filiales et de sociétés de personnes. Notre capacité de remplir nos obligations à l'égard de notre dette et d'en assurer le service dépend des résultats d'exploitation de nos filiales et des fonds que celles-ci nous verse, notamment sous forme de distributions, de prêts ou de dividendes. De plus, nos filiales peuvent être assujetties à des restrictions légales ou contractuelles qui limitent leur capacité de nous distribuer des fonds.

***Certains des contrats auxquels nous sommes partie exigent que nous affectons des biens en garantie de nos obligations.***

Nous sommes exposés à un certain risque aux termes de certains contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz naturel conclus aux fins de nos opérations de couverture et de négociation pour compte propre. Les modalités de ces contrats exigent que nous donnions des garanties financières lorsque la juste valeur de ces contrats dépasse les limites de crédit que nous consentent nos cocontractants et lorsque le contrat nous oblige à donner les garanties financières. La juste valeur de ces contrats varie en fonction des fluctuations des prix des produits de base. Ces contrats comprennent : i) des contrats d'achat, lorsque les prix à terme des produits de base sont inférieurs aux prix convenus par contrat; et ii) des contrats de vente, lorsque les prix à terme des produits de base sont supérieurs aux prix convenus par contrat. Une baisse de notre notation par certaines agences de notation peut entraîner une diminution des limites de crédit qui nous sont consenties par nos cocontractants et augmenter ainsi le montant de garantie que nous pouvons être appelés à fournir, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

***Si nos cocontractants ne sont pas en mesure de s'acquitter de leurs obligations, nous pourrions en subir un effet défavorable important.***

Si les acheteurs de notre électricité ou de notre vapeur ou certains autres de nos cocontractants manquent à leurs obligations, nous pourrions en subir un effet défavorable important. Bien que nous cherchions à contrôler notre exposition au risque de crédit en évaluant la capacité de nos cocontractants de respecter leurs obligations contractuelles avant de conclure des contrats avec eux, rien ne garantit que nous réussirons à identifier les clients solvables. De plus, bien que nous nous efforcions de surveiller les activités de négociation afin de nous assurer que nos cocontractants ne dépassent pas les limites de crédit, aucune garantie ne peut être donnée quant à l'efficacité absolue de cette surveillance. Si nos cocontractants ne sont pas en mesure de respecter leurs obligations, nous pourrions subir une réduction de nos produits d'exploitation, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités.

***Les garanties d'assurance pourraient être insuffisantes.***

Nous souscrivons des assurances pour nos installations, notamment une assurance tous risques des biens, une assurance responsabilité civile des entreprises et une assurance bris de machine, selon les montants et les franchises que nous estimons appropriés. Nous souscrivons également une assurance pertes d'exploitation pour certaines de nos centrales lorsque nous ne disposons pas par ailleurs d'arrangements contractuels visant ces pertes potentielles ou, dans d'autres cas, lorsqu'il n'est pas économique de conclure de tels arrangements.

Nos garanties d'assurance pourraient éventuellement ne plus être offertes à des conditions raisonnables sur le plan commercial ou des limites de garantie suffisantes pourraient ne pas être disponibles sur le marché. De plus, le produit d'assurance que nous recevrons à l'égard d'un sinistre ou de dommages donnés subis à l'une de nos installations de production pourrait ne pas suffire à nous permettre de poursuivre les paiements relatifs à notre dette.

***La provision pour impôts sur le revenu pourrait être insuffisante.***

Nos activités sont complexes, et le calcul de la provision pour impôts sur le revenu repose sur des interprétations, des lois et des règlements de nature fiscale qui sont en constante évolution. De plus, nos déclarations de revenu peuvent faire l'objet de vérifications de la part des administrations fiscales. Même si nous estimons que nos déclarations de revenu respectent à tous les égards importants la totalité des interprétations, lois et règlements de nature fiscale applicables, nous ne pouvons garantir que nous n'aurons pas de désaccords avec l'administration fiscale relativement à nos déclarations de revenu qui pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités.

***Si nous ne parvenons pas à attirer et à maintenir en poste le personnel clé, nous pourrions en subir un effet défavorable important.***

La perte d'un membre de notre personnel clé ou notre incapacité de recruter, de former, de garder à notre service et de motiver des membres de la direction et d'autres membres du personnel compétents additionnels pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités. La concurrence pour ce type de personnel est vive et rien ne garantit notre succès à cet égard.

Si nous ne parvenons pas à négocier de façon fructueuse, au besoin, de nouvelles conventions collectives avec notre personnel syndiqué, nous en subissons les conséquences.

Bien que nous estimions entretenir des relations satisfaisantes avec nos employés syndiqués, rien ne garantit que nous serons en mesure de négocier ou de renégocier avec succès nos conventions collectives à des conditions que TransAlta estimera acceptables. Nous prévoyons renégocier deux conventions collectives, visant 86 de nos employés, en 2012 et 7 autres conventions collectives, visant 801 de nos employés, en 2013. Tout problème dans la négociation de ces conventions collectives pourrait mener à une augmentation des charges salariales, à un arrêt de travail ou à une grève, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

***Les risques liés aux projets de mise en valeur et aux acquisitions de TransAlta sont susceptibles d'avoir un effet défavorable important sur nous.***

Les projets de mise en valeur et les acquisitions que nous entreprenons peuvent comporter des risques liés à l'exécution et au coût en capital, notamment les risques liés à l'obtention des approbations réglementaires, à l'opposition de tiers, à la hausse des coûts, aux retards de construction, aux pénuries de matières premières ou de main-d'oeuvre qualifiée et aux restrictions visant le capital. La matérialisation de ces risques pourrait avoir un effet défavorable important sur nous et sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

L'expansion de nos activités au moyen de projets de mise en valeur et d'acquisitions peut se traduire par un surcroît d'exigences envers notre direction, nos systèmes d'exploitation, nos contrôles internes et nos ressources financières et matérielles. En outre, le processus d'intégration des entreprises acquises ou des projets de mise en valeur peut comporter des difficultés imprévues. Si nous ne parvenons pas à gérer ou à intégrer efficacement les entreprises acquises ou les projets de mise en valeur, cela pourrait avoir un effet défavorable important sur nous et sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. De plus, nous ne pouvons garantir que nous réussirons l'intégration d'une acquisition ni que les possibilités commerciales ou les synergies opérationnelles d'une acquisition seront réalisées comme prévu.

En ce qui a trait aux acquisitions, nous ne pouvons garantir que nous serons en mesure de trouver des opérations convenables ni que nous disposerons de ressources suffisantes, notamment au moyen de nos facilités de crédit ou sur les marchés financiers, pour poursuivre et mener à terme les occasions d'acquisition repérées en temps opportun et à un coût raisonnable. Toute acquisition que nous nous proposons de faire ou que nous réalisons comporte les risques commerciaux usuels liés au fait que l'opération ne puisse être réalisée aux conditions négociées ou dans les délais prévus

ou qu'elle ne puisse pas être réalisée du tout. Toute acquisition comporte inévitablement, à un certain degré, le risque que d'éventuelles responsabilités ne nous soient pas divulguées ou qu'elles nous soient inconnues. L'existence de telles responsabilités non divulguées peut avoir un effet défavorable important sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

## **PERSONNEL**

Au 31 décembre 2011, nous comptons 2 195 employés actifs comprenant des employés à temps plein, à temps partiel et temporaires. De ce nombre, 1 527 employés appartenaient à notre secteur Production et 75, à notre secteur Opérations sur les produits énergétiques. Environ 42 % de nos employés sont syndiqués. Nous sommes actuellement partie à 11 conventions collectives différentes. En 2011, nous avons renouvelé deux de ces conventions, lesquelles avaient expiré respectivement le 31 mars 2011 et le 18 octobre 2011. Quatre autres conventions collectives devraient être renégociées en 2012.

## **STRUCTURE DU CAPITAL**

### **Généralités**

Notre capital-actions autorisé 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 29 février 2012, nous avions 224 676 719 actions ordinaires en circulation et 12 000 000 d'actions privilégiées de premier rang série A et 11 000 000 d'actions privilégiées de premier rang série C en circulation.

### **Actions ordinaires**

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

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

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

Les actions privilégiées de premier rang de toutes les séries prennent rang avant toutes les autres actions de TransAlta quant au versement de dividendes et à la distribution de l'actif en cas de liquidation ou de dissolution de la Société ou de réduction du capital déclaré. Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang ont le droit de recevoir des dividendes trimestriels cumulatifs sur le prix de souscription de ces actions, lorsque le conseil en déclare, au taux que fixe le conseil au moment de l'émission des actions d'une série. Aucun dividende ne peut être déclaré ou versé sur d'autres actions de TransAlta 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, distribué aux porteurs d'autres actions de TransAlta 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 et 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 notre actif.

Le conseil peut inclure dans les conditions se rattachant aux actions d'une série particulière d'actions privilégiées de premier rang certains droits de vote prenant effet si nous n'effectuons pas six versements de dividendes trimestriels, consécutifs ou non. Ces droits de vote sont maintenus tant que des dividendes sont arriérés. Ces droits de vote consistent en une voix pour chaque tranche de 25,00 \$ du prix de souscription relativement à toutes les questions à l'égard desquelles les actionnaires votent et, en outre, en le droit pour les 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 TransAlta si le conseil se compose alors de moins de 16 administrateurs, ou 3 administrateurs si le conseil se compose de 16 administrateurs ou plus. Autrement, sauf si la loi l'exige, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang n'ont pas le droit de voter ni d'être convoqués ou d'assister aux assemblées des actionnaires de la Société.

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

#### *Actions de série A*

Les actions privilégiées à taux rajustable, série A ont été émises le 10 décembre 2010 avec un coupon de 4,60 % (« actions de série A »), comme il en est question sous la rubrique « Développement général de l'activité ». Certaines dispositions des actions de série A sont décrites ci-dessous.

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

Les porteurs d'actions de série A ont le droit de recevoir, à mesure que le conseil en déclare sur les fonds de TransAlta dûment applicables à de tels versements, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs fixes, payables trimestriellement le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Si une de ces dates ne tombe pas un jour ouvrable, le dividende sera versé le jour ouvrable suivant.

Pour chaque période de cinq ans suivant la période à taux fixe initiale (chacune étant une « période à taux fixe ultérieure »), les porteurs des actions de série A ont le droit de recevoir, à mesure que le conseil en déclare, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs fixes, versés tous les trimestres le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année, d'un montant par action calculé en multipliant un quart du taux de dividende annuel fixe applicable à cette période à taux fixe ultérieure par 25,00 \$ (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Le taux de dividende annuel fixe de la prochaine période à taux fixe ultérieure sera déterminé par TransAlta à la date de calcul du taux fixe (le 30<sup>e</sup> jour précédant le premier jour de cette période à taux fixe ultérieure) et correspondra au rendement des obligations du Canada (rendement à l'échéance d'une obligation de cinq ans non remboursable par anticipation du gouvernement du Canada) à la date de calcul du taux fixe, majoré d'un écart de 2,03 %. Cet écart s'appliquera aux actions de série A et aux actions de série B décrites ci-après et demeurera le même pendant la durée des actions de série A.

#### *Rachat des actions de série A*

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

Si nous avisons les porteurs des actions de série A du rachat de la totalité des actions de série A, le droit d'un porteur d'actions de série A de convertir ces actions de série A prend fin et nous ne sommes pas tenus d'aviser les porteurs inscrits des actions de série A d'un taux de dividende annuel fixe, d'un taux de dividende trimestriel variable ou du droit de conversion des porteurs d'actions de série A.

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

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

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

### *Modification*

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

### *Actions de série C*

Les actions privilégiées à taux rajustable, série C ont été émises le 30 novembre 2011 avec un coupon de 4,60 % (« actions de série C »), comme il en est question sous la rubrique « Développement général de l'activité ». Certaines dispositions des actions de série C sont décrites ci-dessous.

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

Les porteurs d'actions de série C ont le droit de recevoir, à mesure que le conseil en déclare sur les fonds de TransAlta dûment applicables à de tels versements, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs fixes, payables trimestriellement le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Si une de ces dates ne tombe pas un jour ouvrable, le dividende sera versé le jour ouvrable suivant.

Pour chaque période de cinq ans suivant la période à taux fixe initiale (chacune étant une « période à taux fixe ultérieure »), les porteurs des actions de série C ont le droit de recevoir, à mesure que le conseil en déclare, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs fixes, versés tous les trimestres le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année, d'un montant par action calculé en multipliant un quart du taux de dividende annuel fixe applicable à cette période à taux fixe ultérieure par 25,00 \$ (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Le taux de dividende annuel fixe de la prochaine période à taux fixe ultérieure sera déterminé par TransAlta à la date de calcul du taux fixe (le 30<sup>e</sup> jour précédant le premier jour de cette période à taux fixe ultérieure) et correspondra au rendement des obligations du Canada (rendement à l'échéance d'une obligation de cinq ans non remboursable par anticipation du gouvernement du Canada) à la date de calcul du taux fixe, majoré d'un écart de 3,10 %. Cet écart s'appliquera aux actions de série C et aux actions de série D décrites ci-après et demeurera le même pendant la durée des actions de série C.



### *Rachat des actions de série C*

Les actions de série C peuvent être rachetées par TransAlta, en totalité ou en partie, à compter du 30 juin 2017 et le 30 juin tous les cinq ans par la suite, par le paiement d'une somme au comptant pour chaque action devant être rachetée correspondant à 25,00 \$, plus tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions jusqu'à la date fixée pour le rachat (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir).

Si nous avisons les porteurs des actions de série C du rachat de la totalité des actions de série C, le droit d'un porteur d'actions de série C de convertir ces actions de série C prend fin et nous ne sommes pas tenus d'aviser les porteurs inscrits des actions de série C d'un taux de dividende annuel fixe, d'un taux de dividende trimestriel variable ou du droit de conversion des porteurs d'actions de série C.

### *Conversion des actions de série C en actions de série D*

Les porteurs d'actions de série C ont le droit de convertir la totalité ou une partie de leurs actions en actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif rachetables, série D de TransAlta (« actions de série D »), à certaines conditions, le 30 juin 2017 et le 30 juin tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions de série D auront le droit de recevoir tous les trimestres, à mesure que le conseil en déclarera, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux variable payables le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année (chaque période de dividende trimestrielle est désignée « période à taux variable trimestrielle ») d'un montant par action calculé en multipliant le « taux de dividende trimestriel variable » (qui signifie, pour toute période à taux variable trimestrielle, le taux d'intérêt annuel (exprimé sous forme de pourcentage et arrondi au cent millièmè pour cent le plus près), correspondant à la somme du taux des bons du Trésor à la date applicable et de 3,10 %) pour cette période à taux variable trimestrielle par 25,00 \$ et en multipliant ce produit par une fraction dont le numérateur est le nombre réel de jours écoulés pendant cette période à taux variable trimestrielle et dont le dénominateur est 365 ou 366, selon le nombre réel de jours de l'exercice visé (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Si ce jour n'est pas un jour ouvrable, le dividende sera versé le prochain jour ouvrable. Le taux de dividende trimestriel variable correspondra au taux d'intérêt annuel égal au taux des bons du Trésor à la date de calcul du taux variable applicable, majoré d'un écart de 3,10 %.

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

### *Modification*

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

### **Plan Premium Dividend™, réinvestissement des dividendes et achat facultatif d'actions ordinaires**

Le 21 février 2012, TransAlta Corporation a ajouté le volet Premium Dividend™ à son plan de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions. Le plan modifié et mis à jour, le plan Premium Dividend™, réinvestissement des dividendes et achat facultatif d'actions ordinaires, offre deux options aux actionnaires admissibles de TransAlta : i) réinvestir des dividendes avec un escompte actuel de 3 % (pouvant être de 0 à 5 % à la discrétion du conseil d'administration) par rapport au cours du marché moyen en vue de l'achat de nouvelles actions de TransAlta (le volet Réinvestissement des dividendes) ou ii) recevoir un paiement en espèces qui correspond à 102 % des dividendes, soit un paiement en espèces avec prime (le volet Premium Dividend™).

Les actionnaires admissibles qui participent au volet Réinvestissement des dividendes ou au volet Premium Dividend™ pourront également acheter de nouvelles actions avec un escompte par rapport au cours du marché moyen aux termes du volet Paiement en espèces facultatif (volet PEF) du plan en investissant directement jusqu'à 5 000,00 \$ par

trimestre. L'escompte applicable aux termes du volet PEF est également fixé de temps à autre par le conseil et il est actuellement établi à 3 %.

## NOTATIONS

### Note d'émetteur

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

Le 31 décembre 2011, S&P nous avait accordé la note d'émetteur BBB (négative).

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

Au 31 décembre 2011, notre dette à long terme non garantie de premier rang avait reçu la note BBB (stable) de DBRS, la note BBB (stable) de S&P et la note Baa2 (perspective négative) de Moody's. Les notes attribuées aux titres d'emprunt varient de AAA, soit la plus élevée, à D, soit la plus faible, dans le cas de DBRS et de S&P, et de Aaa, soit la plus élevée, à C, soit la plus faible, dans le cas de Moody's.

Selon le système de notation de DBRS, la qualité du crédit des titres d'emprunt ayant reçu la note BBB est acceptable. La protection de l'intérêt et du capital est considérée comme acceptable, mais l'entité est davantage exposée au risque associé à la détérioration 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 » indiquent 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 son opinion en ce qui concerne la perspective relative à la notation en question.

Selon le système de notation de S&P, les titres d'emprunt ayant reçu la note BBB comportent 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 ces obligations que dans le cas des obligations se trouvant dans les catégories de notes plus élevées. Les notes comprises entre AA et CCC 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. S&P évalue également la perspective dans le cas de chacune de ses notes afin de faire comprendre aux investisseurs son opinion en ce qui concerne l'orientation possible de la note de crédit à long terme au cours de la période intermédiaire.

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

## Actions privilégiées

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

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

Selon le système de notation de S&P, les titres ayant reçu la note P-3 représentent un crédit de qualité acceptable. Les notes comprises entre P-1 et P-5 peuvent être modifiées par l'ajout des mentions « haut » ou « bas », qui indiquent la valeur relative à l'intérieur d'une catégorie générale de notation.

## Remarque concernant les notes

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

## DIVIDENDES

### Actions ordinaires

Le conseil décide à sa discrétion du versement de dividendes sur nos actions ordinaires. Lorsqu'il décide de verser des dividendes et qu'il en établit le montant, le conseil tient compte à la fois de notre rendement financier, de nos résultats d'exploitation, de nos flux de trésorerie et de nos besoins, en vue du financement de nos activités en cours et de notre croissance, de même que de l'opportunité de remettre du capital aux actionnaires. Le conseil continue de s'efforcer de susciter un résultat durable et la croissance des flux de trésorerie.

TransAlta a déclaré et versé les dividendes suivants par action sur ses actions ordinaires en circulation pour les trois derniers exercices :

<u>Période</u>	<u>Dividende par action ordinaire</u>
2009	Premier trimestre 0,29 \$
	Deuxième trimestre 0,29 \$
	Troisième trimestre 0,29 \$
	Quatrième trimestre 0,29 \$
2010	Premier trimestre 0,29 \$
	Deuxième trimestre 0,29 \$
	Troisième trimestre 0,29 \$
	Quatrième trimestre 0,29 \$
2011	Premier trimestre 0,29 \$
	Deuxième trimestre 0,29 \$
	Troisième trimestre 0,29 \$
	Quatrième trimestre 0,29 \$

Le 25 janvier 2012, le conseil a déclaré un dividende en espèces de 0,29 \$ par action ordinaire, payable le 1<sup>er</sup> avril 2012 aux actionnaires inscrits le 1<sup>er</sup> mars 2012.

## Actions de série A

<u>Période</u>		<u>Dividende par action privilégiée de série A</u>
2010	Quatrième trimestre <sup>1</sup>	0,3497 \$
2011	Premier trimestre	0,2875 \$
	Deuxième trimestre	0,2875 \$
	Troisième trimestre	0,2875 \$
	Quatrième trimestre	0,2875 \$

**Note :**

- 1) Le 31 décembre 2010, le conseil a approuvé un dividende initial de 0,3497 \$ par action sur nos actions de série A émises et en circulation pour la période du 10 décembre 2010 au 31 mars 2011.

Le 25 janvier 2012, le conseil a déclaré un dividende en espèces de 0,2875 \$ par action privilégiée de série A, payable le 31 mars 2012 aux actionnaires inscrits le 1<sup>er</sup> mars 2012.

## Actions de série C

Le 25 janvier 2012, le conseil a approuvé un dividende initial de 0,3844 \$ par action privilégiée de série C pour la période s'étendant de la date d'émission, soit le 30 novembre 2011, au 31 mars 2012. Le dividende est payable le 31 mars 2012 aux actionnaires inscrits le 1<sup>er</sup> mars 2012.

## MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

### Actions ordinaires

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

<u>Mois</u>	<u>Cours (\$)</u>		<u>Volume</u>
	<u>Haut</u>	<u>Bas</u>	
<b><u>2011</u></b>			
Janvier	22,09	22,60	10 286 275
Février	21,25	20,31	16 826 608
Mars	20,69	19,50	14 424 192
Avril	21,08	20,02	7 455 909
Mai	21,99	20,88	12 270 440
Juin	21,51	20,42	8 642 075
Juillet	21,34	20,51	6 201 288
Août	22,09	19,44	20 005 806
Septembre	23,20	21,26	14 027 245
Octobre	23,42	21,74	13 101 345
Novembre	22,10	20,55	12 211 216
Décembre	22,28	20,38	16 691 451
<b><u>2012</u></b>			
Janvier	21,51	20,00	15 700 737
Février (du 1 <sup>er</sup> au 29)	21,20	20,27	13 235 698

## Actions de série A

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

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

<u>Mois</u>	<u>Cours (\$)</u>		<u>Volume</u>
	<u>Haut</u>	<u>Bas</u>	
<b><u>2011</u></b>			
Janvier	25,50	25,00	494 424
Février	25,45	24,59	240 361
Mars	25,34	25,50	195 505
Avril	25,23	24,80	225 573
Mai	25,40	25,00	188 339
Juin	25,48	24,61	361 784
Juillet	25,35	24,80	115 272
Août	25,63	24,85	168 191
Septembre	25,79	25,00	150 821
Octobre	25,75	24,90	226 538
Novembre	25,25	24,75	311 585
Décembre	25,48	24,86	102 976
<b><u>2012</u></b>			
Janvier	25,71	24,87	235 338
Février (du 1 <sup>er</sup> au 29)	25,89	24,94	131 209

## Actions de série C

Nos actions de série C sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « TA.PR.F ».

<u>Date(s) d'émission</u>	<u>Nombre de titres</u>	<u>Prix d'émission par titre</u>	<u>Description de l'opération</u>
30 novembre 2011 <sup>1</sup>	11 000 000 d'actions de série C	25,00 \$	Placement public

### Note :

- 1) Nos actions de série C ont été émises dans le cadre d'un placement public fait aux termes d'un supplément de prospectus daté du 23 novembre 2011. Voir « Développement général de l'activité — Exercice clos le 31 décembre 2011 ».

<u>Mois</u>	<u>Cours (\$)</u>		<u>Volume</u>
	<u>Haut</u>	<u>Bas</u>	
<b><u>2011</u></b>			
30 novembre	24,95	24,85	219 150
Décembre	25,32	24,46	637 856
<b><u>2012</u></b>			
Janvier	25,60	25,16	797 165
Février (du 1 <sup>er</sup> au 29)	25,90	25,13	400 185

## ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

Suivent le nom, la province ou l'État et le pays de résidence de chacun de nos administrateurs au 29 février 2012, 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 indiquée ci-dessous. Chaque administrateur est élu pour occuper son poste jusqu'à la prochaine assemblée annuelle de TransAlta ou jusqu'à ce que son successeur soit élu ou nommé.

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

Nom, province (État) et pays de résidence <sup>1</sup>	Administrateur depuis	Occupation principale
<b>Stephen L. Baum</b> New Hampshire, É.-U.	2008	<p><b>Administrateur de sociétés.</b> M. Baum a été président du conseil et chef de la direction de Sempra Energy, société de portefeuille de services énergétiques inscrite au Fortune 500 établie à San Diego, auparavant appelée Enova Corporation, de juillet 2000 à février 2006. Auparavant, M. Baum a été président, chef de l'exploitation et vice-président du conseil de Sempra Energy de juillet 1998 à juillet 2000. Il était antérieurement président du conseil, chef de la direction et membre du conseil d'administration d'Enova Corporation, société mère de San Diego Gas &amp; Electric (« SDG&amp;E ») où il a occupé divers postes de dirigeant, dont celui de chef du contentieux. Avant de se joindre à SDG&amp;E, il a été premier vice-président et chef du contentieux de la New York Power Authority. De plus, il a occupé divers postes dans le domaine juridique, dont celui de procureur général d'Orange &amp; Rockland Utilities et celui de sociétaire du cabinet d'avocats Curtis, Mallet-Prevost, Colt &amp; Mosle à New York.</p> <p>M. Baum est membre du conseil d'administration de Computer Sciences Corporation.</p> <p>Au sein de TransAlta, M. Baum est membre du comité d'audit et des risques du conseil.</p> <p>M. Baum est diplômé de l'Université Harvard (Cambridge, Massachusetts) et de la Faculté de droit de l'Université de Virginie (Charlottesville, Virginie). Il a de plus été capitaine dans le Corps des Marines des États-Unis.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence <sup>1</sup>	Administrateur depuis	Occupation principale
<b>Timothy W. Faithfull</b> Angleterre, Royaume-Uni	2003	<p><b>Administrateur de sociétés.</b> M. Faithfull a travaillé pendant 36 ans au sein de Royal Dutch/Shell plc (énergie), où il a occupé diverses fonctions à l'échelle internationale, principalement dans le développement de projets visant les GNL et les produits pétroliers. En tant que président et chef de la direction de Shell Canada Limitée, on lui doit la concrétisation du projet de 6 milliards de dollars des sables bitumineux de l'Athabasca en 2003, la première entreprise entièrement intégrée de sables bitumineux en 25 ans. M. Faithfull possède une vaste expérience en ce qui a trait aux risques liés aux marchandises et à la gestion des risques, expérience qu'il a acquise alors qu'il dirigeait les opérations commerciales mondiales de pétrole brut pour la Shell International Trading and Shipping Company de 1993 à 1996. Il a été président du conseil et chef de la direction de Shell Eastern Petroleum à Singapour de 1996 à 1999, y compris la principale raffinerie de Shell et les opérations commerciales sur les produits pétroliers dans l'Asie-Pacifique.</p> <p>Au cours de son séjour à Singapour, il a été administrateur de DBS Bank et de l'Autorité du port de Singapour. Il a été administrateur du principal centre culturel de Singapour. À Calgary, il a été membre du conseil de la Calgary Health Trust et de l'Epcor Arts Centre.</p> <p>M. Faithfull est administrateur d'AMEC plc, de la Compagnie de chemin de fer Canadien Pacifique limitée et de Canadian Natural Resources Limited. Au Royaume-Uni, il est administrateur de Shell Pension Trust Limited, dont il préside le comité technique. Il est administrateur de l'organisme Starehe UK et du Canada UK Colloquium, et il est membre du comité de la rémunération de Keble Collete, Oxford, toutes des entités non cotées en bourse. Il a déjà été administrateur d'Enerflex Systems Income Fund.</p> <p>Au sein de TransAlta, M. Faithfull préside le comité des ressources humaines du conseil.</p> <p>M. Faithfull est titulaire d'une maîtrise ès arts en philosophie, en science politique et en économie de l'Université d'Oxford (Oxford, R.-U.).</p>



Nom, province (État) et pays de résidence <sup>1</sup>	Administrateur depuis	Occupation principale
Dawn L. Farrell Alberta, Canada	2012	<p data-bbox="699 285 1451 436"><b><i>Présidente et chef de la direction de TransAlta Corporation depuis 2012.</i></b> Dawn Farrell est devenue présidente et chef de la direction de TransAlta Corporation le 2 janvier 2012. Avant sa nomination, elle a agi à titre de chef de l'exploitation de 2009 à 2011 et de vice-présidente à la direction, Exploitations commerciales et développement de 2008 à 2009.</p> <p data-bbox="699 468 1451 709">M<sup>me</sup> Farrell compte plus de 25 ans d'expérience dans l'industrie de l'électricité, occupant des fonctions au sein de TransAlta et de BC Hydro. Elle a été vice-présidente à la direction, Activités commerciales et développement; vice-présidente à la direction, Expansion de l'entreprise; vice-présidente à la direction, Projets de production indépendante d'électricité; et vice-présidente à la direction, Commercialisation des produits énergétiques et développement de la production indépendante d'électricité au sein de TransAlta Corporation.</p> <p data-bbox="699 741 1451 863">De 2003 à 2006, chez BC Hydro, M<sup>me</sup> Farrell a agi à titre de vice-présidente à la direction, Ingénierie, relations avec les peuples autochtones et production et de vice-présidente à la direction, Production.</p> <p data-bbox="699 894 1451 1045">M<sup>me</sup> Farrell siège au conseil d'administration du Calgary Stampede. Auparavant, elle a siégé notamment au conseil d'administration du Mount Royal College, du Fording Coal Income Fund, du New Relationship Trust Fund, de la Mount Royal College Foundation et de Vision Quest Windelectric.</p> <p data-bbox="699 1077 1451 1228">Elle est titulaire d'un baccalauréat en commerce, avec une majeure en finances, et d'une maîtrise en économie de l'Université de Calgary (Calgary, Alberta). M<sup>me</sup> Farrell a aussi suivi le programme intitulé Advanced Management Program de l'Université Harvard (Cambridge, Massachusetts).</p>

Nom, province (État) et pays de résidence <sup>1</sup>	Administrateur depuis	Occupation principale
<b>L'ambassadeur Gordon D. Giffin<sup>2</sup></b> Géorgie, États-Unis	2002	<p><i>Avocat et associé principal McKenna, Long &amp; Aldridge LLP (cabinet d'avocats).</i> De 1997 à 2001, M. Giffin a occupé la fonction d'ambassadeur des États-Unis au Canada et était chargé de gérer les relations bilatérales Canada-États-Unis, notamment la politique énergétique et environnementale. Avant cette nomination, il a pratiqué le droit pendant 18 ans à titre d'associé principal à Atlanta, en Géorgie, et à Washington D.C. Sa pratique était axée sur des mandats se rapportant à la réglementation dans le secteur de l'énergie aux niveaux étatique et fédéral. Auparavant, il avait été chef du contentieux et directeur législatif pour le sénateur américain Sam Nunn, assumant la responsabilité des activités juridiques et législatives du bureau. En 2001, M. Giffin est retourné à la pratique privée et il se spécialise dans les questions de réglementation étatique et fédérale, dont celles liées au commerce, à l'énergie et au commerce transfrontalier.</p> <p>M. Giffin est administrateur de la Banque Canadienne Impériale de Commerce, de la Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada, de Canadian Natural Resources Limited et de Just Energy Group Inc.</p> <p>Au sein de TransAlta, M. Giffin préside le conseil.</p> <p>M. Giffin est titulaire d'un baccalauréat ès arts de l'Université Duke (Durham, Caroline du Nord) et d'un juris doctor de la Faculté de droit de l'Université Emory (Atlanta, Géorgie).</p>
<b>C. Kent Jespersen<sup>3</sup></b> Alberta, Canada	2004	<p><i>Administrateur de sociétés.</i> M. Jespersen est président du conseil et chef de la direction de La Jolla Resources International Ltd. depuis 1998 (conseils et investissements). Il a aussi occupé des postes de haut dirigeant au sein de NOVA Corporation of Alberta, de Foothills Pipe Lines Ltd. et de Husky Oil Limited avant d'assumer la présidence de Foothills Pipe Lines Ltd. et, plus tard, de NOVA Gas International Ltd. (« NOVA »). Chez NOVA, il a dirigé l'entreprise des services énergétiques non réglementée (y compris la négociation et la commercialisation des produits énergétiques) et l'ensemble des activités internationales.</p> <p>M. Jespersen est membre du conseil d'administration d'Axia NetMedia Corporation, de CanElson Drilling Inc., de Rodinia Oil Corp., d'Orvana Minerals Corp., de MatRRix Energy Technologies Inc. et de Petro-Frontier Ltd.</p> <p>Au sein de TransAlta, M. Jespersen est membre du comité des ressources humaines du conseil.</p> <p>M. Jespersen est titulaire d'un baccalauréat et d'une maîtrise en sciences de l'éducation de l'Université de l'Oregon (Eugene, Oregon).</p>

Nom, province (État) et pays de résidence <sup>1</sup>	Administrateur depuis	Occupation principale
Michael M. Kanovsky Alberta, Canada	2004	<p><b>Administrateur de sociétés et homme d'affaires indépendant.</b> M. Kanovsky a cofondé Northstar Energy Corporation (« Northstar ») à partir d'un capital initial de 400 000 \$ et a contribué à transformer cette entité en un producteur de pétrole et de gaz qui a été vendu à Devon Energy Corporation pour environ 600 millions de dollars en 1998. Au cours de cette période, M. Kanovsky était responsable de la stratégie et des finances ainsi que des fusions et acquisitions. Il a fait en sorte que Northstar accède au marché de la cogénération d'électricité par sa filiale en propriété exclusive Powerlink Corporation (« Powerlink »). Powerlink a aménagé l'une des premières centrales de cogénération au gaz productrices d'électricité indépendantes en Ontario et à l'échelle internationale. En 1997, il a fondé la Bonavista Energy Trust, qui a connu une croissance lui permettant d'atteindre une capitalisation boursière de quelque 4,5 milliards de dollars aujourd'hui.</p> <p>M. Kanovsky est administrateur d'ARC Resources Ltd., de Bonavista Energy Corporation, de Devon Energy Corporation et de Pure Technologies Ltd.</p> <p>Au sein de TransAlta, M. Kanovsky est membre du comité de gouvernance et de l'environnement du conseil.</p> <p>M. Kanovsky, qui est ingénieur, est titulaire d'un baccalauréat en génie mécanique de l'Université Queen's (Kingston, Ontario) et d'une maîtrise en administration des affaires de la Richard Ivey School of Business à l'Université de Western Ontario (London, Ontario).</p>
Gordon S. Lackenbauer <sup>4</sup> Alberta, Canada	2005	<p><b>Administrateur de sociétés.</b> M. Lackenbauer a été vice-président du conseil de BMO Nesbitt Burns Inc. (services bancaires d'investissement) de 1990 à 2004. Auparavant, il a été responsable des principales activités de l'entreprise, notamment les ventes et les opérations dans le secteur à revenu fixe, ainsi que de mandats de consultation relatifs à la prise ferme de nouvelles émissions, à la syndication et aux fusions et acquisitions. M. Lackenbauer a travaillé au sein de nombreuses entreprises de services publics de premier plan au Canada et il a souvent agi en qualité de témoin expert financier relativement à l'attestation du coût du capital, à la structure du capital appropriée et au juste taux de rendement, principalement devant l'Alberta Utilities Commission, l'Office national de l'énergie et la Commission de l'énergie de l'Ontario.</p> <p>M. Lackenbauer est administrateur de NAL Energy Corporation et a été administrateur de CTV Globemedia Inc., entité non cotée en bourse, de 2006 à 2011.</p> <p>Au sein de TransAlta, M. Lackenbauer est membre du comité d'audit et des risques et du comité de gouvernance et de l'environnement du conseil.</p> <p>M. Lackenbauer est titulaire d'un baccalauréat ès arts en économie du Collège Loyola (Montréal, Québec) et d'une maîtrise en administration des affaires de l'Université de Western Ontario (London, Ontario). Il est aussi analyste financier agréé.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence <sup>1</sup>	Administrateur depuis	Occupation principale
Karen E. Maidment Ontario, Canada	2010	<p><b>Administratrice de sociétés.</b> M<sup>me</sup> Maidment a été chef des finances et des affaires administratives de BMO Groupe financier (« BMO ») de 2007 à 2009. Auparavant, elle a été première vice-présidente à la direction et chef des finances de BMO de 2003 à 2007 et vice-présidente à la direction et chef des finances de BMO de 2000 à 2003. À titre de chef des finances et des affaires administratives de BMO, M<sup>me</sup> Maidment était responsable de toutes les opérations financières à l'échelle internationale, de la gestion des risques, des affaires juridiques et de la conformité, des communications de même que des fusions et acquisitions. Auparavant, M<sup>me</sup> Maidment a également occupé divers postes de direction auprès de Clarica, compagnie d'assurance sur la vie (« Clarica ») de 1988 à 2000, notamment le poste de chef des finances.</p> <p>M<sup>me</sup> Maidment est administratrice de TD Ameritrade Holding Corporation et de La Banque Toronto-Dominion. Elle a été administratrice de Harris Bank, de BMO Nesbitt Burns, où elle était également présidente du comité d'audit, de Société de la caisse de retraite de la Banque de Montréal, de Mutual Trusco, de MCAP Financial et de The Mutual Group (U.S.). Elle est membre du conseil de la Princess Margaret Hospital Foundation et siège au conseil des gouverneurs de l'Université de Waterloo.</p> <p>Au sein de TransAlta, M<sup>me</sup> Maidment est membre du comité d'audit et des risques et du comité de gouvernance et de l'environnement du conseil.</p> <p>M<sup>me</sup> Maidment est titulaire d'un baccalauréat en commerce de l'Université McMaster (Hamilton, Ontario), est comptable agréée et, en 2000, a été nommée Fellow de l'Institut des Comptables Agréés de l'Ontario.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence <sup>1</sup>	Administrateur depuis	Occupation principale
Yakout Mansour Californie, É.-U.	2011	<p><i>Administrateur de sociétés.</i> M. Mansour compte plus de 40 ans d'expérience dans de multiples postes de direction dans le domaine des services publics d'électricité, notamment à titre de professionnel, de gestionnaire et de membre de la haute direction. Il a quitté son dernier poste de haute direction à titre président et chef de la direction de la California Independent System Operator Corporation, poste qu'il a occupé de 2005 à 2011, pour prendre sa retraite.</p> <p>Il avait occupé précédemment divers postes de haute direction auprès de BC Hydro et de la British Columbia Transmission Corporation.</p> <p>En 2009, M. Mansour a été nommé au comité consultatif sur l'électricité du ministère de l'Énergie américain. Il a aussi siégé au conseil appelé North American Electric Reliability Council (« NERC »), au Comité national canadien de l'organisation internationale CIGRE et au Transmission Council de l'Association canadienne de l'électricité.</p> <p>Au sein de TransAlta, M. Mansour est membre du comité des ressources humaines du conseil.</p> <p>M. Mansour, ingénieur et Fellow de l'Institute of Electrical and Electronics Engineers, est titulaire d'une maîtrise en sciences de l'Université de Calgary (Calgary, Alberta) ainsi que d'un baccalauréat en science de l'ingénierie électrique de l'Université d'Alexandrie (Alexandrie, Égypte). Il est l'auteur et le coauteur de nombreuses publications et est reconnu internationalement dans le domaine du génie énergétique.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence <sup>1</sup>	Administrateur depuis	Occupation principale
Martha C. Piper Colombie-Britannique, Canada	2006	<p><i>Administratrice de sociétés.</i> M<sup>me</sup> Piper a été présidente et vice-chancelière de l'Université de la Colombie-Britannique (« UBC ») de 1997 à 2006 (éducation). Avant sa nomination à l'UBC, elle a été vice-présidente, Recherches, à l'Université de l'Alberta. Elle a siégé au conseil de l'Alberta Research Council, du Conference Board du Canada et du Centre of Frontier Engineering Research. M<sup>me</sup> Piper a aussi été nommée par le premier ministre du Canada au conseil consultatif des sciences et de la technologie et elle a été présidente du conseil de l'Institut national de nanotechnologie.</p> <p>M<sup>me</sup> Piper est membre du conseil d'administration de Shoppers Drug Mart et de la Banque de Montréal. Elle est aussi membre de la délégation canadienne à la Commission trilatérale, organisation qui préconise une plus grande coopération entre les principales zones industrialisées démocratiques du monde. Elle siège aussi au conseil de L'Institut Canadien de Recherches Avancées, du Dalai Lama Centre for Peace &amp; Education, de CARE Canada et de la Fondation Canadienne des Cellules Souches, toutes des entités non cotées en bourse.</p> <p>Au sein de TransAlta, M<sup>me</sup> Piper est membre du comité de gouvernance et de l'environnement et du comité des ressources humaines du conseil.</p> <p>M<sup>me</sup> Piper est titulaire d'un baccalauréat en physiothérapie de l'Université du Michigan (Ann Arbor, Michigan), d'une maîtrise ès arts en développement de l'enfant de l'Université du Connecticut (Storrs, Connecticut) et d'un doctorat en épidémiologie et biostatistique de l'Université McGill (Montréal, Québec). Elle a reçu des grades honorifiques de 18 universités internationales. Elle est Officier de l'Ordre du Canada et récipiendaire de l'Ordre de la Colombie-Britannique.</p>

**Notes :**

- 1) Les candidats aux postes d'administrateurs suivants sont des résidents canadiens : William D. Anderson, Dawn L. Farrell, C. Kent Jespersen, Michael M. Kanovsky, Gordon S. Lackenbauer, Karen E. Maidment et Martha C. Piper.
- 2) M. Giffin a été administrateur d'AbitibiBowater Inc. (« Abitibi ») du 29 octobre 2007 jusqu'à sa démission le 22 janvier 2009. En avril 2009, Abitibi et certaines de ses filiales américaines et canadiennes ont déposé des requêtes volontaires de mise en faillite auprès de la Bankruptcy Court des États-Unis pour le District du Delaware afin d'obtenir une dispense aux termes des dispositions du chapitre 11 et du chapitre 15 du *Bankruptcy Code* des États-Unis, dans sa version modifiée, et ont demandé à la Cour supérieure du Québec d'être placées sous la protection de la LACC au Canada. Le 14 septembre 2010, Abitibi a annoncé qu'elle avait reçu l'approbation pour son plan de réorganisation des créanciers non garantis en vertu de la LACC au Canada. Le 21 septembre 2010, Abitibi a annoncé qu'elle avait reçu l'approbation nécessaire des créanciers pour son plan de réorganisation en vertu du chapitre 11 du *Bankruptcy Code* des États-Unis. Le 9 décembre 2010, Abitibi a annoncé qu'elle avait réalisé avec succès sa réorganisation et qu'elle n'était désormais plus sous la protection contre les créanciers en vertu de la LACC du Canada et du chapitre 11 du *Bankruptcy Code* des États-Unis.
- 3) M. Jespersen a démissionné du conseil d'administration de CCR Technologies Ltd. (« CCR ») en février 2010. CCR a déposé auprès de la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta une proposition datée du 1<sup>er</sup> décembre 2010 en vertu des dispositions de la section I de la partie III de la *Loi sur la faillite et l'insolvabilité* en vue de restructurer et de réorganiser les affaires financières de CCR, de procéder à une transaction visant les réclamations des créanciers non garantis, de restructurer les actions de CCR et de lui permettre de mener une restructuration et un rajustement de ses activités d'exploitation sur le postulat de la continuité de l'exploitation. Cette proposition a été approuvée par les créanciers non garantis le 22 décembre 2010 et par la Cour le 13 janvier 2011. La Commission des valeurs mobilières de l'Alberta a prononcé une ordonnance de modification datée du 14 février 2011 afin de révoquer partiellement son ordonnance d'interdiction des opérations pour permettre la mise en œuvre de la proposition, laquelle a été mise en œuvre subséquemment.
- 4) M. Lackenbauer a quitté ses fonctions au sein du conseil d'administration de Tembec Inc. (« Tembec ») le 2 août 2007. Le 19 décembre 2007, Tembec a annoncé son projet d'opération de restructuration du capital offrant une solution consensuelle aux porteurs de billets ainsi qu'aux actionnaires. Le 22 février 2008, Tembec a annoncé qu'elle avait obtenu l'approbation de la majorité des actionnaires et de la majorité requise des détenteurs de billets de Tembec Industries Inc. Le 27 février 2008, Tembec a annoncé qu'elle avait obtenu l'approbation de la Cour supérieure de justice de l'Ontario (Division commerciale) à l'égard du plan d'arrangement relatif à l'opération de

restructuration du capital proposée. Le 31 octobre 2008, Tembec a annoncé qu'elle était parvenue à obtenir une ordonnance définitive d'un tribunal américain reconnaissant son plan d'arrangement canadien à titre d'instance étrangère.

## Membres de la haute direction

Suivent le nom, la province ou l'État et le pays de résidence de chacun de nos membres de la haute direction au 29 février 2012, de même que leurs fonctions et leur occupation principale au cours des cinq dernières années.

Nom	Fonctions principales	Résidence
Dawn L. Farrell	Présidente et chef de la direction	Alberta, Canada
William D. A. Bridge	Vice-président à la direction, Expansion des affaires	Alberta, Canada
Robert (Bob) Emmott	Ingénieur en chef	Alberta, Canada
Brett Gellner	Chef des finances	Alberta, Canada
Cynthia Johnston	Vice-présidente à la direction, Services du siège social	Alberta, Canada
David J. Koch	Vice-président, Contrôleur	Alberta, Canada
Dawn de Lima	Chef des ressources humaines et vice-présidente à la direction, Communications	Alberta, Canada
Maryse C. St-Laurent	Vice-présidente et secrétaire de la Société	Alberta, Canada
Robert Schaefer	Vice-président à la direction, Développement de la Société	Alberta, Canada
Joseph Wilfred Hugo Shaw	Vice-président à la direction, Activités	Alberta, Canada
Todd Stack	Trésorier	Alberta, Canada
Kenneth S. Stickland	Chef des services juridiques et du développement des affaires	Alberta, Canada
Paul Taylor	Président, Activités américaines	Olympia, WA, É.-U.

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

- Avant janvier 2012, M<sup>me</sup> Farrell a été chef de l'exploitation de 2009 à 2011. Avant avril 2009, elle était vice-présidente à la direction, Activités commerciales et développement de la Société. Avant juillet 2007, elle était vice-présidente à la direction, Ingénierie, relations avec les autochtones et production chez BC Hydro et, avant juin 2006, elle était vice-présidente à la direction, Production;
- Avant septembre 2011, M. Bridge était chef des technologies et chef du projet du Centenaire. Avant décembre 2010, il était chef des technologies. Avant avril 2009, il était vice-président à la direction, Technologie de production, et directeur des approvisionnements et du matériel de la Société. Avant juillet 2007, il était vice-président, Activités de l'Ouest du Canada.
- Avant octobre 2010, M. Emmott était vice-président et ingénieur en chef. Avant février 2009, il était directeur principal, Services techniques, et avant 2008, il était directeur, Services techniques.
- Avant juin 2010, M. Gellner était vice-président, Activités commerciales de la Société. Avant juillet 2008, il était codirigeant et directeur général, Services bancaires d'investissement de Marchés mondiaux CIBC Inc.
- Avant septembre 2011, M<sup>me</sup> Johnston était vice-présidente, Activités en ressources renouvelables. Avant décembre 2009, elle était vice-présidente, Affaires réglementaires et juridiques, chez FortisAlberta Inc. depuis juin 2004.
- Avant mai 2011, M. Koch était vice-président, Financement des activités. Avant novembre 2010, il était vice-président, Activités financières. Avant décembre 2006, il était directeur principal, Financement de la production, depuis mars 2004.
- Avant septembre 2011, M<sup>me</sup> De Lima était chef des ressources humaines. Avant mars 2011, elle était vice-présidente, Gestion de la chaîne d'approvisionnement, et avant mai 2009, elle était vice-présidente, Ressources humaines, depuis novembre 2007.

- Avant décembre 2008, M<sup>me</sup> St-Laurent était secrétaire générale de TransAlta.
- Avant octobre 2011, M. Schaefer était vice-président, Activités commerciales et développement. Avant juin 2010, il était vice-président, Développement. Avant juin 2008, il était chef des finances de Resin Systems Inc. depuis août 2005.
- Avant octobre 2011, M. Shaw was vice-président, Activités liées au charbon et services d'ingénierie. Avant avril 2011, il était vice-président, Ingénierie, environnement et construction. Avant avril 2009, il était vice-président, Maintenance et visites techniques et Bureau de gestion de projet (PMO) depuis juillet 2003.
- Avant mai 2011, M. Stack était trésorier adjoint. Avant octobre 2010, il était directeur principal, Activités de trésorerie. Avant janvier 2008, il était directeur, Risque financier. Avant janvier 2006, il était directeur, Finance de la Société.
- Avant septembre 2011, M. Stickland était chef des services juridiques. Avant avril 2009, il était vice-président à la direction, Services juridiques, DD et ESS. Avant avril 2007, il était vice-président à la direction, Services juridiques.
- Avant septembre 2011, M. Taylor était chef, Stratégie de croissance dans l'Ouest. Avant avril 2011, il était chef de cabinet du premier ministre de la Colombie-Britannique. Avant juin 2010, il était président, chef de la direction et administrateur de Naikun Wind Energy Group Inc. Avant septembre 2008, il était président et administrateur de Naikun Wind Energy Group Inc. Avant mai 2008, il était président et chef de la direction d'Insurance Corporation of British Columbia depuis octobre 2004.

Au 29 février 2012, les administrateurs et membres de la haute direction de TransAlta, en tant que groupe, avaient la propriété véritable ou exerçaient une emprise, directement ou indirectement sur 664 515 de nos actions ordinaires, ce qui représente moins de 1 % de nos actions ordinaires en circulation.

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

Aucun administrateur ni aucun membre de la haute direction de TransAlta, ni aucune personne ou société qui est propriétaire véritable, directement ou indirectement, de plus de 10 % de nos actions ordinaires ou qui exerce une emprise sur plus de 10 % de ces actions, ni 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 TransAlta au cours des trois derniers exercices financiers clos ou jusqu'à ce jour en 2011 ou dans une opération projetée qui a eu ou aura une incidence importante sur nous.

#### **PRÊTS AUX ADMINISTRATEURS ET AUX MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION**

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2011, aucun des administrateurs et membres de la haute direction ni aucune des personnes liées à ces administrateurs, candidats ou membres de la haute direction n'a de dette envers TransAlta.

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

##### **Interdictions d'opérations**

Sauf indication contraire dans les présentes, aucun des administrateurs et des membres de la haute direction ni aucun porteur de titres majoritaire de TransAlta Corporation n'est, à la date de la présente notice annuelle, ni n'a été, au cours des 10 années précédant cette date, administrateur ou membre de la haute direction d'un autre émetteur qui, pendant que la personne exerçait cette fonction :



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

### **Faillites personnelles**

Aucun des administrateurs et des membres de la haute direction ni aucun porteur de titres majoritaire de TransAlta Corporation n'a, au cours des 10 années précédant la date des présentes, fait faillite, fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, été poursuivi par ses créanciers, conclu un concordat ou un compromis avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un concordat ou un compromis avec eux ou vu un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic être nommé pour détenir ses biens.

### **Amendes ou sanctions**

Aucun des administrateurs et des membres de la haute direction ni aucun porteur de titres majoritaire de TransAlta Corporation :

- iv) n'a fait l'objet d'amendes ou de sanctions imposées par un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou par une autorité en valeurs mobilières ni n'a conclu un règlement à l'amiable avec une autorité en valeurs mobilières, à l'exception d'amendes pour la production tardive de déclarations d'initiés; ni
- v) n'a fait l'objet de quelque autre amende ou sanction imposée par un tribunal ou un organisme de réglementation qui serait vraisemblablement considérée comme importante par un investisseur raisonnable ayant à prendre une décision de placement.

### **CONFLITS D'INTÉRÊTS**

Il pourrait arriver que des membres du conseil agissent à titre d'administrateurs ou de membres de la direction de sociétés dont les intérêts entrent en concurrence avec ceux de TransAlta. Rien ne saurait garantir que nous en serons informés par ces membres du conseil.

### **POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI**

TransAlta est parfois désignée en tant que partie dans diverses réclamations et poursuites judiciaires dans le cours normal de ses activités. Nous examinons chacune de ces réclamations, y compris sa nature, la somme en litige ou réclamée et la disponibilité d'une couverture d'assurance. Il ne peut être certain qu'une réclamation donnée sera résolue en notre faveur ou que cette réclamation n'aura pas d'effet défavorable important sur TransAlta. Pour de plus amples renseignements, consultez les notes 32 et 35 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, lesquels

états financiers sont intégrés dans les présentes par renvoi. Voir « Documents intégrés par renvoi » dans la présente notice annuelle.

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

Compagnie Trust CIBC Mellon, à ses bureaux de Vancouver, de Calgary, de Winnipeg, de Toronto et de Montréal, est l'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres de nos actions ordinaires et de nos actions privilégiées de premier rang, série A et série C. Le 1<sup>er</sup> novembre 2010, CIBC Mellon a vendu son entreprise de services aux émetteurs à Société canadienne de transfert d'actions inc., laquelle exploite actuellement l'entreprise de transfert d'actions au nom de Compagnie Trust CIBC Mellon pendant une certaine période de transition. Computershare, à son établissement principal de Jersey City (New Jersey), est l'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres de nos actions ordinaires aux États-Unis.

## **INTÉRÊTS DES EXPERTS**

L'auditeur de TransAlta est Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., comptables agréés, 440 – 2nd Avenue, S.W., Suite 1000, Calgary (Alberta) T2P 5E9.

Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., notre auditeur, est indépendant conformément aux règles de déontologie professionnelle de l'Institute of Chartered Accountants of Alberta et a respecté les règles de la SEC sur l'indépendance des auditeurs.

## **RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES**

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

De plus amples renseignements, y compris la rémunération des administrateurs et des membres de la haute direction et les prêts qui leur sont consentis, les principaux porteurs de nos titres et les titres autorisés à des fins d'émission aux termes de régimes de rémunération en titres de capitaux propres (le cas échéant), figurent dans notre circulaire de sollicitation de procurations de la direction relative à la plus récente assemblée annuelle des actionnaires qui comportait l'élection des administrateurs, circulaire qui peut être obtenue sur demande auprès de notre service des Relations avec les investisseurs ou être consultée sur SEDAR, à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

De l'information financière supplémentaire est fournie dans nos états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2011 et pour l'exercice clos à cette date ainsi que dans le rapport de gestion annuel connexe, chacun de ces documents étant intégré par renvoi dans la présente notice annuelle. Voir « Documents intégrés par renvoi » dans la présente notice annuelle.

## **COMITÉ D'AUDIT ET DES RISQUES**

### **Généralités**

Les membres du CAR de TransAlta respectent les exigences d'indépendance prévues dans les dispositions des organismes de réglementation canadiens sur les valeurs mobilières, le *Règlement 52-110 sur le comité d'audit*, l'article 303A des règles de la New York Stock Exchange et le Règlement 10A-3 adopté en vertu de la loi américaine intitulée *Securities and Exchange Act of 1934*. La charte du CAR prévoit qu'il doit être constitué d'un minimum de trois administrateurs indépendants. Actuellement, il est constitué de quatre membres indépendants, soit M. William D. Anderson (président), M. Stephen L. Baum, M<sup>me</sup> Karen E. Maidment et M. Gordon S. Lackenbauer. Tous les membres du comité possèdent des compétences financières aux termes des exigences canadiennes et américaines en matière de valeurs mobilières et le conseil a conclu que MM. William D. Anderson et Gordon S. Lackenbauer et M<sup>me</sup> Karen E. Maidment sont des « experts financiers du comité d'audit » au sens donné au terme *audit committee financial expert* à l'article 407 de la loi américaine intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002* (« loi Sarbanes-Oxley »).

## **Mandat du comité d'audit et des risques**

Le comité aide le conseil à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance quant i) à l'intégrité des états financiers et des méthodes de présentation de l'information financière de la Société; ii) aux systèmes de contrôles financiers internes établis par la direction; iii) à l'évaluation de l'identification des risques effectuée par la direction et aux programmes établis par la direction en réponse à ces évaluations; iv) à la fonction d'audit interne; v) à la conformité aux exigences juridiques et réglementaires à l'égard de la comptabilité et des finances; et vi) aux compétences, à l'indépendance et au rendement de l'auditeur externe. Dans le cadre de ce mandat, il revient au comité d'assurer des voies de communication ouvertes entre lui et l'auditeur externe, l'auditeur interne et la direction de la Société.

Le comité exerce une fonction de surveillance. La direction est responsable de la préparation, de la présentation et de l'intégrité des états financiers intermédiaires et annuels ainsi que des documents d'information connexes. La direction de la Société est également chargée de maintenir des politiques adéquates en matière de comptabilité et de présentation de l'information financière ainsi que des systèmes de contrôles internes et des procédures qui assurent la conformité aux normes comptables, aux lois et aux règlements applicables et qui procurent des assurances raisonnables quant au fait que les actifs sont protégés et que les opérations sont dûment autorisées, effectuées, enregistrées et déclarées.

Bien que le comité soit investi des responsabilités et pouvoirs indiqués dans les présentes, il n'entre pas dans son mandat de planifier ni d'effectuer des audits ni d'établir que les états financiers de la Société sont complets, exacts et conformes aux principes comptables généralement reconnus. Cette responsabilité relève de la direction et de l'auditeur externe.

La désignation d'un ou de plusieurs membres en tant qu'« expert financier du comité d'audit » est fondée sur la formation et l'expérience que cette personne utilisera dans l'exercice de ses fonctions auprès du comité. Cette désignation ne lui impose pas de devoirs, d'obligations et de responsabilités supérieurs à ceux qui sont imposés aux membres du comité et du conseil qui n'ont pas reçu une telle désignation.

La direction est également responsable de l'identification et de la gestion des risques auxquels la Société est exposée ainsi que de la création et de la mise en œuvre de politiques et de procédures afin d'atténuer ces risques. Le comité a pour rôle d'assurer une surveillance afin de veiller à ce que les actifs de la Société soient préservés et protégés dans les limites raisonnables sur le plan commercial. Le comité relève du conseil pour ce qui est de ses responsabilités relatives à la surveillance des risques.

## **Charte du comité d'audit et des risques**

La charte du comité d'audit et des risques est jointe en annexe A.

## **Formation et expérience pertinentes des membres du comité d'audit et des risques**

La section ci-dessous résume brièvement la formation ou l'expérience de chaque membre du CAR qui est pertinente relativement aux responsabilités dont il doit s'acquitter en tant que membre du CAR, y compris toute formation ou expérience lui ayant procuré une compréhension des principes comptables que nous utilisons pour préparer nos états financiers annuels et intermédiaires.

<b>Nom du membre du CAR</b>	<b>Formation et expérience pertinentes</b>
<b>W. D. Anderson</b>	M. Anderson est comptable agréé et compte 17 années d'expérience au sein d'un important cabinet de comptables agréés au Canada. M. Anderson a rempli les fonctions de chef de la direction d'une société ouverte et de chef des finances de plusieurs sociétés ouvertes. À ce titre, il a supervisé activement des personnes qui participaient à la préparation, à l'audit, à l'analyse ou à l'évaluation d'états financiers. M. Anderson a aussi rempli des fonctions de cadre financier principal et de chef comptable et a été administrateur et président du comité d'audit ainsi que membre du conseil d'administration de plusieurs sociétés ouvertes. Il a siégé au conseil d'administration et au comité d'audit d'une société ouverte présentant son information financière en vertu des PCGR américains.

<b>Nom du membre du CAR</b>	<b>Formation et expérience pertinentes</b>
<b>S. L. Baum</b>	M. Baum compte plus de 25 ans d'expérience financière, juridique et industrielle acquise en qualité de cadre supérieur, d'administrateur et de président du conseil de sociétés du domaine de l'énergie. Au cours du mandat de chef de la direction de M. Baum auprès de Sempra Energy, des cadres financiers relevaient directement de lui. M. Baum est également président du comité d'audit de Computer Sciences Corporation, société inscrite à la cote de la NYSE. Mr. Baum est titulaire d'un diplôme en droit de l'Université de Virginie.
<b>G. S. Lackenbauer</b>	M. Lackenbauer possède plus de 35 ans d'expérience dans le secteur des services de banque d'investissement. 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 porteurs d'actions ordinaires dans plus de 40 instances réglementaires. M. Lackenbauer a également une vaste expérience à titre d'administrateur de sociétés ouvertes ou d'organismes à but non lucratif. Il est titulaire d'un baccalauréat ès arts spécialisé en économie et d'une maîtrise en administration des affaires de l'Université de Western Ontario et est un analyste financier agréé.
<b>K. E. Maidment</b>	M <sup>me</sup> Maidment est comptable agréée. M <sup>me</sup> Maidment est chef des finances et assume des responsabilités de surveillance financière pour des sociétés ouvertes inscrites à la cote de la TSX et du NYSE depuis plus de 15 ans. Elle a également occupé des postes dans le cadre desquels elle était responsable des opérations financières à l'échelle mondiale, de la gestion des risques, des affaires juridiques et de la conformité, des communications ainsi que des fusions et acquisitions. En outre, M <sup>me</sup> Maidment a collaboré avec des agences gouvernementales afin de mettre au point des règlements et des cadres pour convertir les grandes sociétés mutuelles d'assurance en sociétés ouvertes. M <sup>me</sup> Maidment est titulaire d'un baccalauréat en commerce de l'Université McMaster et, en 2000, a été nommée Fellow de l'Institut des Comptables Agréés de l'Ontario.

#### **Autres comités du conseil**

En plus du CAR, TransAlta possède deux autres comités permanents : le comité de gouvernance et de l'environnement et le comité des ressources humaines. Les membres de ces comités en date du 31 décembre 2011 sont les suivants :

<b>Comité de gouvernance et de l'environnement</b>	<b>Comité des ressources humaines</b>
<b>Président : Michael M. Kanovsky</b> Gordon S. Lackenbauer Karen E. Maidment Martha C. Piper	<b>Président : Timothy W. Faithfull</b> C. Kent Jespersen Yakout Mansour Martha C. Piper

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

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

Pour les exercices clos les 31 décembre 2011 et 2010, les honoraires versés à Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. et aux membres de son groupe ont été respectivement de 3 110 078 \$ et de 3 499 254 \$, selon la répartition ci-après :

**Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.**

Exercice clos le 31 décembre	2011	2010
Honoraires d'audit	2 725 847 \$	2 737 081 \$
Honoraires pour services liés à l'audit	384 231	729 873
Honoraires pour services fiscaux	0	32 300
Tous les autres honoraires	0	0
<b>Total</b>	<b>3 110 078 \$</b>	<b>3 499 254 \$</b>

Aucun autre cabinet d'audit n'a fourni de services d'audit en 2011 et en 2010.

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

*Honoraires d'audit*

Des honoraires d'audit ont été versés pour les services professionnels fournis par l'auditeur dans le cadre de l'audit de nos états financiers annuels ou pour des services fournis dans le cadre de dépôts ou de missions prévus par la loi et la réglementation, y compris la traduction de l'anglais au français de nos états financiers et d'autres documents. Les honoraires d'audit totaux pour 2011 comprennent des paiements se rapportant à 2010 de 894 776 \$. Les honoraires d'audit totaux pour 2010 comprennent des paiements relatifs à 2009 de 969 568 \$.

*Honoraires pour services liés à l'audit*

Les honoraires pour services liés à l'audit en 2011 ont été versés principalement pour du travail effectué par Ernst & Young s.r.l., S.E.N.C.R.L. relativement à des émissions d'actions privilégiées, à la préparation de documents préalables à des fins de dépôt au Canada et aux États-Unis, à l'examen du rapport sur la durabilité de 2010 et à divers conseils comptables fournis à la Société. Les honoraires pour services liés à l'audit en 2010 avaient été versés principalement pour le travail effectué par Ernst & Young s.r.l., S.E.N.C.R.L. relativement à la mise en œuvre des Normes internationales d'information financière, à d'autres audits, à des placements publics de titres de capitaux propres et de titres d'emprunt et à divers conseils fournis à la Société.

*Honoraires pour services fiscaux*

La plus grande partie des honoraires pour services fiscaux en 2010 a eu trait à diverses questions fiscales relatives à nos activités à l'étranger.

*Tous les autres honoraires*

Aucuns.

**Politiques et procédures d'approbation préalable**

Le CAR s'est penché sur la question de savoir si la prestation de services autres que d'audit était compatible avec le maintien de l'indépendance de l'auditeur. En mai 2002, le CAR a adopté une politique (« politique ») qui interdit à TransAlta de retenir les services de l'auditeur pour des catégories « interdites » de services non liés à l'audit et qui exige l'approbation préalable du CAR pour les autres catégories « permises » de services non liés à l'audit, ces catégories étant établies conformément à la loi Sarbanes-Oxley. La politique prévoit également que le président du CAR peut approuver des services non liés à l'audit admissibles pendant le trimestre et en faire rapport au CAR à sa prochaine réunion régulière. En 2009, le CAR a accordé à la direction le pouvoir d'approuver des services non liés à l'audit admissibles de valeur minimale (totalisant moins de 5 % des honoraires totaux payés à l'auditeur externe ou 125 000 \$, selon le moins élevé des deux), à la condition que ces services soient déclarés au CAR à sa prochaine réunion régulière.

## ANNEXE A

### CHARTRE DU COMITÉ D'AUDIT ET DES RISQUES

#### TRANSALTA CORPORATION (« Société »)

##### A. Création du comité et des procédures

###### 1. Composition du comité

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

###### 2. Nomination des membres du comité

Les membres du comité sont nommés de temps à autre par le conseil, sur recommandation du comité de gouvernance et de l'environnement, et ils exercent leurs fonctions jusqu'à l'assemblée annuelle des actionnaires suivante 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 quelque moment que ce soit au sein du comité, elle peut être comblée par le conseil. Le conseil doit combler toute vacance au sein du comité si le nombre de ses membres est inférieur à trois administrateurs.

###### 4. Président du comité

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

###### 5. Absence du président du comité

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

###### 6. Secrétaire du comité

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

7. Réunions

Le président du comité peut convoquer une réunion du comité. Le comité doit se réunir au moins une fois par trimestre et à d'autres moments au cours de l'année s'il juge opportun de le faire. De plus, le président du comité ou deux de ses membres peuvent convoquer une réunion extraordinaire 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 atteint si la majorité des membres du comité sont 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 quelque façon que ce soit; de plus, la présence d'un membre à une réunion constitue une renonciation à l'avis de convocation à la 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'a pas été valablement convoquée. L'avis de convocation à toutes les réunions doit aussi être transmis aux auditeurs externe et interne.

10. Présence aux réunions

À l'invitation du président du comité, les autres membres du conseil, les dirigeants ou les employés de la Société, l'auditeur externe et les 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 sa propre procédure 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 et évaluation du comité

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

13. Experts externes et conseillers

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

## **B. Mandat général du comité**

Le comité aide le conseil à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance quant i) à l'intégrité des états financiers et des méthodes de présentation de l'information financière de la Société; ii) aux systèmes de contrôles financiers internes établis par la direction; iii) à l'évaluation de l'identification des risques effectuée par la direction et aux programmes établis par la direction en réponse à ces évaluations; iv) à la fonction d'audit interne; v) à la conformité aux exigences juridiques et réglementaires à l'égard de la comptabilité et des finances; et vi) aux compétences, à l'indépendance et au rendement de l'auditeur externe. Dans le cadre de ce mandat, il revient au comité d'assurer des voies de communication ouvertes entre lui et l'auditeur externe, l'auditeur interne et la direction de la Société.

Le comité exerce une fonction de surveillance. La direction est responsable de la préparation, de la présentation et de l'intégrité des états financiers intermédiaires et annuels ainsi que des documents d'information connexes. La direction de la Société est également chargée de maintenir des politiques adéquates en matière de comptabilité et de présentation de l'information financière ainsi que des systèmes de contrôles internes et des procédures qui assurent la conformité aux normes comptables, aux lois et aux règlements applicables et qui procurent des assurances raisonnables quant au fait que les actifs sont protégés et que les opérations sont dûment autorisées, effectuées, enregistrées et déclarées.

Bien que le comité soit investi des responsabilités et pouvoirs indiqués dans les présentes, il n'entre pas dans son mandat de planifier ni d'effectuer des audits ni d'établir que les états financiers de la Société sont complets, exacts et conformes aux principes comptables généralement reconnus. Cette responsabilité relève de la direction et de l'auditeur externe.

La désignation d'un ou de plusieurs membres en tant qu'« expert financier du comité d'audit » est fondée sur la formation et l'expérience que cette personne utilisera dans l'exercice de ses fonctions auprès du comité. Cette désignation ne lui impose pas de devoirs, d'obligations et de responsabilités supérieurs à ceux qui sont imposés aux membres du comité et du conseil qui n'ont pas reçu une telle désignation.

La direction est également responsable de l'identification et de la gestion des risques auxquels la Société est exposée ainsi que de la création et de la mise en œuvre de politiques et de procédures afin d'atténuer ces risques. Le comité a pour rôle d'assurer une surveillance afin de veiller à ce que les actifs de la Société soient préservés et protégés dans les limites raisonnables sur le plan commercial. Le comité relève du conseil pour ce qui est de ses responsabilités relatives à la surveillance des risques.

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

### 1. Audit et questions financières

#### A) Compétences de l'auditeur externe

Le comité est directement responsable de la rémunération et de la surveillance de l'auditeur externe, y compris la nomination de l'auditeur externe du conseil par les actionnaires à l'assemblée générale annuelle de la Société. Dans le cadre de cette responsabilité, le comité :

- i) examine l'expérience et les compétences du personnel cadre de l'auditeur externe qui assure la prestation des services d'audit à la Société, de même que les procédures de contrôle de la qualité de l'auditeur externe, y compris l'obtention de la confirmation que l'auditeur externe respecte les exigences d'inscription des autorités de réglementation du Canada et des États-Unis;
- ii) examine et approuve chaque année le plan d'audit de l'auditeur externe;



- iii) examine et approuve le mode et le montant de la rémunération de l'auditeur externe et s'assure que la Société a fourni les fonds nécessaires au paiement de la rémunération de l'auditeur externe;
- iv) examine et analyse avec l'auditeur externe les relations que l'auditeur externe et les membres de son groupe ont avec la Société et les membres de son groupe afin d'établir l'indépendance de l'auditeur externe, notamment i) la demande, la réception et l'examen au moins une fois par année, d'une déclaration écrite officielle de l'auditeur externe définissant toutes les relations raisonnablement susceptibles de compromettre l'indépendance de l'auditeur externe par rapport à la Société, ii) des entretiens avec l'auditeur externe sur les relations divulguées ou les services que l'auditeur externe estime susceptibles de compromettre l'objectivité ou l'indépendance de l'auditeur externe et iii) la recommandation au conseil de prendre les mesures appropriées à la suite du rapport de l'auditeur externe de manière à s'assurer de l'indépendance de l'auditeur externe;
- v) règle les désaccords entre la direction et l'auditeur externe concernant l'information financière;
- vi) informe l'auditeur externe et la direction que l'auditeur externe doit avoir un accès direct au comité à tout moment, et vice versa,
- vii) informe l'auditeur externe qu'il est responsable en définitive devant le comité en tant que représentant des actionnaires de la Société; et
- viii) au moins à chaque année, obtient et examine le rapport de l'auditeur externe relatif aux procédures internes de contrôle de la qualité du cabinet d'auditeurs, aux questions importantes soulevées à l'occasion du dernier contrôle de la qualité interne ou contrôle par les pairs du cabinet d'auditeurs, ou à l'occasion à toute enquête menée par des autorités gouvernementales ou professionnelles au cours des cinq derniers exercices à l'égard d'un ou de plusieurs audits indépendants effectués par l'auditeur externe ainsi qu'aux mesures prises à cet égard.

**B) Processus d'audit indépendant**

- a) Sous réserve de la délégation accordée au président du comité, préapprouve la prestation de tous les services liés à la vérification, y compris tous les services non liés à la vérification non interdits, par l'auditeur externe; le président du comité est autorisé à approuver tous les services liés à la vérification, y compris les services non liés à la vérification non interdits, rendus par l'auditeur externe et doit faire rapport de toutes ces approbations au comité à la prochaine réunion prévue qu'il tiendra;

Examine avec la direction et l'auditeur externe l'information financière de la Société dans le cadre de la vérification annuelle et de la préparation des états financiers, notamment le plan d'audit annuel de l'auditeur externe, le jugement de l'auditeur externe quant à la qualité, et pas 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;

Examine avec la direction et l'auditeur externe tous les états financiers et l'information financière et :

- i) recommande au conseil, à des fins d'approbation, les états financiers annuels vérifiés de la Société, y compris les notes y afférentes; le rapport de gestion et tout rapprochement nécessaire;

- ii) examine les rapports ou avis à remettre s'y rapportant et fait rapport au conseil, au besoin;
- iii) examine avec l'auditeur externe la collaboration qu'il a obtenue dans le cadre de son examen et de sa consultation de l'ensemble des registres, des données et des renseignements demandés;
- iv) discute avec la direction et l'auditeur externe de toutes les opérations importantes qui ne font pas partie du cours normal des activités de la Société;
- v) examine les méthodes suivies par la direction pour la formulation d'estimations comptables confidentielles et le caractère raisonnable des estimations;
- vi) examine avec la direction et l'auditeur externe les changements touchant les principes comptables et leur applicabilité à l'entreprise;
- vii) examine avec la direction et l'auditeur externe les autres traitements possibles 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 l'auditeur externe; et
- viii) s'assure qu'il n'existe entre la direction et l'auditeur externe aucune question en suspens raisonnablement susceptible de compromettre sensiblement les états financiers;

Examine avec la direction et l'auditeur externe les états financiers intermédiaires de la Société, y compris les notes y afférentes, le rapport de gestion et le communiqué sur les résultats s'y rapportant et approuve leur diffusion au public, au besoin;

Examine avec la direction et l'auditeur externe l'utilisation de l'information « pro forma » ou « non comparable » ainsi que le rapprochement applicable, et en discute avec celui-ci;

Examine avec la direction, l'auditeur externe 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 avoir été divulguées dans les états financiers; et

Examine l'information communiquée au comité par le chef de la direction et le chef des finances durant leur processus d'attestation des rapports périodiques pertinents déposés auprès des autorités de réglementation de valeurs mobilières afin de s'assurer que l'information devant être communiquée est enregistrée, traitée, condensée et présentée dans les délais prescrits. Obtient des garanties du chef de la direction et du chef des finances quant au caractère adéquat et à l'efficacité des contrôles et des procédures en matière de divulgation et des systèmes de contrôle interne de la Société relativement à la présentation de l'information financière et quant au fait que toute fraude impliquant la direction ou d'autres employés qui ont un rôle important dans les contrôles internes de la Société est signalée au comité;

### C) Planification financière

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

- b) Examine chaque année le plan fiscal annuel de la Société; et
- c) Reçoit des mises à jour régulières concernant les obligations financières, les emprunts, les facilités de crédit, la situation de crédit et la liquidité financière de la Société.

## 2. Gouvernance

- a) Pour le compte du comité, le président examine toute la communication au public de l'information financière importante tirée ou issue des états financiers de la Société avant qu'elle ne soit publiée;
- b) Examine avec la direction au moins une fois par année la méthode adoptée à l'égard de l'information financière et des prévisions de résultat devant être divulguées aux analystes et aux agences de notation et la nature de cette information et de ces prévisions;
- c) Examine trimestriellement avec la haute direction et le chef des services juridiques et, au besoin, des conseillers juridiques externes, et avec les auditeurs interne et externe de la Société, l'efficacité des contrôles internes de la Société afin d'assurer que la Société respecte les exigences législatives et réglementaires et les politiques de la Société;
- d) Examine trimestriellement avec le chef des services juridiques et, au besoin, des conseillers juridiques externes, les principales questions d'ordre juridique ou réglementaire en matière de conformité qui sont susceptibles d'avoir une incidence importante sur les états financiers de la Société;
- e) Discute avec l'auditeur externe de son impression au sujet du personnel des finances et de la comptabilité de la Société, des recommandations que l'auditeur externe peut 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 de l'auditeur externe ainsi que des réponses écrites de la direction s'y rapportant;
- f) Examine les changements apportés aux pratiques ou aux politiques comptables ainsi que l'incidence financière de celles-ci sur la Société;
- g) Examine chaque année la politique à l'égard des opérations d'initié et approuve les changements au besoin;
- h) Examine chaque année le rapport annuel sur les régimes de retraite et les états financiers des régimes de retraite de la Société, y compris l'évaluation actuarielle, l'actif et le passif prévisionnels, la répartition de l'actif, le rendement du gestionnaire et les coûts d'exploitation du régime;
- i) Avec le comité des ressources humaines du conseil, examine au moins une fois par année, et au besoin, la gouvernance générale des régimes de retraite de la Société, approuvant les objectifs généraux des régimes, l'énoncé de la politique de placement et la nomination des gestionnaires de placements et en faisant rapport au conseil à chaque année;
- j) Examine l'audit annuel des comptes de dépenses et des avantages indirects des administrateurs, du chef de la direction et des personnes sous sa responsabilité directe et leur utilisation des biens de la Société;
- k) Examine chaque année les commandites, les dons et les contributions politiques annuels de la Société;

- l) Examine les processus de la direction relativement à l'évaluation des fraudes potentielles, les programmes et les contrôles visant à se prémunir contre les risques de fraude et le processus mis de l'avant afin de surveiller les risques à l'intérieur des secteurs ciblés;
- m) Examine l'information communiquée au comité par le chef de la direction, le chef des finances et/ou le chef des services juridiques relativement à toute violation importante des lois sur les valeurs mobilières applicables, à tout manquement important à un devoir fiduciaire en vertu des lois applicables ou à toute violation importante semblable par la Société ou par un membre de la haute direction, un administrateur, un employé ou un mandataire de la Société, qui a été signalé au comité, et détermine si une enquête est nécessaire en ce qui concerne ce signalement et en fait rapport au conseil;
- n) Établit les procédures en matière de réception, de conservation et de traitement des plaintes reçues par la Société concernant la comptabilité, les contrôles de comptabilité interne ou les questions d'audit et la communication confidentielle et anonyme par les employés de préoccupations concernant des questions de comptabilité ou d'audit;
- o) Examine tous les incidents, les plaintes ou l'information communiquée par l'intermédiaire de la Ligne d'assistance en matière d'éthique et/ou de la direction;
- p) Discute avec la direction et l'auditeur externe de la correspondance échangée avec les autorités de réglementation ou organismes gouvernementaux, des plaintes d'employés ou des rapports publiés qui soulèvent des questions importantes concernant les états financiers ou les politiques comptables de la Société;
- q) Examine et approuve la politique de la Société en matière d'embauche des employés ou des anciens employés de l'auditeur externe et contrôle la conformité de la Société à cette politique; et
- r) Fait rapport chaque année aux actionnaires sur le travail du comité au cours de l'exercice.

### 3. Audit interne

- a) Examine et prend en compte, au besoin, les rapports et recommandations importants de l'auditeur interne concernant des questions d'audit interne, de même que la réponse de la direction à cet égard;
- b) Examine chaque année la charte du service d'audit interne, la portée et les plans d'attribution du travail du groupe d'audit interne, le caractère adéquat des ressources du groupe et l'accès de l'auditeur externe aux dossiers, aux biens et au personnel de la Société;
- c) Reconnaît et informe la haute direction que l'auditeur interne doit avoir libre accès au comité, et vice versa;
- d) Rencontre séparément la direction, l'auditeur externe et l'auditeur interne afin d'examiner les questions et préoccupations concernant les audits et l'information financière;
- e) Examine avec la haute direction financière de la Société et le directeur, Audit interne le caractère adéquat des systèmes de contrôle interne et procédures de la Société; et
- f) Recommande au comité des ressources humaines la nomination, le licenciement ou le transfert du vice-président, Audit interne et risque, et du directeur, Audit interne.

#### 4. Gestion des risques

Le conseil a la charge de s'assurer que la Société a adopté des méthodes et des politiques clés visant la détermination, l'évaluation et la gestion des principaux risques auxquels la Société est exposée. Le conseil a délégué au comité la responsabilité de la surveillance de la détermination, par la direction, des principaux risques auxquels la Société est exposée, de l'évaluation de ces risques et de la mise en oeuvre de politiques, de méthodes et de systèmes visant la gestion et l'atténuation des risques dans les limites de la tolérance aux risques établie par la Société. Le comité relève du conseil à cet égard.

Le comité :

- a) Examine au moins trimestriellement l'évaluation que la direction fait des principaux risques auxquels la Société est exposée; discute avec la direction des méthodes de détermination de ces risques et de l'efficacité des politiques et procédures d'atténuation de ces risques et/ou de lutte contre ceux-ci;
- b) Reçoit et examine la mise à jour trimestrielle faite par la direction concernant les risques, y compris une mise à jour portant sur les risques résiduels;
- c) Examine le cadre de gestion du risque à l'échelle de l'entreprise et la méthode de communication des risques de la Société;
- d) Examine chaque année les politiques de gestion des risques financiers et des risques liés aux produits de base de la Société et approuve les changements apportés à ces politiques;
- e) Revoit et approuve les lignes directrices, le programme stratégique de couverture et la tolérance aux risques de la Société;
- f) Examine et surveille trimestriellement les résultats des activités de gestion des risques financiers et des risques liés aux produits de base, 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;
- g) Examine le programme d'assurance annuel de la Société, y compris la philosophie de conservation de risques et les programmes de protection contre les risques possibles et contre la responsabilité de la Société;
- h) Examine périodiquement les rôles et responsabilités respectifs de l'auditeur externe, du service d'audit interne et des conseillers juridiques internes et externes concernant la gestion des risques et examine leur rendement dans le cadre de ces rôles et responsabilités; et
- i) Chaque année, de concert avec la direction, fait rapport au conseil et obtient l'approbation de celui-ci en ce qui concerne :
  - i) les principaux risques auxquels la Société est exposée et la tolérance générale aux risques ou le profil général de risque de la Société;
  - ii) les stratégies de la Société pour faire face à son profil de risque;
  - iii) les procédés, politiques, procédures et contrôles en place pour gérer ou atténuer les principaux risques; et
  - iv) l'efficacité globale du processus de gestion des risques de l'entreprise.

**D. Conformité et pouvoirs du comité**

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

## ANNEXE B

### GLOSSAIRE

Les termes qui suivent s'entendent au sens indiqué ci-dessous dans la présente notice annuelle :

**Accroissement de la puissance nominale** – Le fait d'accroître la puissance établie d'une centrale ou d'une unité de production d'électricité.

**Captage et stockage du carbone (CSC)** – Méthode visant à atténuer l'apport des émissions de gaz à effet de serre au réchauffement climatique, qui se fonde sur le captage des émissions de dioxyde de carbone des activités industrielles et le stockage permanent de ces émissions dans des formations souterraines profondes.

**Cas de force majeure** – Littéralement, « force supérieure ». Ce type de clause exonère une partie de sa responsabilité si un événement imprévu indépendant de la volonté de cette partie empêche celle-ci de s'acquitter de ses obligations en vertu du contrat.

**Centrale géothermique** – Centrale dont le moteur primaire est une turbine à vapeur. La turbine est entraînée soit par la vapeur produit à partir d'eau chaude, soit par la vapeur naturelle qui tire son énergie de la chaleur que renferment les roches ou les fluides se trouvant à diverses profondeurs sous la surface de la terre. L'énergie est extraite par forage ou pompage.

**Chaudière** – Appareil produisant de la vapeur destinée à la production d'énergie, à l'utilisation industrielle ou au chauffage ou produisant de l'eau chaude destinée au chauffage ou à l'alimentation en eau chaude. La chaleur dégagée par la source de combustion externe est transmise à un fluide contenu dans les tubes se trouvant dans l'enveloppe de la chaudière.

**Cogénération** – Installation produisant de l'électricité et une autre forme d'énergie thermique utile (par ex., chaleur ou vapeur) servant à des fins industrielles ou commerciales ou au chauffage ou à la réfrigération.

**Contrat d'achat d'électricité de l'Alberta (CAE)** – Arrangement à long terme établi par règlement pour la vente de l'énergie électrique provenant d'unités de production réglementées auparavant à des acheteurs visés par un CAE.

**Cycle combiné** – Technologie de production d'électricité dans laquelle l'électricité est produite à partir de la chaleur, qui serait sinon perdue, des gaz d'échappement d'une ou de plusieurs turbines à gaz. La chaleur sortant des turbines est acheminée à une chaudière classique ou à un générateur de vapeur à récupération de chaleur en vue de son utilisation par une turbine à vapeur pour la production d'électricité. Ce procédé accroît l'efficacité de l'unité de production d'électricité.

**Disponibilité** – Mesure du temps, exprimée en pourcentage des activités continues 24 heures sur 24, 365 jours par année, pendant lequel une unité peut produire de l'électricité, peu importe si elle le fait ou non.

**Dividende** – Dividende en espèces déclaré payable par TransAlta sur les actions en circulation.

**Émissions dans l'atmosphère** – Substances libérées dans l'atmosphère par des activités industrielles. Dans le cas du secteur des centrales à combustible fossile, les émissions dans l'atmosphère les plus courantes sont le dioxyde de soufre, les oxydes d'azote, le mercure et les gaz à effet de serre.

**Gaz à effet de serre (GES)** – Gaz ayant le potentiel de retenir la chaleur dans l'atmosphère, y compris la vapeur d'eau, le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde d'azote, les hydrofluorocarbones et les hydrocarbures perfluorés.

**Gigawatt** – Unité de puissance électrique égale à 1 000 mégawatts.

**Gigawattheure (GWh)** – Mesure de consommation d'électricité qui correspond à l'utilisation de 1 000 mégawatts d'électricité pendant une heure.

**Kilowatt (kW)** – Unité de puissance électrique égale à 1 000 watts.

**Kilowattheure (kWh)** – Mesure de consommation d'électricité qui correspond à l'utilisation de 1 000 watts d'électricité pendant une heure.

**Mégawatt (MW)** – Unité de puissance électrique égale à 1 000 000 de watts.

**Mégawattheure (MWh)** – Mesure de consommation d'électricité qui correspond à l'utilisation de 1 000 000 de watts d'électricité pendant une heure.

**Puissance** – Capacité de charge continue nominale du matériel de production, exprimée en mégawatts.

**Puissance maximale nette (PMN)** – Puissance maximale ou puissance nominale effective, modifiée pour tenir compte des limites ambiantes, qu'une unité de production ou une centrale peut soutenir pendant une durée déterminée, moins la puissance utilisée pour répondre à la demande de service de la centrale et aux besoins auxiliaires.

**Réduction de la puissance nominale** – Le fait d'abaisser la puissance établie d'une centrale ou d'une unité de production d'électricité.

**Technologie supercritique** – La plus évoluée des technologies de combustion du charbon utilisées au Canada qui fait appel à une chaudière supercritique, à une turbine haute efficacité à plusieurs étages, à une unité de désulfuration des fumées (laveur), à un dépoussiéreur à sacs filtrants et à des brûleurs d'oxyde d'azote à faible teneur.

**Valeur à risque (VAR)** – Mesure visant à gérer l'exposition du résultat aux opérations sur les produits énergétiques.