



TRANSALTA CORPORATION
NOTICE ANNUELLE DE 2015
POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2014

Le 18 février 2015

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	4
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ	5
ACTIVITÉS DE TRANSALTA.....	14
GESTION DES RISQUES ENVIRONNEMENTAUX.....	35
FACTEURS DE RISQUE	38
PERSONNEL	52
STRUCTURE DU CAPITAL	53
NOTATIONS	60
DIVIDENDES.....	62
ACTIONS ORDINAIRES	62
ACTIONS DE SÉRIE A	62
ACTIONS DE SÉRIE C.....	63
ACTIONS DE SÉRIE E.....	63
ACTIONS DE SÉRIE G	64
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES.....	64
ACTIONS ORDINAIRES	64
ACTIONS DE SÉRIE A	64
ACTIONS DE SÉRIE C.....	65
ACTIONS DE SÉRIE E.....	66
ACTIONS DE SÉRIE G	66
ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION.....	67
MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES	79
PRÊTS AUX ADMINISTRATEURS ET AUX MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION.....	79
INTERDICTIONS D'OPÉRATIONS, FAILLITES, AMENDES OU SANCTIONS	79
CONFLITS D'INTÉRÊTS	80
POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI.....	80
AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES	80
INTÉRÊTS DES EXPERTS.....	80
RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES.....	81
COMITÉ D'AUDIT ET DES RISQUES	81
ANNEXE A CHARTE DU COMITÉ D'AUDIT ET DES RISQUES.....	A-1
ANNEXE B GLOSSAIRE	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 2014 ou pour l'exercice clos le 31 décembre 2014. 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. Les termes clés qui ne sont pas définis dans le corps du texte de la présente notice annuelle ont le sens qui leur est donné à l'annexe B des présentes.

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 », « estimer », « 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 notre activité et nos prévisions en matière de rendement financier futur; notre succès dans l'exécution de nos projets de croissance; l'échéancier et l'achèvement ainsi que la mise en service des projets en chantier, y compris les grands projets tels que le projet de centrale de South Hedland, ainsi que leurs coûts auxiliaires; nos dépenses estimatives consacrées à la croissance et au soutien des projets d'immobilisations et de productivité; les attentes relatives aux coûts d'exploitation, aux dépenses en immobilisations et aux coûts de maintenance ainsi qu'à la fluctuation de ces coûts, y compris nos attentes quant aux économies de coûts prévues par suite des contrats de maintenance d'envergure conclus avec Alstom; l'incidence de certaines opérations de couverture sur le résultat et les flux de trésorerie déclarés futurs; les attentes relatives au résultat et aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et aux contrats futurs, y compris les estimations relatives au bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement (« BAIIA ») comparables de 2015, aux flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation comparables (« FE ») et aux flux de trésoreries disponibles comparables; les estimations de l'état de l'offre et de la demande de combustibles et les coûts d'approvisionnement en combustible; les attentes quant à la demande d'électricité à court et à long terme et à son incidence sur les prix de l'électricité; l'incidence de l'accroissement de la charge, de l'augmentation de la puissance et des coûts du gaz naturel sur les prix de l'électricité; les attentes quant à la disponibilité de capacité de production, à la puissance et à la production; les attentes relatives à la proportion respective dans laquelle les différentes sources d'énergie répondront aux besoins énergétiques futurs; le financement prévu de nos dépenses en immobilisations; les cadres réglementaires gouvernementaux et la législation prévus et leur incidence prévue sur nous et le calendrier de mise en œuvre de ces cadres et de ces règlements, ainsi que les coûts liés au respect de ces règlements et de ces lois; le règlement prévu des enquêtes et litiges liés à la réglementation; 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 taux de croissance prévus au sein de nos marchés; nos attentes relatives à l'issue des créances légales ou contractuelles existantes ou éventuelles, des enquêtes réglementaires et des différends; les attentes relatives au renouvellement des conventions collectives; les attentes quant à la capacité d'accès aux marchés financiers à des conditions raisonnables; l'incidence estimative de la variation des taux d'intérêt et de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain et aux autres devises ayant cours dans les pays où nous exerçons notre activité; le contrôle de notre exposition au risque de liquidité; les attentes concernant le contexte économique mondial et l'importance accrue que portent les investisseurs à la performance en matière de développement durable; nos pratiques de crédit; et l'apport estimatif qu'auront nos activités de commercialisation des produits énergétiques sur la marge brute.

Parmi les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur nos énoncés prospectifs, on compte les risques concernant : les fluctuations des prix liés à la demande et de la disponibilité des approvisionnements en combustible

nécessaires à la production d'électricité; la demande d'électricité et notre capacité de conclure des contrats pour notre production d'électricité à des prix qui procureront les rendements escomptés; 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 et catastrophes causées par l'homme; la menace de terrorisme et de cyberattaques au pays; les pannes de matériel et notre capacité d'exécuter ou de faire exécuter les réparations à un coût économique ou en temps opportun; la gestion du risque lié aux produits de base; 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 bénéfice; les poursuites judiciaires, réglementaires et contractuelles visant la Société; l'issue des enquêtes et des litiges; la dépendance envers le personnel clé; les questions de relations de travail; et les projets de mise en valeur et les acquisitions, y compris les retards ayant trait à la délivrance des permis relatifs au projet de centrale de South Hedland et à la construction de celle-ci ainsi qu'à la construction du gazoduc en Australie. Les facteurs de risque susmentionnés, entre autres, sont décrits plus en détail à 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 2014 (« 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 2014 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, et sur EDGAR, au www.sec.gov.

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 de 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^{er} janvier 2009, TransAlta a achevé une restructuration aux termes de laquelle les actifs et affaires commerciales de TAU et de Corporation d'Énergie TransAlta (« Énergie TransAlta » ou « 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.

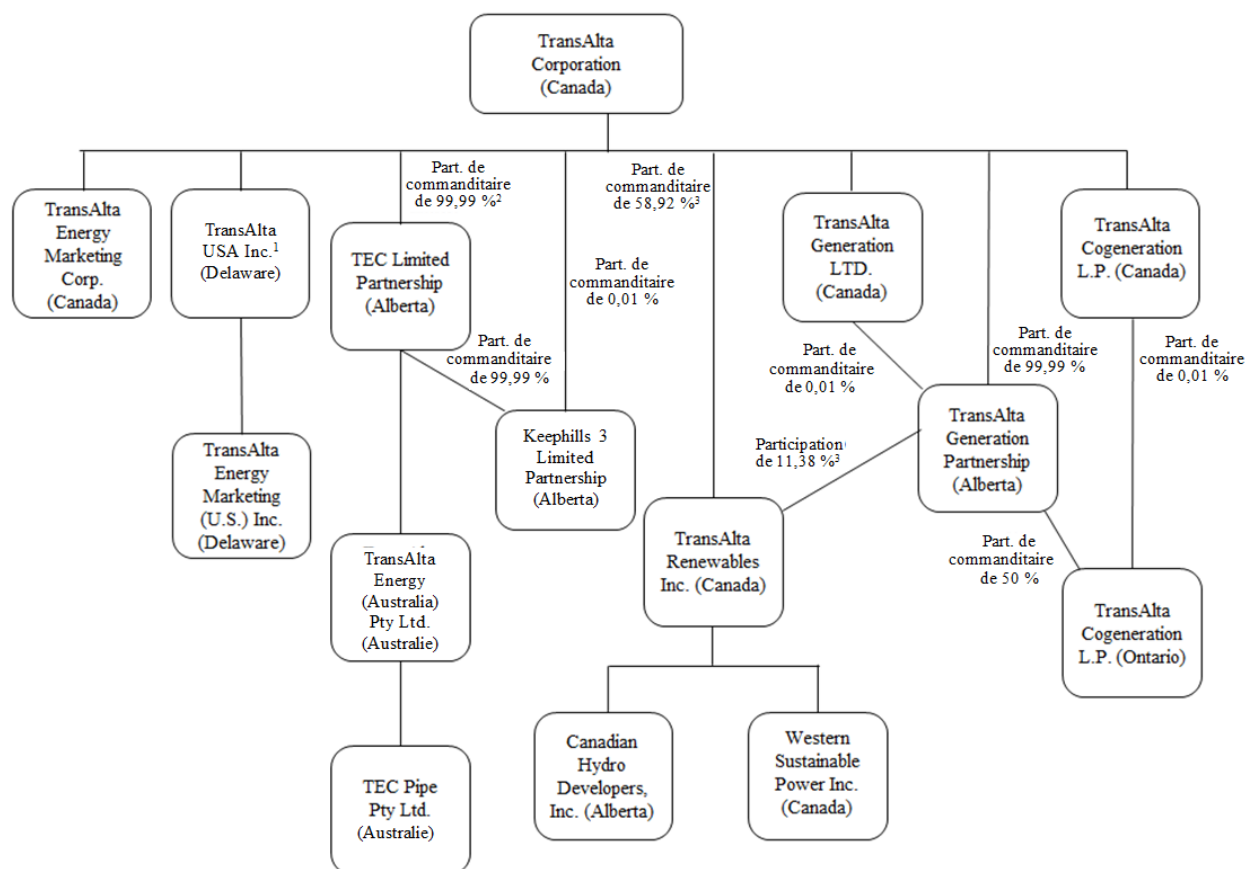
Le 4 novembre 2009, TransAlta a réalisé l'acquisition de Canadian Hydro Developers, Inc.

Le 7 décembre 2010, TransAlta a modifié ses statuts pour créer ses actions privilégiées de premier rang des séries A et B, puis le 23 novembre 2011 pour créer les actions privilégiées de premier rang des séries C et D, ainsi que le 3 août 2012 pour créer les actions privilégiées de premier rang des séries E et F et enfin le 13 août 2014 pour créer les actions privilégiées de premier rang des séries G et H.

En août 2013, TransAlta Renewables Inc. (« TransAlta Renewables ») a mené à bien son premier appel public à l'épargne. Dans le cadre de ce placement, TransAlta Corporation a transféré à TransAlta Renewables certains actifs de production d'énergie éolienne et hydroélectrique détenus auparavant directement ou indirectement par TransAlta Corporation. Cette dernière fournit tous les services de gestion, d'administration et d'exploitation nécessaires pour que TransAlta Renewables puisse exploiter et administrer ses actifs et en acquérir d'autres.

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

En date du 31 décembre 2014, 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 en propriété exclusive 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.
- 3) Nous détenons, directement et indirectement, une participation globale de 70,3 % dans TransAlta Renewables, soit 58,92 % en propriété directe et 11,38 % par l'entremise de TransAlta Generation Partnership. La participation résiduelle de 29,7 % dans TransAlta Renewables est détenue dans le public.

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 de produits énergétiques du Canada, notre participation globale nette atteignant 8 184 mégawatts (« MW ») de capacité de production. Nous exploitons des centrales ayant une capacité de production globale de quelque 9 990 MW. De plus, nous sommes en voie de construire une centrale à cycle combiné de 150 MW près de South Hedland, en Australie-Occidentale. Nous sommes axés sur la production et la commercialisation d'électricité au Canada, aux États-Unis et en Australie-Occidentale grâce à notre portefeuille diversifié de centrales alimentées au charbon, au gaz naturel, au diesel, à l'énergie hydraulique et à l'énergie éolienne.

Au Canada, nous détenons une participation nette d'environ 6 317 MW de capacité de production d'électricité dans des centrales thermiques, hydroélectriques, au gaz naturel et à l'énergie éolienne, constituée de 5 161 MW dans l'Ouest canadien, de 922 MW en Ontario, de 147 MW au Québec et de 88 MW au Nouveau-Brunswick.

Aux États-Unis, nos principales centrales comprennent une centrale thermique de 1 340 MW et une participation nette de 101 MW dans un parc d'éoliennes situé dans le Wyoming. La participation financière dans le parc éolien situé dans le Wyoming (« parc éolien du Wyoming ») a été cédée à TransAlta Renewables, dans laquelle nous conservons une participation directe et indirecte totalisant 70,3 %.

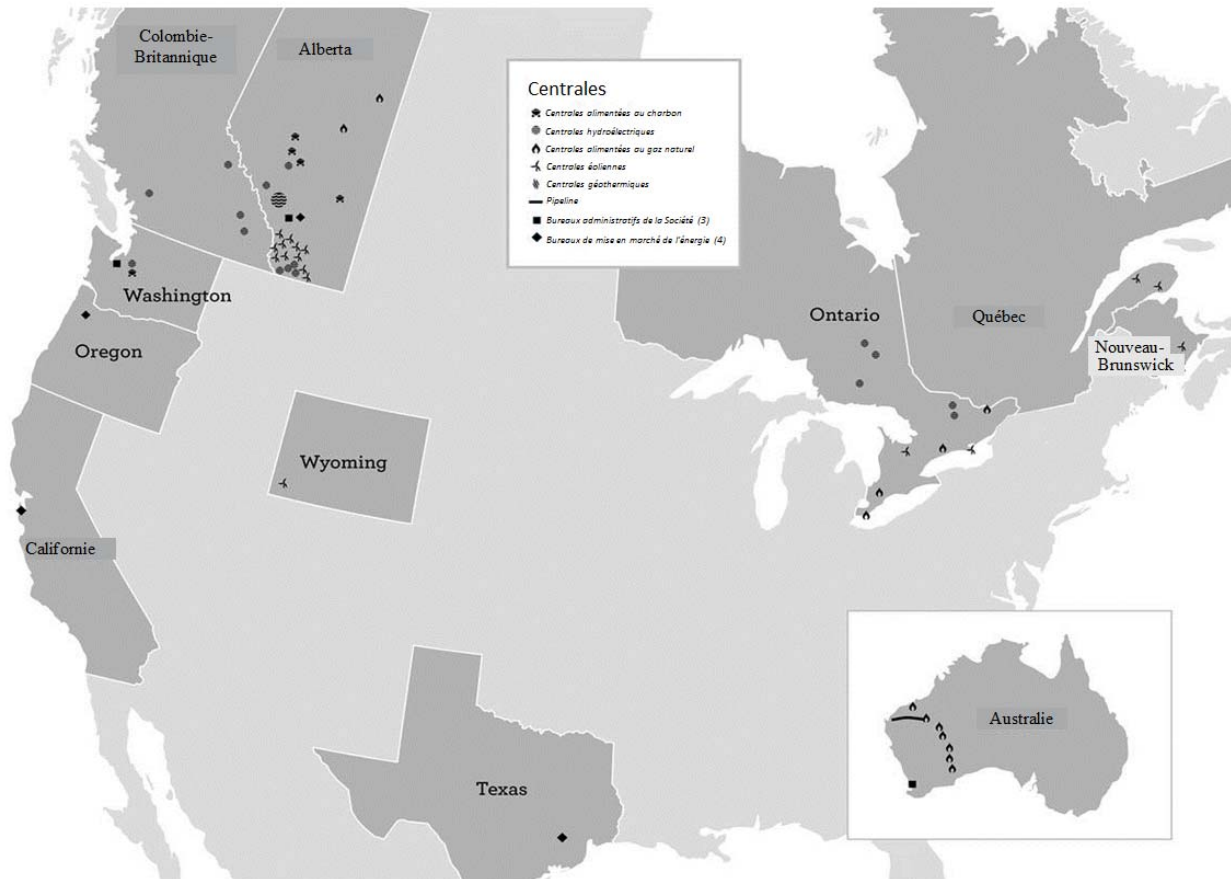
En Australie, nous détenons une capacité de production d'électricité nette de 425 MW dans des centrales alimentées au gaz naturel et au diesel qui sont situées à l'emplacement des mines des clients. Nous nous sommes également engagés par contrat, de concert avec notre coentrepreneur DBP Development Group, à concevoir, construire, posséder et exploiter le gazoduc de Fortescue River de 270 km, qui transportera du gaz naturel jusqu'à notre centrale de Solomon. Le gazoduc devrait être terminé en 2015. De plus, nous sommes en voie de construire une centrale à cycle combiné de 150 MW près de South Hedland, en Australie-Occidentale. La construction a débuté au début de 2015 et la centrale devrait être entièrement en service en 2017.

Nous passons périodiquement en revue nos exploitations afin d'optimiser nos actifs de production et d'évaluer 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 hydroélectrique et à l'énergie éolienne et nous pourrions le faire encore à l'avenir.

En août 2013, TransAlta Renewables a mené à bien son premier appel public à l'épargne visant ses actions ordinaires. TransAlta est propriétaire majoritaire de TransAlta Renewables, dans laquelle elle détient une participation directe et indirecte d'environ 70,3 %. TransAlta Renewables est le principal producteur d'énergie éolienne et l'une des plus grandes sociétés de production d'énergie renouvelable cotées en bourse du Canada.

Carte des exploitations de TransAlta

La carte suivante présente les exploitations de TransAlta en date du 31 décembre 2014.



DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

TransAlta est organisée suivant trois secteurs d'activité : Production, Commercialisation des produits énergétiques et Siège social. Le secteur Production est responsable de la construction, de l'exploitation et de la maintenance de nos installations de production d'électricité ainsi que de l'exploitation et de la maintenance de nos installations d'exploitation minière connexes au Canada. Le secteur Commercialisation des produits énergétiques est chargé de la commercialisation de notre production au moyen de contrats à court et à long terme, de l'obtention d'un approvisionnement en combustible rentable et fiable et de la maximisation des marges grâce à l'optimisation de nos actifs au fur et à mesure que les marchés évoluent. Tout en s'occupant de nos actifs, notre équipe de commercialisation commercialise activement des produits et services énergétiques auprès de producteurs d'énergie et de clients. Ce secteur 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 le secteur Siège social, qui fournit des services en matière de finances, de fiscalité, de trésorerie, de droit, de réglementation, d'environnement, 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 à la rubrique « *Activités de TransAlta* » de la présente notice annuelle.

Faits récents

2015

Émission d'obligations

Le 11 février 2015, la Société et son partenaire ont émis des obligations garanties par la centrale Pingston qui leur appartient conjointement. Notre part du produit brut s'est élevée à 45 M\$. Les obligations portent intérêt à un taux fixe annuel de 2,95 %, les intérêts étant payables semestriellement sans remboursement de capital jusqu'à l'échéance en mai 2023. Le produit a été affecté au remboursement de la débenture garantie de 35 M\$ portant intérêt à un taux de 5,28 %. Le produit excédentaire, déduction faite des coûts d'opération, sera affecté aux besoins généraux de l'entreprise.

Restructuration des activités houillères canadiennes

Le 14 janvier 2015, nous avons pris une importante mesure de réduction des coûts de nos activités houillères canadiennes afin d'exploiter une entreprise plus solide et plus compétitive. La restructuration a entraîné la suppression de postes, ce qui devrait procurer des économies annuelles d'environ 12 M\$ pour une année complète. Les coûts associés à cette mesure devraient totaliser 10 M\$.

Note de crédit de première qualité de Fitch Ratings

Le 8 janvier 2015, nous avons annoncé que Fitch Ratings avait attribué à TransAlta une note de crédit de BBB-/Stable.

Production et expansion des affaires

2014

Unité 7 de la centrale de Sundance

En 2014, TAMA Power (« TAMA Power »), société exploitée par TransAlta en partenariat avec MidAmerican Energy Holdings Company (« MidAmerican »), a continué de mettre au point des plans en vue de la construction de l'unité 7 de la centrale de Sundance, une centrale alimentée au gaz à haut rendement de 856 MW, dans une zone adjacente à nos activités houillères menées en Alberta. Le 11 décembre 2014, l'Alberta Utilities Commission (« AUC ») a annoncé la tenue d'une audience publique sur le projet d'unité 7 de la centrale de Sundance, qui devrait débiter en 2015.

Contrat de maintenance d'envergure

Le 14 novembre 2014, nous avons conclu un contrat avec Alstom Power Canada Inc. (« Alstom ») en vue de l'exécution de travaux de maintenance d'envergure à nos centrales albertaines alimentées au charbon. Le contrat porte sur dix projets de maintenance d'envergure devant se dérouler au cours des trois prochaines années à nos centrales de Keephills et de Sundance. La nouvelle entente devrait permettre une réduction de coûts moyenne de 15 % par opération de maintenance et des temps de maintenance plus courts dans le cas des travaux de maintenance d'envergure, qui devraient se traduire par des économies de coûts directes estimatives de 34 M\$ pour toute la durée du contrat.

Projet de centrale à South Hedland

Le 28 juillet 2014, nous avons annoncé que nous nous étions engagés à construire, posséder et exploiter une centrale alimentée au gaz à cycle combiné de 150 MW à South Hedland, en Australie-Occidentale, devant alimenter en électricité la Regional Power Corporation, société d'État exerçant son activité sous le nom de Horizon Power (« Horizon Power »), et la Pilbara Infrastructure Pty Ltd., filiale en propriété exclusive du Fortescue Metals Group (« Fortescue »). Le coût estimatif du projet, qui comprend le coût d'acquisition de l'équipement existant de Horizon Power, est d'environ 570 M\$ A. La centrale sera construite sur un emplacement existant à Boodarie Industrial Estate et devrait être l'une des plus efficaces de la région. Elle alimentera les clients de Horizon Power de la région de Pilbara, de même que les installations portuaires de Fortescue. IHI Engineering Australia a été choisie comme entrepreneur chargé de la construction de la centrale. Les permis nécessaires relativement aux travaux et en matière environnementale ont été reçus et la construction a commencé en janvier 2015. La centrale devrait entrer en service et alimenter les clients en électricité au cours du premier semestre de 2017.

TransAlta et la province parviennent à une entente concernant le réservoir Ghost

Le 4 juin 2014, nous avons annoncé que nous étions parvenus à une entente avec le gouvernement de l'Alberta au sujet de la modification de l'exploitation du réservoir Ghost de manière à fournir une partie d'une solution d'atténuation des inondations. Le modèle d'exploitation révisé du réservoir Ghost comprend le maintien du réservoir près de son niveau d'eau minimal jusqu'au 31 juillet 2014, soit quelque six semaines de plus que suivant le modèle d'exploitation antérieur.

Réclamation en Californie

Le 30 mai 2014, nous avons annoncé que notre règlement avec les services publics de la Californie, le procureur général de la Californie et certaines autres parties (« parties californiennes ») en vue de résoudre les réclamations relatives à la crise de l'électricité qui a sévi en 2000 et 2001 dans l'État de la Californie avait été approuvé par la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis (« FERC »). Le règlement prévoit que nous devons payer 52 M\$ US en deux versements égaux et qu'un crédit d'environ 97 M\$ US nous est accordé au titre des débiteurs qui nous sont dus. Le premier versement de 26 M\$ US a été effectué en juin 2014 et le second devrait être effectué en 2015.

Instance devant l'Alberta Utilities Commission

Le 21 mars 2014, l'Alberta Market Surveillance Administrator (« MSA ») a déposé une demande auprès de l'AUC dans laquelle il alléguait, notamment, que TransAlta avait manipulé le prix de l'électricité en Alberta lorsqu'elle avait interrompu la production d'électricité à certaines de ses centrales alimentées au charbon à la fin de 2010 et au début de 2011. TransAlta a nié toutes les allégations du MSA. La phase orale de l'audience devant l'AUC a été tenue en décembre 2014. La prochaine étape de l'audience, soit la présentation d'arguments écrits par chaque partie, est en cours et sera achevée d'ici la fin de février 2015. La décision de l'AUC dans cette affaire est attendue dans les 90 jours qui suivront la présentation écrite des arguments.

Vente de CE Generation

Le 20 février 2014, nous avons annoncé la vente de notre participation de 50 % dans CE Generation, le projet de mise en valeur de Blackrock (« Blackrock ») et Wailuku Holding Company, LLC (« Wailuku »), à MidAmerican Renewables en contrepartie de 193,5 M\$ US. MidAmerican Renewables détient la participation résiduelle de 50 % dans CE Generation, Blackrock et Wailuku. La vente de notre participation dans CE Generation et Blackrock a été clôturée le 12 juin 2014 et la vente de notre participation de 50 % dans Wailuku, le 25 novembre 2014.

Unité 6 de la centrale de Sundance

Le 18 août 2011, le transformateur élévateur de l'unité 6 de la centrale de Sundance a été endommagé à la suite d'un incendie. Nous en avons donné avis et avons invoqué un cas de force majeure en vertu du CAE de l'Alberta. Au cours du troisième trimestre de 2012, l'acheteur visé par le CAE de l'Alberta nous a informés qu'il porterait l'affaire en arbitrage. Le 19 février 2014, nous sommes parvenus à un accord avec l'acheteur partie au CAE de l'Alberta relativement à ce différend portant sur l'unité 6 de la centrale de Sundance.

Unité 2 de la centrale de Keephills

Le 31 janvier 2014, un arrêt de production a débuté à l'unité 2 de notre centrale de Keephills pour qu'un rebobinage du stator de l'alternateur soit effectué par suite de l'incident survenu relativement à l'alternateur à l'unité 1 de la centrale de Keephills en 2013. 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.

Projet de transport de Fort McMurray

Le 17 janvier 2014, nous avons annoncé que notre partenariat stratégique avec MidAmerican Transmission, TAMA Transmission (« TAMA Transmission »), qui avait été créé le 9 mai 2013, s'était qualifié pour participer au projet de transport de 500 kilovolts à l'ouest de Fort McMurray à titre de promoteur. L'Alberta Electric System Operator (« AESO ») a annoncé son choix d'une courte liste de sociétés, indiquant que TAMA Transmission participerait à la prochaine étape du processus d'appel d'offres ouvert à l'égard du projet. TAMA Transmission a présenté sa soumission et, en décembre 2014, à l'issue de son examen de toutes les soumissions, l'AESO a avisé TAMA Transmission du fait que le contrat avait été attribué à un concurrent.

Gazoduc en Australie

Le 15 janvier 2014, nous avons annoncé que, par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive, une coentreprise sans personnalité morale appelée Fortescue River Gas Pipeline avait été créée et que nous détenions une participation de 43 % dans celle-ci. Le premier projet de la nouvelle coentreprise consistera à construire, posséder et exploiter un gazoduc de 178 M\$ A reliant le gazoduc entre Dampier et Bunbury à notre centrale de Solomon.

2013

Tempête de verglas dans l'Est canadien

Vers la fin de décembre 2013, des conditions climatiques extrêmes ont influé sur nos exploitations dans certaines parties de l'Ontario et des provinces de l'Atlantique au Canada, causant du givrage sur les pales d'éoliennes, ce qui nous a forcés à fermer certaines des éoliennes. Il s'en est suivi un arrêt de production qui a varié entre 7 et 12 jours à chacune des installations touchées. L'exploitation de tous les emplacements touchés a repris normalement depuis lors.

Prolongation d'un contrat en Australie-Occidentale

Le 30 octobre 2013, nous avons annoncé la prolongation du contrat à long terme d'approvisionnement en électricité des exploitations de BHP Billiton Nickel West en Australie-Occidentale à partir de nos installations de Southern Cross Energy. La prolongation a pris effet immédiatement et remplace le contrat antérieur qui devait expirer au début de 2014.

Acquisition du parc éolien du Wyoming

Le 20 décembre 2013, nous avons réalisé l'acquisition, par l'intermédiaire d'une de nos filiales en propriété exclusive, d'un parc éolien de 144 MW situé dans le Wyoming en contrepartie d'environ 102,7 M\$ US auprès d'un membre du groupe de NextEra Energy Resources, LLC. Le parc éolien est entièrement opérationnel et est visé par un contrat d'achat d'électricité (« CAE ») à long terme en vigueur jusqu'en 2028 conclu avec une partie de qualité. La participation financière dans le parc éolien a été acquise par TransAlta Renewables en contrepartie d'un paiement égal au prix d'achat original de l'acquisition. Nous avons consenti un prêt de 102 M\$ US à TransAlta Renewables pour financer en partie l'acquisition. Le prêt exige que TransAlta Renewables rembourse au moins 45 M\$ US au cours des 36 premiers mois (un paiement de 15,0 M\$ US a été effectué le 31 mars 2014), le solde étant exigible à l'échéance, soit le 31 décembre 2018.

Contrat avec l'Office de l'électricité de l'Ontario

Le 30 août 2013, nous avons annoncé la signature d'un nouveau contrat d'approvisionnement en électricité de 20 ans avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO ») relativement à la centrale alimentée au gaz d'Ottawa, qui prend effet en janvier 2014. La centrale alimentée au gaz d'Ottawa appartient à TransAlta Cogeneration, L.P. (« TA Cogen »), filiale appartenant à 50,01 % à TransAlta.

Aux termes du nouveau contrat, la production de la centrale alimentée au gaz d'Ottawa deviendra entièrement répartissable, ce qui devrait faciliter la réduction des cas de production de base excédentaire sur le marché, tout en assurant que le réseau conserve la capacité de produire de l'énergie de manière fiable au moment où cette énergie est nécessaire.

Mise à jour concernant les centrales hydroélectriques par suite de l'inondation survenue dans le sud de l'Alberta

Au cours du deuxième trimestre de 2013, certaines de nos centrales hydroélectriques ont été touchées par les précipitations extrêmement abondantes et l'inondation survenues dans le sud de l'Alberta. Bien que nous continuions de résoudre les problèmes opérationnels dans nos centrales hydroélectriques de manière sûre et efficace, trois de nos centrales situées sur le bassin hydrographique de la rivière Bow subissent encore les répercussions de ces événements et sont en réparation. Nous avons évalué l'incidence financière de ces événements et demeurons convaincus que nous disposons d'une protection d'assurance suffisante à l'égard de ces dommages, sous réserve d'une franchise de 5 M\$.

Reprise du service aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance

En décembre 2010, les activités ont été interrompues aux unités 1 et 2 de notre centrale de Sundance en raison de conditions observées dans les chaudières des deux unités. Le 20 juillet 2012, un panel d'arbitrage a conclu que les unités 1 et 2 n'étaient pas économiquement détruites aux termes du CAE de l'Alberta et que nous devons remettre la centrale en service.

Le coût de la réparation des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance était estimé initialement à environ 215 M\$. Les dépenses totales ont augmenté d'environ 25 M\$ en raison de la portée supplémentaire des travaux visant le reste des systèmes et de l'équipement de la centrale ainsi que de l'augmentation des frais de main-d'œuvre attribuable à une hausse des tarifs. Ces travaux ont été exécutés parallèlement à la réparation de la chaudière pour éviter une nouvelle interruption de l'alimentation en électricité en vue de l'exécution de ces travaux. L'unité 1 de la centrale de Sundance a été remise en service le 2 septembre 2013 et l'unité 2, le 4 octobre 2013. Nous avons donné des avis à l'acheteur partie au CAE de l'Alberta au sujet de la cessation de la période visée par le cas de force majeure quant aux deux unités.

Unité 1 de la centrale de Keephills

Le 5 mars 2013, une panne s'est produite à l'unité 1 de notre centrale de Keephills en raison d'une défectuosité du bobinage dans l'alternateur. Après les travaux de réparation initiaux, d'autres essais et une nouvelle analyse ont révélé une dégradation plus poussée du bobinage nécessitant un rebobinage complet de l'alternateur. Par suite de cet incident, nous avons donné un avis d'événement FPIE et demandé une dispense pour cas de force majeure en vertu du CAE de l'Alberta. En cas de force majeure, nous avons le droit de continuer de recevoir le paiement lié à notre puissance en vertu du CAE de l'Alberta et sommes protégés, en vertu des modalités du CAE de l'Alberta, contre d'éventuelles pénalités liées à l'indisponibilité. L'unité a été remise en service le 6 octobre 2013. L'arbitrage de cette affaire a débuté au troisième trimestre de 2013.

New Richmond

Le 13 mars 2013, notre parc éolien de New Richmond de 68 MW a commencé ses activités commerciales. Le coût total du projet demeure d'environ 212 M\$. En 2013, nous avons reçu une subvention de 13 M\$ du gouvernement dans le cadre d'un engagement d'utilisation de ressources locales. 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 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.

SunHills Mining Limited Partnership

Avec prise d'effet le 17 janvier 2013, nous avons pris en charge, par l'intermédiaire de notre filiale en propriété exclusive SunHills Mining Limited Partnership (« SunHills »), le contrôle de l'exploitation et de la gestion de la mine Highvale auprès de Prairie Mines and Royalty Ltd. (« PMRL »). SunHills a offert un emploi aux employés de PMRL travaillant à la mine Highvale et a accepté d'assumer la responsabilité de certaines obligations au titre du régime de retraite et obligations de capitalisation de la caisse de retraite que nous avons provisionnées auparavant à l'aide des paiements effectués en vertu des contrats d'exploitation minière de PMRL.

2012

Unité 3 de la centrale de Sundance

Le 7 juin 2010, les activités de l'unité 3 de notre centrale de Sundance ont été interrompues en raison de la défaillance mécanique de composants critiques de la génératrice, de sorte que l'unité a été exploitée avec une puissance moindre. Par suite de cet incident, nous avons donné un avis d'événement FPIE et demandé une dispense pour cas de force majeure en vertu du CAE de l'Alberta. La demande de dispense pour cas de force majeure a été contestée par les acheteurs visés par le CAE de l'Alberta.

L'affaire a été entendue par un panel d'arbitrage au troisième trimestre de 2012. Le 23 novembre 2012, le panel d'arbitrage a conclu qu'un événement FPIE s'était produit et notre demande de dispense pour cas de force majeure a été accueillie.

Au quatrième trimestre de 2012, l'accroissement de la puissance nominale de l'unité 3 de la centrale de Sundance a été achevé. Le coût total du projet s'est élevé à environ 25 M\$ et l'on prévoit qu'un accroissement de la puissance nominale de 15 MW sera réalisé à cette unité. Bien que nous ayons terminé l'accroissement de la puissance nominale, la puissance accrue devant en résulter ne sera pas atteinte tant que nous n'aurons pas remplacé le stator de l'alternateur, ce qui devrait être accompli avant la fin du deuxième trimestre de 2015.

Acquisition de la centrale électrique de Solomon

Le 28 septembre 2012, nous avons annoncé la réalisation de l'acquisition auprès de Fortescue de sa centrale alimentée au gaz naturel et au diesel de Solomon de 125 MW située en Australie-Occidentale au coût de 318 M\$ US. La centrale devrait entrer en service au début de 2015 et la totalité de son volume de production est visée par un CAE à long terme conclu avec Fortescue pour une durée initiale de 16 ans qui a commencé en octobre 2012, après quoi Fortescue aura la possibilité de prolonger le CAE de 5 autres années selon les mêmes modalités ou d'acquérir la centrale.

Centrale thermique de Centralia

Le 25 juillet 2012, nous avons annoncé la conclusion d'un contrat en vertu duquel la centrale thermique de Centralia fournirait de l'électricité à Puget Sound Energy (« PSE ») pendant 11 ans. Le contrat a commencé à s'appliquer en 2014 et se poursuit jusqu'en 2025, moment où la centrale devra cesser ses activités en vertu du projet de loi qui a été signé le 23 décembre 2011. En vertu du contrat, depuis décembre 2014, PSE achète 180 MW de charge de base garantie. À compter de décembre 2015, le volume acheté aux termes du contrat augmentera pour passer à 280 MW et, à partir de décembre 2016 jusqu'à décembre 2024, il passera à 380 MW. En 2025, soit la dernière année du contrat, le volume acheté est de 300 MW. Le contrat a été approuvé conditionnellement par la Washington Utilities and Transportation Commission (« WUTC ») le 9 janvier 2013. Le 23 janvier 2013, on a annoncé que PSE avait déposé une requête en réexamen de certaines conditions imposées dans la décision rendue par la WUTC. Le 25 juin 2013, l'approbation réglementaire a été confirmée par la WUTC et, depuis le 5 juillet 2013, le contrat est en vigueur conformément aux modalités et conditions de la WUTC.

Accroissement de la puissance nominale des unités 1 et 2 de la centrale de Keepphills

Les essais relatifs à l'accroissement de la puissance nominale des unités 1 et 2 de la centrale de Keepphills sont terminés et il a été établi que la puissance réelle de ces unités à la suite de cet accroissement était inférieure aux prévisions initiales. Nous avons donc ajusté l'accroissement de la puissance nominale et l'avons établi à 12 MW, ce qui porte la puissance maximale de ces unités à 395 MW chacune. Le coût total des projets d'accroissement de la puissance nominale s'est élevé à environ 51 M\$.

Projet Pioneer

Le 26 avril 2012, les partenaires sectoriels du projet Pioneer ont annoncé qu'ils ne réaliseraient pas le projet conjoint de captage et de stockage du carbone (« CSC »). Le projet Pioneer était une initiative commune de TransAlta, de Capital Power Corporation (« Capital Power »), d'Enbridge Inc. et des gouvernements tant fédéral que provincial du Canada visant à démontrer la viabilité commerciale de la technologie CSC.

La première étape du projet consistait à démontrer la faisabilité technique et économique du CSC au moyen d'une étude d'ingénierie et de conception de base (« EICP ») avant d'engager des dépenses d'investissement importantes. Après la conclusion de l'étude EICP, les partenaires ont établi que, bien que la technologie fonctionne et que les dépenses d'investissement soient conformes aux attentes, les produits tirés des ventes de crédits de carbone et le prix des réductions des émissions étaient insuffisants pour qu'on poursuive le projet.

Siège social et Commercialisation des produits énergétiques

2014

Nominations au conseil d'administration

Au troisième trimestre de 2014, nous avons annoncé la nomination de M. P. Thomas Jenkins, O.C., CD et de M. John P. Dielwart à notre conseil d'administration (« conseil »), à compter du 1^{er} septembre 2014 et du 1^{er} octobre 2014, respectivement. Ces nominations s'inscrivent dans le cadre de notre processus permanent

d'évaluation des compétences et de la composition du conseil, de planification de la relève et d'alignement des compétences du conseil sur l'orientation stratégique de la Société.

Vente d'actions privilégiées

Le 15 août 2014, nous avons mené à bien un appel public à l'épargne visant 6,6 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux rajustable et à dividende cumulatif de 5,3 % rachetables qui a donné lieu à un produit brut total de 165 M\$. Le produit tiré du placement a été affecté aux besoins généraux de l'entreprise en vue d'appuyer nos activités, notamment en vue du financement de projets d'immobilisations et de la réduction de la dette à court terme de la Société.

Placement de billets de premier rang

Le 3 juin 2014, nous avons mené à bien un placement de billets de premier rang d'un capital global de 400 M\$ US échéant en 2017 et portant intérêt au taux de 1,90 %. Le produit net tiré du placement a été affecté au remboursement d'emprunts contractés aux termes de nos facilités de crédit existantes et aux besoins généraux de l'entreprise.

Reclassement d'actions ordinaires de TransAlta Renewables

Le 29 avril 2014, nous avons réalisé le reclassement, au prix de 11,40 \$ l'action ordinaire, d'un total de 11 950 000 actions ordinaires de TransAlta Renewables que nous détenions directement et indirectement, ce qui a procuré à la Société un produit brut de 136,2 M\$. Le produit net tiré du placement a été affecté aux besoins généraux de l'entreprise, y compris le financement de projets d'immobilisations et la réduction de la dette de la Société. Après l'opération, notre participation dans TransAlta Renewables a été réduite à 70,3 %.

Nominations au sein de l'équipe de haute direction

Le 18 mars 2014, nous avons annoncé trois nominations au sein de l'équipe de haute direction qui ont favorisé nos objectifs d'excellence opérationnelle provenant des activités de base et de la croissance. Brett Gellner a été nommé chef des placements et est chargé de diriger tous les aspects de la croissance de la Société. Donald Tremblay s'est joint à TransAlta à titre de chef des finances avec prise d'effet le 31 mars 2014 et, le 3 juillet 2014, Wayne Collins s'est joint à TransAlta à titre de vice-président à la direction, Activités houillères et exploitation minière.

Dividende

Le 20 février 2014, nous avons annoncé la modification de notre dividende, qui devient un dividende trimestriel de 0,18 \$ par action ordinaire (soit 0,72 \$ par action ordinaire sur une base annualisée), pour l'harmoniser à nos objectifs de croissance et à nos objectifs financiers.

2013

Placement de billets à moyen terme

Le 25 novembre 2013, nous avons mené à bien le placement de billets à moyen terme non garantis de premier rang de 400 M\$ venant à échéance en 2020 et portant intérêt au taux de cinq pour cent. TransAlta a affecté une partie du produit net tiré du placement au remboursement de la dette et a l'intention d'affecter le reliquat au financement du plan d'investissement à long terme et des projets de croissance de la Société ainsi qu'à ses besoins généraux.

TransAlta Renewables

Le 28 mai 2013, nous avons formé une nouvelle filiale, TransAlta Renewables, pour offrir aux investisseurs la possibilité d'investir directement dans un portefeuille d'installations de production d'énergie renouvelable dont la production est visée en très grande partie par des contrats. Au moment de l'opération, TransAlta détenait une participation d'environ 81 % dans TransAlta Renewables. Elle a réduit sa participation à 70,3 % depuis lors. Voir « *Siège social et Commercialisation des produits énergétiques – 2014 – Reclassement d'actions ordinaires de TransAlta Renewables* »).

Programme Premium Dividend™

Le 8 mai 2013, nous avons annoncé qu'en raison du contexte de bas cours des actions, nous suspendrions le volet Premium Dividend™ du plan Premium Dividend™, réinvestissement des dividendes et achat facultatif

d'actions ordinaires (« Plan ») après le versement du dividende trimestriel du 1^{er} juillet 2013. Les volets réinvestissement des dividendes et achat facultatif d'actions ordinaires du Plan demeurent en vigueur conformément à leurs modalités actuelles.

2012

Placement de billets de premier rang

Le 7 novembre 2012, nous avons mené à bien un placement de billets de premier rang totalisant 400 M\$ US qui viennent à échéance en 2022 et portent intérêt au taux de 4,50 %. Le produit net tiré du placement a été affecté au remboursement d'emprunts effectués en vertu des facilités de crédit existantes ainsi qu'aux besoins généraux de l'entreprise.

Restructuration de l'entreprise

Le 30 octobre 2012, nous avons annoncé une restructuration de nos ressources dans le cadre de notre stratégie courante d'amélioration continue de l'excellence opérationnelle et d'accélération constante de la croissance. Dans le cadre de cette restructuration, nous avons constaté une charge avant impôts non récurrente d'environ 13 M\$.

Partenariat stratégique

Le 25 octobre 2012, TransAlta et MidAmerican ont conclu un nouveau partenariat stratégique grâce auquel les deux sociétés collaboreront à la mise au point, à la construction et à l'exploitation de nouvelles centrales de production d'électricité alimentées au gaz naturel au Canada. L'accord vise également le projet d'unité 7 que nous envisageons à notre centrale de Sundance. La totalité des travaux de développement et de construction, ou de l'acquisition, des projets approuvés sera financée à parts égales par chaque partenaire et l'on prévoit que TransAlta se chargera de la gestion de la construction, de l'exploitation et de la maintenance des projets auxquels on donnera suite.

Vente d'actions ordinaires

Le 13 septembre 2012, nous avons mené à bien un appel public à l'épargne visant 19,2 millions d'actions ordinaires et, le 20 septembre 2012, les preneurs fermes ont exercé en partie leur option de surallocation afin d'acheter 2,0 millions d'actions ordinaires, dans les deux cas au prix de 14,30 \$ l'action ordinaire, ce qui nous a procuré un produit brut total de 304 M\$. Le produit tiré du placement a été affecté au financement d'une partie de l'acquisition de la centrale électrique de Solomon, en Australie, au financement de la construction de notre parc éolien de 68 MW à New Richmond, au remboursement de la dette à court terme et aux besoins généraux de l'entreprise.

MF Global Inc.

En 2011, MF Global Holdings Ltd. a demandé la protection de la loi sur les faillites aux États-Unis. MF Global Holdings Ltd. était la société mère de MF Global Inc., dont nous utilisons les services comme maison de courtage pour certaines opérations sur produits de base. En 2011, une provision de 18 M\$ US a été constituée à l'égard des garanties financières lorsque la société mère de MF Global Inc. a demandé la protection de la loi sur les faillites. En 2012, nous avons vendu notre créance sur MF Global Inc. en contrepartie d'un produit net de 33 M\$ US.

Vente d'actions privilégiées

Le 10 août 2012, nous avons mené à bien un appel public à l'épargne visant 9,0 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux rajustable et à dividende cumulatif rachetables de série E, portant intérêt à 5,0 %, pour un produit brut de 225 M\$. Le produit tiré du placement a été affecté aux besoins généraux de l'entreprise, notamment le financement de projets d'immobilisations et la réduction de la dette à court terme de la Société.

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

Le 21 février 2012, TransAlta 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 offre deux options aux actionnaires admissibles :
i) réinvestir des dividendes avec un escompte actuel de 3 % (pouvant être de 0 à 5 % à la discrétion du conseil) par rapport au cours du marché moyen en vue de l'achat de nouvelles actions de TransAlta (« volet

Réinvestissement des dividendes ») ou ii) recevoir un paiement en espèces qui correspond à 102 % des dividendes, soit le paiement en espèces avec prime (« 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 \$ par trimestre. L'escompte applicable aux termes du volet PEF est aussi fixé de temps à autre par le conseil et est actuellement établi à 3 %.

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 ainsi que des installations d'exploitation minière connexes au Canada. Le tableau ci-dessous présente de façon sommaire nos centrales en exploitation, en construction ou en développement au 31 décembre 2014. Les rubriques suivantes fournissent de plus amples renseignements sur les centrales par régions et par types de combustible.

Ouest du Canada						
Centrale	Puissance brute (MW)¹	Propriété (%)	Puissance détenue nette¹	Combustible	Source de produits	Date d'expiration du contrat²
Genesee 3	466	50	233	Charbon	Marchands	-
Keephills ³	790	100	790	Charbon	CAE de l'Alberta/ Marchands ³	2020
Keephills 3	463	50	232	Charbon	Marchands	-
Sheerness	780	25	195	Charbon	CAE de l'Alberta	2020
Unités 1 et 2 de Sundance	560	100	560	Charbon	CAE de l'Alberta	2017
Unités 3, 4, 5 et 6 de Sundance ⁴	1 581	100	1 581	Charbon	CAE de l'Alberta/ Marchands	2020
Fort Saskatchewan	118	30	35	Gaz naturel	Contrat à long terme (« CLT »)	2019
Poplar Creek	356	100	356	Gaz naturel	CLT/Marchands	2023
Ardenville ^{5, 6}	69	70	49	Vent	Marchands	-
Blue Trail ^{5, 6}	66	70	46	Vent	Marchands	-
Castle River ^{5, 6, 7}	44	70	31	Vent	Marchands	-
Cowley North ^{5, 6}	20	70	14	Vent	Marchands	-
Cowley Ridge	16	100	16	Vent	Marchands	-
Macleod Flats ⁶	3	70	2	Vent	Marchands	-
McBride Lake ^{5, 6}	75	35	26	Vent	CLT	2024
Sinnott ^{5, 6}	7	70	5	Vent	Marchands	-
Soderglen ^{5, 6}	71	35	25	Vent	Marchands	-
Summerview 1 ^{5, 6}	70	70	49	Vent	Marchands	-
Summerview 2 ^{5, 6}	66	70	46	Vent	Marchands	-
Akolkolex ^{5, 6}	10	70	7	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 ⁵	3	70	2	Hydraulique	Marchands	-
Big Horn	120	100	120	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2020
Bone Creek ^{5, 6}	19	70	13	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 ^{5, 6}	45	35	16	Hydraulique	CLT	2023
Pocaterra	15	100	15	Hydraulique	Marchands	-
Rundle	50	100	50	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2020
Spray	103	100	103	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2020
St. Mary ^{5, 6}	2	70	1	Hydraulique	Marchands	-
Taylor ^{5, 6}	13	70	9	Hydraulique	Marchands	-
Three Sisters	3	100	3	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2020
Upper Mamquam ^{5, 6}	25	70	18	Hydraulique	CLT	2025
Waterton ^{5, 6}	3	70	2	Hydraulique	Marchands	-
Total – Ouest du Canada	6 541		5 161			

Est du Canada						
Centrale	Puissance brute (MW)¹	Propriété (%)	Puissance détenue nette¹	Combustible	Source de produits	Date d'expiration du contrat²
Mississauga	108	50	54	Gaz naturel	CLT	2018
Ottawa	74	50	37	Gaz naturel	CLT	2017-2033
Sarnia	506	100	506	Gaz naturel	CLT	2022-2025
Windsor	68	50	34	Gaz naturel	CLT/Marchands	2016
Kent Hills ^{5, 6}	150	58	88	Vent	CLT	2033-2035
Le Nordais	99	100	99	Vent	CLT	2033
Melancthon ^{5, 6, 8}	200	70	140	Vent	CLT	2026-2028
New Richmond ⁶	68	70	48	Vent	CLT	2033
Wolfe Island ^{5, 6}	198	70	139	Vent	CLT	2029
Appleton ⁶	1	70	1	Hydraulique	CLT	2030
Galetta ⁶	2	70	1	Hydraulique	CLT	2030
Misema ⁶	3	70	2	Hydraulique	CLT	2027
Moose Rapids ⁶	1	70	1	Hydraulique	CLT	2030
Ragged Chute	7	100	7	Hydraulique	CLT	2029
Total – Est du Canada	1 484		1 157			

États-Unis						
Centrale	Puissance brute (MW)¹	Propriété (%)	Puissance détenue nette¹	Combustible	Source de produits	Date d'expiration du contrat²
Centrale thermique de Centralia ⁹	1 340	100	1 340	Charbon	CLT/Marchands	2025
Centrale éolienne du Wyoming ¹⁰	144	70	101	Énergie éolienne	CLT	2028
Skookumchuck ¹¹	1	100	1	Hydraulique	CLT	2020
Total – États-Unis	1 485		1 442			

Australie						
Centrale	Puissance brute (MW)¹	Propriété (%)	Puissance détenue nette¹	Combustible	Source de produits	Date d'expiration du contrat²
Parkeston	110	50	55	Gaz naturel	CLT	2016
Solomon	125	100	125	Gaz naturel/ Diesel	CLT	2028
Southern Cross ¹²	245	100	245	Gaz naturel/ Diesel	CLT	2023
South Hedland ¹³	150	100	150	Gaz naturel	CLT	2042
Total – Australie	630		575			

TOTAL	10 140		8 334			
--------------	---------------	--	--------------	--	--	--

Notes :

- 1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche. Le total des colonnes peut ne pas être exact étant donné que les chiffres ont été arrondis. La puissance comprend tous les actifs de production (activités de production, location-financement et placements en titres de capitaux propres).
- 2) Lorsque aucune date d'expiration du contrat n'est indiquée, la centrale est exploitée comme une centrale de marchand.
- 3) La puissance commerciale comprend un accroissement de la puissance nominale de 12 MW aux unités 1 et 2, dont l'exploitation a débuté au deuxième trimestre de 2012.
- 4) La puissance commerciale comprend 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, respectivement, de la centrale de Sundance.
- 5) Ces centrales sont certifiées ÉcoLogo[®] (« ÉcoLogo »). 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.
- 6) Centrale appartenant indirectement à TransAlta Renewables. La propriété (%) reflète la participation directe et indirecte de 70,3 % de TransAlta dans TransAlta Renewables.
- 7) Comprend sept turbines supplémentaires à d'autres emplacements.

- 8) Comprend deux centrales.
 9) Veuillez vous reporter à la rubrique « Développement général de l'activité – Production et expansion des affaires – 2012 – Centrale thermique de Centralia » de la présente notice annuelle pour obtenir des renseignements au sujet du contrat avec PSE.
 10) TransAlta Renewables détient la participation financière dans cette centrale. La propriété (%) reflète la participation directe et indirecte de 70,3 % de TransAlta dans TransAlta Renewables. Veuillez vous reporter à la rubrique « Développement général de l'activité – Production et expansion des affaires – 2013 – Acquisition du parc éolien du Wyoming ».
 11) Cette centrale est utilisée afin de fournir un approvisionnement en eau fiable à la centrale alimentée au charbon de Centralia.
 12) Comprend quatre centrales.
 13) La centrale est en construction et devrait être entièrement en service au milieu de 2017.

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 brute (MW)	Propriété (%)	Dates de mise en service	Date d'expiration du contrat ¹
Genesee	AB	Genesee 3	466	50	2005	-
Keephills	AB	Unité n° 1 de Keephills	395	100	1983	2020
	AB	Unité n° 2 de Keephills	395	100	1984	2020
	AB	Unité n° 3 de Keephills	463	50	2011	-
Sheerness	AB	Unité n° 1 de Sheerness	390	25	1986	2020
	AB	Unité n° 2 de Sheerness	390	25	1990	2020
Sundance	AB	Unité n° 1 de Sundance ²	280	100	1970	2017
	AB	Unité n° 2 de Sundance ²	280	100	1973	2017
	AB	Unité n° 3 de Sundance ³	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
Total			4 640			

Notes :

- 1) Lorsque aucune date d'expiration du contrat n'est indiquée, la centrale est exploitée comme une centrale de marchand.
 2) Veuillez vous reporter à la rubrique « Développement général de l'activité » de la présente notice annuelle pour obtenir des renseignements au sujet du cas de force majeure qui a entraîné la mise hors service des unités 1 et 2 de notre centrale de Sundance pendant tout l'exercice 2012 et de la décision du panel d'arbitrage selon laquelle les unités 1 et 2 n'étaient pas économiquement détruites et devaient être remises en service. Les unités ont commencé à générer des flux de trésorerie aux troisième et quatrième trimestres de 2013.
 3) Comprend l'accroissement de 15 MW de la puissance nominale qui a été achevé. Bien que l'accroissement de la puissance nominale ait été achevé, l'augmentation de la puissance qui en résulte ne sera pas réalisée tant que nous n'aurons pas remplacé le stator de la génératrice.

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. La centrale de Genesee, située à environ 50 km à l'ouest d'Edmonton (Alberta), est détenue conjointement avec Capital Power. Le charbon servant à la centrale de Genesee 3 lui est fourni par la mine de Genesee adjacente. Les réserves de charbon de cette mine sont détenues en propriété, louées ou contrôlées conjointement par PMRL et Capital Power. 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 vie de la centrale. Le 23 décembre 2013, Westmoreland Coal Company (« Westmoreland Coal ») a annoncé qu'elle avait conclu une entente en vue d'acquiescer les mines de charbon de Sherritt International Corporation exploitées à Prairie et à Mountain. Les exploitations acquises comprennent les réserves de charbon qui alimentent la centrale de Genesee 3.

Les unités 1 et 2 de la centrale de Keephills et la centrale de Sundance sont situées à environ 70 kilomètres au sud-ouest d'Edmonton (Alberta) et appartiennent toutes deux à TransAlta. Les essais relatifs à l'accroissement de la puissance nominale des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills ont été achevés au premier trimestre de 2013 et, d'après leurs résultats, nous avons ramené l'accroissement de la puissance nominale à 12 MW, ce qui porte la puissance maximale de ces unités à 395 MW chacune. La centrale de Sheerness est située à environ 200 km au nord-est de Calgary (Alberta) et appartient en copropriété à TA Cogen et à ATCO Power (2000) Ltd. (« ATCO Power »). Voir « TA Cogen » dans la présente notice annuelle.

Le 16 décembre 2010 et le 19 décembre 2010, les activités ont été interrompues à l'unité 1 et à l'unité 2 de notre centrale de Sundance en raison de conditions observées dans les chaudières des deux unités. Le 8 février 2011, nous avons publié un avis de cessation des activités pour cause de destruction après avoir déterminé que les unités ne pouvaient être remises en état sur le plan économique aux termes du CAE de l'Alberta. En raison de l'incertitude des résultats de la décision d'arbitrage, nous avons continué de comptabiliser les paiements liés à la puissance, déduction faite d'une provision, et d'amortir l'actif. L'affaire a été entendue devant un panel d'arbitrage au cours du deuxième trimestre de 2012. Le 20 juillet 2012, le panel d'arbitrage a conclu que les unités 1 et 2 n'étaient pas économiquement détruites et que nous devions remettre chaque unité en service. Le panel a confirmé que l'événement répondait aux critères permettant d'invoquer un cas de force majeure à partir du 20 novembre 2011 jusqu'à ce que les unités soient remises en service. La reconstruction des unités a été achevée en 2013 et les unités ont commencé à générer des flux de trésorerie aux troisième et quatrième trimestres de 2013.

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, et nous nous chargeons de l'exploitation, de la remise en état et des travaux connexes à la mine de Highvale. PMRL exploitait la mine pour notre compte jusqu'au 17 janvier 2013 en vertu d'un contrat conclu avec TransAlta. À cette date, nous avons pris le contrôle de l'exploitation et de la gestion de la mine de Highvale par l'intermédiaire de notre filiale en propriété exclusive SunHills. La décision d'exploiter notre installation directement a été prise conformément à notre modèle opérationnel visant l'excellence opérationnelle ainsi que pour nous procurer une meilleure maîtrise de nos coûts et de nos activités.

Nous estimons que les réserves de charbon récupérables de cette mine sont suffisantes pour répondre aux besoins prévus pour la durée de vie des centrales qu'elle dessert, y compris celles qui continueront d'être exploitées après l'expiration des CAE de l'Alberta et l'agrandissement éventuel 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. La certification par l'Alberta Energy Regulator est en cours d'obtention.

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

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. Voir « TA Cogen » dans la présente notice annuelle. Le 23 décembre 2013, Westmoreland Coal a annoncé qu'elle avait conclu une entente en vue d'acquérir les mines de charbon de Sherritt International Corporation exploitées à Prairie et à Mountain. Les exploitations acquises comprennent les réserves de charbon qui alimentent la centrale de Sheerness.

Centrales alimentées au gaz naturel

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

Emplacement	Province	Centrale	Puissance brute (MW)	Propriété (%)	Dates de mise en service	Date d'expiration du contrat
Fort Saskatchewan	AB	Fort Saskatchewan	118	30	1999	2019
Fort McMurray	AB	Poplar Creek	356	100	2001	2023
Total			474			

Nous détenons notre participation dans la centrale de Fort Saskatchewan par l'intermédiaire de TA Cogen. Voir « TA Cogen » dans la présente notice annuelle. La centrale de cogénération à cycle combiné alimentée au gaz naturel de 118 MW de Fort Saskatchewan 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 à la fin de 2023. 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

Dans le cadre de la création de TransAlta Renewables, certaines centrales hydroélectriques de l'Est et de l'Ouest canadiens représentant une puissance nette d'environ 105 MW ont été acquises indirectement par TransAlta Renewables auprès de TransAlta. TransAlta est propriétaire majoritaire de TransAlta Renewables, dans laquelle elle détient une participation directe et indirecte d'environ 70,3 %.

En plus des contrats de vente d'électricité conclus, des contrats à long et à court terme sont conclus pour la vente des caractéristiques environnementales des centrales hydroélectriques commerciales. Ces activités contribuent à assurer la constance des résultats tirés de ces actifs. Pour 2014, environ 98 % des caractéristiques environnementales des centrales hydroélectriques ont été vendues. Pour 2015, environ 96 % des caractéristiques environnementales des centrales hydroélectriques ont été vendues jusqu'à maintenant. 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-dessous présente nos centrales hydroélectriques de l'ouest du Canada :

Emplacement	Province	Centrale	Puissance brute (MW) ¹	Propriété (%)	Dates de mise en service	Date d'expiration du contrat ²	
Réseau hydrographique de la rivière Akolkolex	BC	Akolkolex ^{3,4}	10	70	1995	2015	
	BC	Pingston ^{3,4}	45	35	2003, 2004	2023	
Réseau hydrographique de la rivière Mamquam	BC	Upper Mamquam ^{3,4}	25	70	2005	2025	
	BC	Bone Creek ^{3,4}	19	70	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	-	
	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
		AB	Brazeau	355	100	1965, 1967	2020
Réseau hydrographique de la rivière Oldman	AB	Belly River ^{3,4}	3	70	1991	-	
	AB	St. Mary ^{3,4}	2	70	1992	-	
	AB	Taylor ^{3,4}	13	70	2000	-	
	AB	Waterton ^{3,4}	3	70	1992	-	
Total			921				

Notes :

- 1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche.
- 2) Lorsque aucune date d'expiration du contrat n'est indiquée, la production de la centrale est vendue par TransAlta à des conditions commerciales.
- 3) Ces centrales sont certifiées ÉcoLogo®.
- 4) Centrale appartenant indirectement à TransAlta Renewables. La propriété (%) reflète la participation directe et indirecte de 70,3 % de TransAlta dans TransAlta Renewables.

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). Elle est en service depuis 1995. Sa production est vendue à la British Columbia Hydro Power Authority (« BC Hydro »). Nous détenons une participation nette d'environ 70 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables. Des pourparlers préliminaires ont débuté avec BC Hydro relativement à un nouveau CAE visant la centrale d'Akolkolex qui commencerait à l'expiration du CAE existant, en 2015.

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 centrale d'Akolkolex. Elle est en service depuis 2003. Nous détenons une participation nette d'environ 40 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables. Cette centrale appartient à parts égales à TransAlta Renewables et à Énergie renouvelable Brookfield Inc. 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. Elle est en service depuis 2005. Sa production est vendue à BC Hydro. Nous détenons une participation nette d'environ 70 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables.

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). Elle est en service depuis 2011. Sa production est visée par un contrat conclu avec BC Hydro. La centrale est également admissible actuellement 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 »). Nous détenons une participation nette d'environ 70 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables.

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). Elle est en service depuis 1947. Nous en avons la propriété exclusive. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta.

La centrale de Bearspaw est une centrale hydroélectrique d'une puissance installée de 17 MW située sur la rivière Bow à Calgary (Alberta). Elle est en service depuis 1954. Nous en avons la propriété exclusive. 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 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). Elle est en service depuis 1929. Nous en avons la propriété exclusive. 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). Elle est en service depuis 1911. Nous en avons la propriété exclusive. 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). Elle est en service depuis 1955. Nous en avons la propriété exclusive. 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). Elle est en service depuis 1913. Nous en avons la propriété exclusive. 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). Elle est en service depuis 1955. Nous en avons la propriété exclusive. La production de cette centrale est 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 utilise l'eau provenant du réservoir des lacs Spray. Elle est en service depuis 1951. Nous avons la propriété exclusive de cette centrale. 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. Elle est en service depuis 1951. Nous avons la propriété exclusive de cette centrale. 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. Elle est en service depuis 1951. Nous avons la propriété exclusive de cette centrale. 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). Elle est en service depuis 1972. Nous en avons la propriété exclusive. 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). Elle est en service depuis 1965. Nous en avons la propriété exclusive. 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. Elle est en service depuis 1991. Nous détenons une participation nette d'environ 70 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables (au sens défini plus bas) et vendons ensuite cette production 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. Elle est en service depuis 1992. Nous détenons une participation nette d'environ 70 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

La centrale de Taylor est une centrale hydroélectrique 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. Elle est en service depuis 2000. Nous détenons une participation nette d'environ 81 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite cette production 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). Elle est en service depuis 1992. Nous détenons une participation nette d'environ 70 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

Centrales éoliennes

Dans le cadre de la création de TransAlta Renewables, certaines centrales éoliennes représentant environ 1 007 MW ont été acquises indirectement par TransAlta Renewables auprès de TransAlta. Avec TransAlta Renewables, nous sommes propriétaires d'une capacité de production d'énergie éolienne nette d'environ 1 049 MW assurée par onze parcs éoliens dans l'Ouest canadien, trois en Ontario, deux au Québec, deux au Nouveau-Brunswick et une dans l'État du Wyoming, aux États-Unis.

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. 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 inexactes, la production réelle sera supérieure ou inférieure aux prévisions à long terme pour l'emplacement.

En plus des contrats d'énergie conclus, des contrats à long et à court terme sont conclus en vue de la vente des caractéristiques environnementales des centrales éoliennes commerciales. Ces activités contribuent à assurer la constance des résultats tirés de ces actifs. Pour 2014, environ 95 % des caractéristiques environnementales des centrales éoliennes ont été vendues. Pour 2015, environ 69 % des caractéristiques environnementales des centrales éoliennes ont été vendues jusqu'ici. 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 :

Emplacement	Province	Centrale	Puissance brute (MW)¹	Propriété (%)	Dates de mise en service	Date d'expiration du contrat²
Fort Macleod	AB	Ardenville ^{3,4}	69	70	2010	-
Fort Macleod	AB	Blue Trail ^{3,4}	66	70	2009	-
Fort Macleod	AB	Macleod Flats ^{3,4}	3	70	2004	-
Fort Macleod	AB	McBride Lake ^{3,4}	75	35	2003	2024
Fort Macleod	AB	Soderglen ^{3,4}	71	35	2006	-
Pincher Creek	AB	Castle River ^{3,4}	44	70	1997-2001	-
Pincher Creek	AB	Cowley North ^{3,4}	20	70	2001	-
Pincher Creek	AB	Cowley Ridge	16	100	1993	-
Pincher Creek	AB	Sinnott ^{3,4}	7	70	2001	-
Pincher Creek	AB	Summerview 1 ^{3,4}	70	70	2004	-
Pincher Creek	AB	Summerview 2 ^{3,4}	66	70	2010	-
Total			506			

Notes :

- 1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche. Le total des colonnes peut ne pas être exact étant donné que les chiffres ont été arrondis.
- 2) Lorsque aucune date d'expiration du contrat n'est indiquée, la centrale est exploitée comme une centrale commerciale.
- 3) Ces centrales sont certifiées ÉcoLogo®.
- 4) Centrale appartenant indirectement à TransAlta Renewables. La propriété (%) reflète la participation directe et indirecte de 70,3 % de TransAlta dans TransAlta Renewables.

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. Le parc éolien d'Ardenville est habilité à recevoir jusqu'en 2020 des paiements de 10 \$/MWh versés par RNCAN, par l'intermédiaire du PeER. Nous détenons une participation nette d'environ 70 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

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 parc éolien de Blue Trail est habilité à recevoir jusqu'en 2019 des paiements de 10 \$/MWh versés par RNCAN, par l'intermédiaire du PeER. Nous détenons une participation nette d'environ 70 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

La centrale de Macleod Flats, constituée d'une seule éolienne de 3 MW, est située près de Fort Macleod. Elle a été mise en service en 2004 et nous l'avons achetée en 2009. Nous détenons une participation nette d'environ 70 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

Le parc de McBride Lake est un parc éolien de 75 MW situé à Fort Macleod (Alberta). Nous avons construit ce parc éolien et la production commerciale y a débuté au troisième trimestre de 2003. C'est nous qui l'exploitons. Nous sommes propriétaires d'une participation nette d'environ 35 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables. Cette centrale appartient à parts égales à TransAlta Renewables et à ENMAX Green Power Inc. La totalité de la production de ce parc éolien fait l'objet d'un CAE de 20 ans conclu avec ENMAX Energy Corporation. Nous détenons aussi une participation nette d'environ 70 % dans la centrale de 0,7 MW de McBride Lake East située à proximité grâce à notre participation dans TransAlta Renewables.

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. Cette centrale a commencé à exercer ses activités commerciales en septembre 2006. La centrale de Soderglen a le droit de recevoir des versements de 10 \$/MWh dans le cadre de l'EPEE du gouvernement fédéral. Nous sommes propriétaires d'une participation nette d'environ 35 %

dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables. Cette centrale appartient à parts égales à TransAlta Renewables et à Nexen Energy ULC. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite 50 % cette production sur le marché au comptant de l'Alberta (ce qui exclut la partie de la production qui appartient à Nexen Energy ULC).

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. Nous détenons une participation nette d'environ 70 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite cette production 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 détenons une participation nette d'environ 70 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

La centrale de Cowley Ridge a une puissance installée totale de 16 MW et est située près de la centrale de Cowley North. Cette centrale est composée de deux parties, soit i) la centrale de Cowley Ridge, mise en service en 1993, et ii) l'agrandissement de Cowley, mis en service en 1994, qui nous appartiennent toutes deux en totalité. La production tirée de cette centrale 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 commencé ses activités commerciales à l'automne 2001. Nous détenons une participation nette d'environ 70 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

Le parc de Summerview 1 est un parc éolien de 68 MW 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 1, avec une éolienne de 1,8 MW existant dans la région, porte la capacité de production éolienne totale à cet endroit à 70 MW. Nous détenons une participation nette d'environ 70 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

Le parc de Summerview 2 est un parc éolien de 66 MW situé au nord-est de Pincher Creek, en Alberta. C'est nous qui l'avons construit et celui-ci a commencé ses activités commerciales en février 2010. 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'intermédiaire du PeER. Nous détenons une participation nette d'environ 70 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

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 brute (MW) ¹	Propriété (%)	Dates de mise en service	Date d'expiration du contrat
Mississauga	ON	Mississauga ²	108	50	1992	2018
Ottawa	ON	Ottawa ²	74	50	1992	2017-2033
Sarnia	ON	Sarnia	506	100	2003	2022-2025
Windsor	ON	Windsor ²	68	50	1996	2016
Total			756			

Notes :

- 1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche. Le total des colonnes peut ne pas être exact étant donné que les chiffres ont été arrondis.
- 2) Nous détenons une participation de 50 % dans ces trois centrales par le truchement de notre participation dans TA Cogen.

La centrale de Mississauga appartient à TA Cogen. Voir « *TA Cogen* » dans la présente notice annuelle. Il s'agit d'une installation de cogénération à cycle combiné conçue pour produire 108 MW d'énergie électrique. La 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^{er} janvier 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. Voir « *TA Cogen* » dans la présente notice annuelle. Il s'agit d'une installation de cogénération à cycle combiné conçue pour produire 74 MW d'énergie électrique. Le 30 août 2013, la Société a annoncé la conclusion d'un nouveau contrat visant la production de la centrale avec l'OEO pour une durée de 20 ans prenant effet en janvier 2014. Veuillez vous reporter à la rubrique « *Développement général de l'activité – Production et expansion des affaires – 2013 – Contrat avec l'Office de l'électricité de l'Ontario* » pour obtenir plus de renseignements. La centrale d'Ottawa fournit aussi de la vapeur, de l'eau chaude et de l'eau réfrigérée aux hôpitaux et aux centres de traitement membres du Centre des sciences de la santé d'Ottawa et du Centre médical de la Défense nationale. Le contrat de vente d'énergie thermique conclu avec le Centre des sciences de la santé d'Ottawa expire en 2023 et le contrat de vente d'énergie thermique conclu avec le Centre médical de la Défense nationale expire le 31 décembre 2017.

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 AG (auparavant Bayer Inc.), à Nova Chemicals (Canada) Ltd. (« NOVA ») (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^{er} 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 a porté la durée totale combinée du contrat avec l'OEO à 20 ans et comprend 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 Windsor appartient à TA Cogen. Voir « *TA Cogen* » dans la présente notice annuelle. 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 afin 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 brute (MW)¹	Propriété (%)	Dates de mise en service	Date d'expiration du contrat
Réseau hydrographique de la rivière Misema	ON	Misema ^{2,3}	3	70	2003	2027
Réseau hydrographique de la rivière Mississippi	ON	Appleton ^{2,3}	1	70	1994	2030
Réseau hydrographique de la rivière Mississippi	ON	Galetta ^{2,3,4}	2	70	1998	2030
Réseau hydrographique de la rivière Montréal	ON	Ragged Chute ²	7	100	1991	2029
Réseau hydrographique de la rivière Wanapitei	ON	Moose Rapids ^{2,3}	1	70	1997	2030
Total			14			

Notes :

- 1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche.
- 2) Ces centrales sont certifiées ÉcoLogo®.
- 3) Centrale appartenant indirectement à TransAlta Renewables. La propriété (%) reflète la participation directe et indirecte de 70,3 % de TransAlta dans TransAlta Renewables.
- 4) La centrale de Galetta a été construite en 1907, mais elle a été rénovée en 1998.

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. Elle 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. Nous détenons une participation nette d'environ 70 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables.

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). Elle 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 31 décembre 2030. Nous détenons une participation nette d'environ 70 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables.

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). Cette centrale a été 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 31 décembre 2030. Nous détenons une participation nette d'environ 70 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables.

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. Nous louons cette centrale, qui est en service

depuis 1991, auprès d'Ontario Power Generation Inc. La production tirée de cette centrale est vendue à l'OEO aux termes d'un contrat qui prend fin le 30 juin 2029. Nous détenons la totalité des intérêts dans cette centrale.

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. Elle 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 31 décembre 2030. Nous détenons une participation nette d'environ 70 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables.

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 brute (MW)¹	Propriété (%)	Dates de mise en service	Date d'expiration du contrat
Kingston	ON	Wolfe Island ²	198	70	2009	2029
Canton de Melancthon	ON	Melancthon I ²	68	70	2006	2026
Cantons de Melancthon et d'Amaranth	ON	Melancthon II ²	132	70	2008	2028
Gaspésie	QC	Le Nordais	99	100	1999	2033
	QC	New Richmond ²	68	70	2012	2033
Kent Hills	NB	Kent Hills ²	96	58	2008	2033
	NB	Agrandissement de Kent Hills ²	54	58	2010	2035
Total			714			

Notes :

- 1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche. Le total des colonnes peut ne pas être exact étant donné que les chiffres ont été arrondis.
- 2) Centrale appartenant indirectement à TransAlta Renewables. La propriété (%) reflète la participation directe et indirecte de 70,3 % de TransAlta dans TransAlta Renewables.

La centrale de Wolfe Island est une centrale éolienne de 198 MW située dans l'île de Wolfe, près de Kingston (Ontario). Cette centrale a commencé ses activités commerciales en 2009. La production qui en est tirée est vendue à l'OEO. Nous détenons une participation nette d'environ 70 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables.

La centrale de Melancthon I est une centrale éolienne de 68 MW située dans le canton de Melancthon, près de Shelburne (Ontario). Cette centrale a commencé à exercer ses activités commerciales en 2006. La production qui en est tirée est vendue à l'OEO. Nous détenons une participation nette d'environ 70 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables.

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'Amaranth. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en 2008. La production qui en est tirée est vendue à l'OEO. Nous détenons une participation nette d'environ 70 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables.

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 a commencé à exercer ses activités commerciales en 1999. Nous en avons la propriété exclusive. La production qui en est tirée est vendue à Hydro-Québec.

Notre projet de parc éolien de 68 MW de New Richmond se trouve aussi en Gaspésie. Le parc éolien de New Richmond est l'objet d'un contrat d'approvisionnement en électricité de 20 ans signé avec Hydro-Québec Distribution. Il a

commencé ses activités commerciales en 2013. Nous détenons une participation nette d'environ 70 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables.

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 en 2008. Nous détenons une participation nette d'environ 58 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables.

L'agrandissement du parc éolien de Kent Hills est un parc éolien de 54 MW qui 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 en 2010. Nous détenons une participation nette d'environ 58 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables.

La totalité de l'électricité produite et vendue par notre division éolienne au Canada, à l'exception de l'électricité produite dans les centrales de Macleod Flats et de New Richmond, provient de centrales qui portent la certification ÉcoLogo. La centrale de New Richmond a présenté une demande de certification ÉcoLogo, laquelle est actuellement à l'étude. Nous sommes un distributeur accrédité ÉcoLogo d'électricité produite par des sources non conventionnelles dans le cadre du Programme choix environnemental d'Environnement Canada.

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 détenue par Canadian Power Holdings Inc., filiale de Cheung Kong Infrastructure Holdings Limited. Canadian Power Holdings Inc. a été constituée le 31 décembre 2011 par suite de l'absorption de Stanley Energy Inc. par Stanley Power Inc., qui a ensuite changé sa dénomination pour celle de Canadian Power Holdings Inc. avec prise d'effet le 31 décembre 2013.

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 et dans les centrales de cogénération alimentées au gaz naturel de Mississauga de 108 MW, d'Ottawa de 74 MW et de Windsor de 68 MW, situées en Ontario. La description de ces centrales, des pourcentages de propriété et de la puissance visée par des contrats est présentée sous la rubrique « *Canada : est du Canada – Centrales alimentées au gaz naturel* ».

États-Unis

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

Emplacement	État	Centrale	Puissance brute (MW) ¹	Propriété (%)	Dates de mise en service	Date d'expiration du contrat
Centralia	WA	Unité thermique n° 1 de Centralia ²	670	100	1971	2020
		Unité thermique n° 2 de Centralia ²	670	100	1971	2025
		Skookumchuck	1	100	1970	2020
Wyoming	WY	Centrale éolienne du Wyoming ³	144	70	2003	2028
Total			1 485			

Notes :

- 1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche.
- 2) Veuillez vous reporter à la rubrique « Développement général de l'activité – Production et expansion des affaires – 2012 – Centrale thermique de Centralia » de la présente notice annuelle pour obtenir des renseignements au sujet du contrat avec PSE.
- 3) TransAlta Renewables détient une participation financière dans cette installation. La propriété (%) ne reflète que la participation directe et indirecte de 70,3 % de TransAlta dans TransAlta Renewables. Veuillez vous reporter à la rubrique « Développement général de l'activité – Production et expansion des affaires – 2013 – Acquisition du parc éolien du Wyoming ».

Centralia

Nous possédons une centrale thermique de 1 340 MW composée de deux unités 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 terme à l'égard de la centrale thermique de Centralia. En 2011, l'État de Washington a adopté le projet de loi *TransAlta Energy Bill* (chapitre 180, Lois de 2011) (« projet de loi »), qui permet à la centrale thermique 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. Ce projet de loi 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 (« NOx »). Le 23 décembre 2011, TransAlta et l'État ont conclu le protocole d'accord qui a confirmé certains de ces arrangements sous la forme d'un contrat comportant une clause selon laquelle certaines stipulations pouvaient être résiliées à notre gré si nous n'obtenions pas un contrat à long terme d'au moins 500 MW à l'égard de la centrale thermique de Centralia d'ici la fin de 2013. Le 25 juillet 2012, nous avons annoncé la conclusion d'un contrat en vertu duquel notre centrale thermique de Centralia fournira de l'électricité à PSE pendant 11 ans. Le contrat commence en 2014 et se poursuit jusqu'en 2025, moment où la centrale devrait cesser ses activités. En vertu du contrat, PSE a pris l'engagement ferme d'acheter 180 MW de charge de base à compter de décembre 2014. En décembre 2015, la charge de base augmentera pour passer à 280 MW et, à partir de décembre 2016 jusqu'à décembre 2024, elle passera à 380 MW. Au cours de la dernière année du contrat, le volume acheté est de 300 MW.

Nous vendons l'électricité produite par la centrale thermique 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 centrales situées à Centralia. Le 10 décembre 2010, nous avons conclu un contrat avec PSE en vertu duquel Skookumchuck doit lui fournir de l'énergie jusqu'en 2020.

Nous sommes également propriétaires 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. TransAlta est partie actuellement à des contrats d'approvisionnement en charbon avec trois fournisseurs qui expirent entre 2015 et en 2025. Nous prévoyons continuer de combler nos besoins futurs en charbon en provenance du bassin hydrographique de la Powder River. En décembre 2014, nous avons entrepris des activités de récupération des fines de charbon à notre mine de Centralia. Ce procédé récupère le charbon qui était auparavant perdu dans le cadre du processus de restauration du site minier et il devrait procurer environ sept pour cent du combustible utilisé par la centrale de Centralia.

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 2014, il ne s'est produit aucun 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 2014. La valeur pécuniaire totale de toutes les amendes imposées par la Mine Safety and Health Administration (« MSHA ») n'a pas été significative. Aucune poursuite judiciaire n'est en instance.

devant la Federal Mine Safety and Health Review Commission relativement à la mine de Centralia et aucune ne l'était en 2014.

Événements à déclaration obligatoire – Mine de Centralia

Mine ou nom commercial/ numéro d'identification de la MSHA	Nombre d'infractions S&S en vertu de l'art. 104	Valeur pécuniaire totale des amendes proposées par la MSHA (\$)	Nombre total d'installations minières connexes	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)	Nombre de poursuites intentées ou en instance pendant la période
4500416	0	800 \$	0	Non	Non	0

Centrale éolienne du Wyoming

Le parc éolien du Wyoming est un projet éolien de 144 MW situé à proximité d'Evanston, dans le Wyoming. Ce parc éolien a été acquis en décembre 2013 en contrepartie d'environ 102,7 M\$ US auprès d'un membre du même groupe que NextEra Energy Resources, LLC. Ce parc éolien est entièrement opérationnel et est visé par un CAE à long terme en vigueur jusqu'en 2028 conclu avec une partie de qualité. La participation financière dans le parc éolien a été acquise par TransAlta Renewables auprès d'une filiale de la Société au moment de l'acquisition en contrepartie d'un paiement égal au prix d'achat original.

Australie

Le tableau qui suit présente sommairement nos centrales alimentées au gaz naturel et au diesel situées en Australie, y compris celles qui sont en construction :

Emplacement	État	Centrale	Puissance brute (MW)	Propriété (%)	Dates de mise en service	Date d'expiration du contrat
Kalgoorlie	WA	Parkeston	110	50	1996	2016
Région d'Eastern Goldfields	WA	Southern Cross ¹	245	100	1996	2023
Région de Pilbara	WA	Solomon ²	125	100	2014	2028
South Hedland	WA	South Hedland ³	150	100	2017	2042
Total			630			

Notes :

- 1) Comprend quatre centrales.
- 2) Cette centrale a été acquise en septembre 2012 et a été en construction pendant le restant de 2012. Elle devrait être entièrement en service au début de 2015.
- 3) La centrale est en construction et devrait être entièrement en service au milieu de 2017.

La centrale de Parkeston est une centrale mixte alimentée au gaz naturel et au diesel de 110 MW, qui nous appartient en copropriété par l'intermédiaire d'une coentreprise à parts égales que nous avons formée avec NP Kalgoorlie Pty Ltd., filiale de Newmont Australia Limited. La centrale de Parkeston alimente en énergie avant tout Kalgoorlie Consolidated Gold Mines et est liée par un contrat jusqu'en 2016. Toute puissance ou énergie commerciale est vendue sur le marché de gros de l'électricité de l'Australie-Occidentale.

La centrale de Southern Cross Energy est composée de quatre installations de production alimentées au gaz naturel et au diesel d'une puissance combinée de 245 MW. Southern Cross Energy vend sa production aux termes d'un contrat conclu avec BHP Billiton qui a été renouvelé en octobre 2013 pour dix ans. Veuillez vous reporter à la rubrique « Développement général de l'activité – Production et expansion des affaires – 2013 – Prolongation d'un contrat en Australie-Occidentale » pour obtenir plus de renseignements.

Nous avons acquis la centrale alimentée au gaz naturel et au diesel de 125 MW de Solomon en septembre 2012 auprès de Fortescue. Aux termes du contrat de vente et d'achat, Fortescue doit achever la construction et la mise en service de la centrale. Toute la production de la centrale de Solomon est l'objet d'un contrat à long terme conclu avec Fortescue qui vise à appuyer les activités d'exploitation du minerai de fer de Fortescue.

En 2014, nous avons créé la coentreprise Fortescue River Gas Pipeline avec le DBP Development Group. La coentreprise a obtenu le contrat de conception, de construction, de propriété et d'exploitation du gazoduc de Fortescue River de 270 km qui transportera du gaz naturel jusqu'à la centrale de Solomon de TransAlta. Le gazoduc devrait être terminé au premier trimestre de 2015 et sera exploité aux termes d'un contrat de transport ferme de gaz d'une durée initiale de 20 ans conclu avec une filiale du Fortescue Metals Group. Le gazoduc d'un diamètre de 16 pouces possède une capacité d'écoulement initiale de 64 térajoules (TJ) par jour.

En 2014, TransAlta a été choisie comme adjudicataire du contrat de conception, de construction, de propriété et d'exploitation d'une centrale à cycle combiné de 150 MW près de South Hedland, en Australie-Occidentale. La construction a débuté au début de 2015 et la centrale devrait être entièrement en service en 2017. La centrale est construite aux termes d'un contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction conclu avec IHI Engineering Australia, une filiale en propriété exclusive d'IHI Corporation. Toute la production de la centrale fait l'objet d'un contrat d'une durée de 25 ans conclu avec deux clients. La majeure partie de la puissance de la centrale est visée par un contrat conclu avec Horizon Power, la société d'État qui fournit l'électricité dans la région. Le second client est le secteur des activités portuaires du Fortescue Metals Group.

CAE de l'Alberta

Toutes nos centrales thermiques et hydroélectriques situées en Alberta, sauf les centrales de Keephills 3, de Genesee 3, de Belly River, de Pocaterra, 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 liés à la disponibilité en deçà ou au-delà de la cible de disponibilité (sauf lorsqu'ils découlent d'événements considérés comme des cas de force majeure, dans le cas des centrales thermiques visées par des CAE) et ceux liés à 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 nous-mêmes nos centrales thermiques, mais ce sont les acheteurs visés par un CAE de l'Alberta 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 sur la différence entre la cible de disponibilité et la disponibilité réelle selon 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 Pocaterra, de St. Mary, de Taylor 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-mêmes l'énergie ou en l'achetant auprès de 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 la récupération de certains 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 du gouvernement du Canada ayant une échéance de dix ans.

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 de l'Alberta. 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 2017 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 publiée et attendue, notamment en ce qui concerne les gaz à effet de serre (« GES »), y compris la réglementation fédérale publiée relativement aux émissions de GES produites par les centrales alimentées au charbon. À l'expiration des CAE de l'Alberta, 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 septembre 2012, le gouvernement fédéral du Canada a publié les règlements finaux régissant les émissions de GES produites par les centrales alimentées au charbon, règlements qui entreront en vigueur le 1^{er} juillet 2015. Veuillez vous reporter à la rubrique « *Gestion des risques environnementaux – Législation environnementale en cours et adoptée récemment* », ci-après, pour obtenir plus de précisions sur cette législation.

CAE de Renewables

À la clôture du placement de Renewables, nous avons conclu des contrats d'achat d'électricité à long terme avec certaines filiales de TransAlta Renewables (chacune étant une « filiale commerciale ») prévoyant l'achat par TransAlta, à un prix fixe, de toute l'électricité produite à certaines centrales commerciales (« CAE de Renewables »). Le prix initial que devait payer TransAlta en 2013 pour la production en vertu des CAE de Renewables était de 30,00 \$/MWh dans le cas des centrales éoliennes et de 45,00 \$/MWh dans le cas des centrales hydroélectriques, ces montants étant rajustés chaque année en fonction de l'évolution de l'IPC. Les prix rajustés en fonction de l'IPC pour 2015 sont de 30,86 \$/MWh pour les centrales éoliennes et de 46,29 \$/MWh pour les centrales hydroélectriques. Aux termes de chaque CAE de Renewables, la filiale commerciale n'a aucunement l'obligation de livrer une quantité déterminée d'énergie et aucune pénalité ni aucun paiement lié à une réduction de la production ne sont payables à quelque moment que ce soit en vertu des CAE de Renewables. Tout le risque lié à l'exploitation et à la production sera assumé par la filiale commerciale et TransAlta aura pour seule obligation d'acheter l'électricité effectivement produite.

Chaque CAE de Renewables est d'une durée de 20 ans ou expirera à la fin de la durée de vie de l'actif, si celle-ci est inférieure à 20 ans. Chaque CAE de Renewables peut être résilié : a) du consentement des parties; b) par la filiale commerciale en cas de survenance d'un manquement important de la part de TransAlta; et c) par TransAlta i) en cas de survenance d'un manquement important de la part de la filiale commerciale; ii) en cas de changement de contrôle de TransAlta Renewables; ou iii) en cas de changement de contrôle de la filiale commerciale.

Secteur Commercialisation des produits énergétiques

Notre secteur Commercialisation des produits énergétiques remplit un certain nombre de fonctions stratégiques, notamment :

- la collecte et l'analyse des tendances du marché pour permettre une planification stratégique et une prise de décisions plus efficaces;
- 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 combustible avec des tiers pour nos actifs de production. Ces activités comprennent l'ordonnancement, la facturation et le règlement des livraisons de gaz naturel et d'autres combustibles;
- l'élaboration et la mise en œuvre de notre stratégie générale de couverture dans le respect des paramètres approuvés par le conseil; et
- l'optimisation du parc de centrales pour maximiser la marge brute et atténuer les risques de marché.

Le secteur Commercialisation des produits énergétiques tire également des produits supplémentaires des services tarifés de gestion d'actifs qu'il fournit à des tiers, des marges qu'il gagne sur ses opérations portant sur le gaz et l'électricité de tiers et du commerce de l'électricité et d'autres produits énergétiques (c.-à-d. des combustibles). Les activités de montage d'opérations et de négociation sont concentrées sur les actifs et la clientèle existants de la Société.

Ce secteur cherche à évaluer et à gérer un certain nombre de risques auxquels sont exposés les actifs et nos portefeuilles de négociation. Les principales activités de contrôle des risques du secteur Commercialisation des produits énergétiques comprennent l'évaluation et la gestion des risques liés aux marchés, au crédit, à l'exploitation, à la réputation et à la conformité ainsi que du risque juridique.

Ce secteur a recours au calcul de la valeur à risque (« VaR »), du résultat à risque (« RaR ») et du risque extrême pour contrôler et gérer les risques auxquels sont soumis nos portefeuilles d'actifs et d'opérations. La VaR et le RaR mesurent les pertes qui pourraient être subies pendant une période donnée en raison de l'évolution des facteurs de risque liés aux marchés. Des contrôles ex-post sont utilisés pour fournir d'autres sensibilités du portefeuille aux risques de marché. Les risques liés à la conformité et à la réputation et le risque juridique sont gérés dans le cadre de notre politique juridique et de notre politique de conformité et des outils de surveillance nous permettent de signaler les risques liés à la conformité. Le secteur Commercialisation des produits énergétiques gère activement les risques dans le respect des limites approuvées et de notre politique.

Environnement concurrentiel

Nous sommes le plus grand producteur d'électricité de l'Alberta, en termes de capacité de production, et nous possédons également un 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, dans le Wyoming et en Australie.

Nous prévoyons que la demande d'électricité augmentera à mesure que l'économie se redressera. 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 4,1 millions de résidents représentant environ 11,5 % de la population totale du Canada. L'Alberta a consommé environ 80 000 GWh d'électricité en 2014, avec une demande de pointe de 11 169 MW. L'AESO prévoit un accroissement de la charge d'environ 3,7 % pour 2015. La puissance installée globale des centrales de l'Alberta connectées au réseau s'élevait à environ 16 150 MW au 31 décembre 2014.

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 % de la population totale du Canada. En 2010, la Colombie-Britannique

a adopté la *Clean Energy Act*, qui vise l'établissement d'objectifs réalistes et réalisables relativement à la conservation, à l'efficacité énergétique et à l'énergie propre. Aux termes de la *Clean Energy Act*, la Colombie-Britannique vise l'autosuffisance d'ici 2016; au moins 93 % de l'électricité devra alors y être produite à partir de sources d'énergie propre ou renouvelable. À l'heure actuelle, la majeure partie de l'électricité consommée en Colombie-Britannique provient du réseau hydroélectrique de cette province. Vu les nouvelles activités d'exploitation minière et de mise en valeur de ressources pétrolières et gazières et en raison de l'emplacement côtier des terminaux de gaz naturel liquéfié, le profil de charge de la Colombie-Britannique change et devrait nécessiter des quantités considérables d'énergie et des ajouts de puissance au cours des 20 prochaines années.

L'Ontario est la plus peuplée des provinces canadiennes, ses quelque 13,7 millions de résidents représentant 38,5 % de la population totale du Canada. L'Ontario a consommé 139 804 GWh d'électricité en 2014. Les perspectives à court terme concernant la demande d'électricité devraient demeurer relativement les mêmes en Ontario par rapport à 2014, étant donné la persistance de la faiblesse de l'économie mondiale conjuguée aux mesures de conservation provinciales, à la pression à la baisse exercée par l'accroissement de la puissance solaire intégrée au réseau, à l'incidence de la modification des frais imposés aux gros clients en vertu de l'ajustement global, pour que ces frais soient basés sur leur demande de pointe, et à la tarification selon l'heure de la consommation. L'Independent Electricity System Operator de l'Ontario affichait une puissance connectée au réseau de 33 771 MW en novembre 2014.

Le Québec est la deuxième province en importance du Canada en termes de population, ses quelque 8,2 millions de résidents représentant environ 23,1 % de la population totale du Canada. La production québécoise comprend une puissance de 35 829 MW appartenant à Hydro-Québec, en plus des droits détenus sur la centrale de Churchill Falls et des centrales indépendantes. À partir de 2013, le plan d'action de développement durable d'Hydro-Québec a notamment pour objectif d'accroître la puissance des centrales hydroélectriques de 910 MW d'ici 2016 grâce au projet de la Romaine, un complexe hydroélectrique de 1 550 MW qui doit être construit sur la rivière Romaine, et de réaliser des économies d'énergie de 11 térawattheures d'ici 2015.

Le Nouveau-Brunswick est la huitième province en importance du Canada en termes de population, avec ses quelque 0,75 million de résidents, soit 2,1 % de la population totale du Canada. Le Plan intégré des ressources de 2014 prévoyait une demande de pointe de 3 100 MW en 2014. Énergie Nouveau-Brunswick possède une puissance installée de 3 513 MW, de même que des ressources éoliennes et autres de 731 MW grâce à des CAE. Le gouvernement du Nouveau-Brunswick a imposé une norme de portefeuille renouvelable de 40 % à respecter d'ici 2020 (y compris l'hydroélectricité existante). Énergie Nouveau-Brunswick s'attend à ajouter une petite quantité d'énergie renouvelable (75 MW) d'ici 2020, mais ne prévoit pas d'autres ajouts de production d'ici là.

Le WECC est la plus grande des 10 régions géographiques du North American Electric Reliability Council et se divise en quatre sous-régions. La sous-région appelée Northwest Power Pool (« NWPP ») 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. La NWPP prévoit que la demande de pointe atteindra 68 500 MW au cours de l'hiver 2014-2015 et que la puissance hivernale s'élèvera à environ 110 000 MW pendant la même période.

Le Wyoming est l'un des États les moins peuplés, avec une population d'environ 583 000 âmes. La demande moyenne d'électricité en 2012 s'y est élevée à environ 1 937 MW. Cet État est un important exportateur d'électricité et possède des connexions directes avec l'Utah et l'Idaho. Le Wyoming possède d'excellentes ressources éoliennes et une puissance éolienne d'environ 1 400 MW y a été développée, surtout à l'intention des marchés d'exportation puisque le Wyoming ne possède pas actuellement de norme en matière de portefeuille renouvelable.

L'Australie compte deux marchés de l'électricité distincts, soit le marché national de l'électricité et le marché de l'électricité de l'Australie-Occidentale (« MEAO »), de même que deux services publics à intégration verticale de plus petite dimension. Le MEAO, où se trouvent nos actifs australiens, se compose du réseau interconnecté du sud-ouest (« RISO ») et du réseau interconnecté du nord-ouest (« RINO »), de même que de 29 réseaux de distribution non interconnectés. Dans l'ensemble, la puissance installée destinée à une utilisation publique en Australie-Occidentale s'élève à 6 453 MW. La puissance totale en énergie renouvelable s'élève à 917 MW dans la région, dont 469 MW destinés à une utilisation publique et le reste appartenant à des producteurs privés. Nous possédons des actifs de production d'électricité à partir du gaz de 300 MW dans la région du RISO et des actifs non raccordés de production d'électricité à partir du gaz et du diesel de 125 MW dans la région septentrionale. De plus, nous procédons à l'installation d'une puissance supplémentaire de 150 MW dans le RINO.

Le département du Trésor de l'Australie-Occidentale s'attend à ce que la croissance du PIB s'accélère et passe de 2,25 % en 2014-2015 à 5 % d'ici 2016-2017. La croissance de la demande d'électricité devrait être solide de manière à appuyer cette croissance, la Chambre des minéraux et de l'énergie (*Chamber of Minerals and Energy*) de l'Australie-Occidentale estimant que le taux annuel de croissance de la consommation d'électricité atteindra 5,7 % jusqu'en 2020. La majeure partie de la demande devrait être comblée par la production interne (60 %, ou environ 3 300 GWh par année), faite en grande partie à partir de gaz naturel. Le gaz naturel devrait aussi remplacer le diesel au cours de cette période à mesure que les infrastructures seront aménagées. Nous estimons posséder des connaissances et des compétences considérables dans le domaine de l'approvisionnement des exploitations minières indépendantes en électricité produite à partir du gaz, lesquelles nous permettent d'être compétitifs sur le marché.

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 :

Vigueur opérationnelle – Le rendement de nos centrales au gaz, de notre parc éolien et de nos centrales hydroélectriques dépasse les normes de l'industrie. Nous avons surpassé la disponibilité moyenne établie par la North American Energy Reliability Corporation pour les groupes alimentés au gaz pendant la période de 2007 à 2012. En ce qui concerne les parcs éoliens de plus de 50 MW, nous avons surpassé la référence pendant la période de 2009 à 2013, selon la base de données de référence nord-américaine d'IHS Inc. La performance de la majeure partie de nos installations hydroélectriques est supérieure à la moyenne de référence établie par Navigant Consulting pour 2013, certaines d'entre elles surpassant le premier quartile pour leur taille et leur âge respectifs. Nous continuons de nous efforcer d'obtenir les meilleures performances dans le cadre de l'exploitation de nos installations. En outre, il a été reconnu que la disponibilité de nos centrales alimentées au charbon de l'Alberta dépassait la moyenne établie par la NERC pour des installations analogues.

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.

Solidité financière – Nous avons reçu des notes de première qualité de Moody's Investors Service, Inc. (« Moody's »), de Standard & Poor's, division de McGraw-Hill Companies, Inc. (« S&P »), de Dominion Bond Rating Service Limited (« DBRS ») et de Fitch Ratings Inc. (« Fitch »).

Diversité des combustibles – Nous possédons des intérêts dans différents combustibles pour la production d'électricité, notamment le charbon, le gaz naturel, l'eau 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 acquise au sein de l'industrie, des sociétés internationales, du monde des placements et des marchés.

Expertise en commercialisation de produits énergétiques – Nous estimons que notre secteur Commercialisation des 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 inférieure à 0,25 % de soufre à la mine de Highvale. Le charbon à faible teneur en soufre émet moins d'anhydride sulfureux (« SO₂ ») lorsqu'il est brûlé.

Production d'énergie éolienne – Grâce à notre participation dans TransAlta Renewables, nous sommes un des plus importants propriétaires et exploitants 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 trésorerie, de droit, de réglementation, d'environnement, de santé et sécurité, de développement durable, de communications d'entreprise, de relations avec le gouvernement et les investisseurs, de technologies de l'information, de gestion du risque, de ressources humaines et d'audit interne ainsi que d'autres services de soutien.

Pour en savoir davantage sur le résultat et les actifs sectoriels de TransAlta, veuillez vous reporter à la note 35 afférente à nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2014; ces états financiers sont intégrés par renvoi dans les présentes. Veuillez également vous reporter à 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 exploitations et nos activités.

Alberta

Le *Specified Gas Emitters Regulation* (« SGER ») qui régit les émissions de gaz à effet de serre (« GES ») en Alberta est en vigueur depuis 2007. Au moment où il a été adopté, le SGER comprenait une disposition de temporisation aux termes de laquelle il devait expirer automatiquement le 1^{er} septembre 2014. En juillet 2014, le gouvernement de l'Alberta a prolongé le SGER de six mois puis l'a prolongé de nouveau en décembre 2014, de sorte qu'il doit maintenant expirer à la fin de juin 2015. Aucune de ces prolongations ne comprenait de changements touchant la réglementation sous-jacente. On prévoit que le gouvernement de l'Alberta consulte les parties prenantes au début de 2015 au sujet de changements potentiels à apporter au SGER. TransAlta possède et exploite des installations qui sont visées par le SGER et nous prévoyons participer activement aux consultations menées par le gouvernement de l'Alberta sur les changements pouvant être apportés au SGER.

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 NOx et le SO₂ lorsque les CAE de l'Alberta les visant viendront à expiration, 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, la publication de la réglementation fédérale sur les GES, dont il est question plus bas, a créé un déséquilibre entre les exigences et les échéanciers établis par la CASA en matière de polluants atmosphériques et les calendriers de réduction des GES applicables aux centrales au charbon plus anciennes, qui entraîneront en soi des réductions considérables du NOx et du SO₂. Nous procédons actuellement unilatéralement et avec d'autres parties prenantes à l'examen de cette réglementation afin de nous assurer de la coordination entre la réglementation des GES et la réglementation des polluants atmosphériques, de telle sorte qu'on puisse atteindre les

objectifs de réduction des émissions le plus efficacement possible tout en tenant compte de la fiabilité et du coût de la production albertaine.

Ontario

Le 13 janvier 2015, le gouvernement de l'Ontario a annoncé qu'il avait l'intention de fixer un prix aux émissions de carbone en 2015 dans le cadre de son programme de lutte contre le changement climatique et de son objectif déclaré de réduction de 15 % des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2020. Les précisions à ce sujet n'ont pas encore été communiquées. Nos contrats concernant les centrales alimentées au gaz dans cette province comprennent généralement des dispositions qui nous protègent contre les effets défavorables des modifications apportées aux lois.

Canada

En septembre 2012, le gouvernement fédéral du Canada a publié le règlement final régissant les émissions de GES produites par les centrales alimentées au charbon, qui entrera en vigueur le 1^{er} juillet 2015. Le règlement établit une durée de vie utile pouvant aller jusqu'à 50 ans pour les unités de production alimentées au charbon, après quoi celles-ci doivent respecter une norme de performance applicable à l'intensité des émissions d'environ 420 tonnes par GWh. Le règlement prévoit quelques exceptions exigeant que les unités mises en service avant 1975 atteignent la fin de leur vie utile au plus tard le 31 décembre 2019 et que les unités mises en service entre 1975 et 1986 atteignent la fin de leur vie utile au plus tard le 31 décembre 2029. Le règlement accorde également une certaine souplesse permettant la substitution et le report des exigences en matière de réduction des émissions entre les différentes unités. Les dispositions offrant cette souplesse sont utiles à TransAlta étant donné l'importance de son parc de centrales alimentées au charbon.

États-Unis

En juin 2013, le président Obama a dévoilé son plan d'action climatique, qui ordonnait à l'Environmental Protection Agency des États-Unis (« EPA ») de proposer de nouveau des New Source Performance Standards (« NSPS ») pour les nouvelles centrales électriques au plus tard en septembre 2013 et de proposer également des plafonds pour les centrales existantes au plus tard en juin 2014 et de les mettre au point définitivement un an plus tard. Les normes NSPS ont été proposées en septembre 2013 et exigent une performance sur le plan des émissions semblable aux contrôles de CSC partiels. Les normes proposées ont fait l'objet d'un nombre important d'observations publiques et n'ont pas encore été mises au point. Suivant les directives données en ce sens par le président Obama, en juin 2014 l'EPA des États-Unis a publié une proposition de réglementation appelée *Clean Power Plan* qui prévoit des lignes directrices propres aux différents États en matière d'intensité des émissions à respecter par les centrales existantes. Les règles proposées devraient être mises au point définitivement d'ici juin 2015. Dès leur mise au point définitive, les États auront l'obligation, aux termes de la proposition, d'établir des plans de mise en œuvre propres à chaque État avant juin 2016. La norme d'émissions de gaz à effet de serre pour le secteur de l'électricité établie par l'EPA pour l'État de Washington tient compte de l'arrêt planifié de Centralia. Nous ne prévoyons donc pas que la norme aura une incidence importante sur nos unités actuellement alimentées au charbon de la centrale de Centralia.

En décembre 2011, l'EPA a publié des normes nationales relatives aux émissions de mercure provenant des centrales électriques. Les sources existantes auront jusqu'à quatre ans pour s'y conformer. Nous avons déjà déployé volontairement une technologie de captage du mercure à notre centrale thermique de Centralia et les installations de captage étaient entièrement opérationnelles au début de 2012. Nous avons également déployé une autre technologie dans le but de réduire davantage le NOx, conformément au projet de loi adopté en 2011.

À compter de janvier 2013, les livraisons directes d'électricité à la California Independent System Operator sont assujetties aux règlements concernant le plafonnement et l'échange de droits d'émission (*Cap-and-Trade Regulations*) établis par l'Air Resource Board de la Californie. Nous continuons de surveiller notre inventaire des GES en Californie.

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 certifié par la FERC 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.

Australie

En juillet 2014, le gouvernement de l'Australie a abrogé sa taxe nationale sur le carbone régissant certains niveaux d'émissions de CO₂.

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 afin de s'assurer que nous continuons de nous conformer à la réglementation environnementale.

Nos programmes de gestion environnementale englobent les éléments suivants :

Énergie renouvelable

Nous poursuivons nos investissements dans les sources d'énergie renouvelable et continuons de construire des ressources énergétiques renouvelables, surtout par l'intermédiaire de TransAlta Renewables. Notre centrale éolienne de New Richmond, de 68 MW, est entrée en service en mars 2013 et, en décembre 2013, TransAlta a acquis un parc éolien de 144 MW dans le Wyoming. Le parc éolien du Wyoming est entièrement opérationnel et est visé par un CAE à long terme en vigueur jusqu'en 2028 conclu avec une partie de qualité. La participation financière dans le parc éolien a ensuite été acquise par TransAlta Renewables auprès d'une filiale de la Société en contrepartie d'un paiement égal au prix d'achat original de l'acquisition. TransAlta estime qu'un portefeuille de ressources énergétiques renouvelables plus vaste 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 pour les émissions. De plus, nous avons mis au point des politiques et des méthodes afin de nous conformer aux directives réglementaires et de réduire toute perturbation du milieu causée par nos ressources en énergie renouvelable, notamment la surveillance du bruit et des impacts sur la faune aviaire dans nos centrales éoliennes.

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. En 2013 et en 2014, nous avons testé le matériel de manière à capter une certaine quantité de carbone à nos exploitations albertaines alimentées au charbon. À notre centrale alimentée au charbon de Centralia, nous réalisons volontairement un captage du carbone de 70 % depuis 2012. 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 SO₂ et de faible combustion des NO_x, qui est compatible avec la technologie utilisée actuellement dans notre centrale de Genesee 3. Les projets d'accroissement de la puissance nominale de nos centrales de Keephills et de Sundance devraient améliorer l'efficacité de ces centrales sur le plan de l'énergie et des émissions.

Les CAE de l'Alberta contiennent des dispositions relatives aux changements législatifs nous permettant de récupérer le coût des immobilisations et les charges d'exploitation de conformité auprès des acheteurs liés par les CAE de l'Alberta.

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.

Technologies de combustion propre

Nous envisageons de faire progresser des technologies d'énergie propre par l'intermédiaire d'organisations telles que la Canadian Clean Coal Power Coalition, qui examine les technologies de combustion écologique émergentes applicables aux nouvelles installations ou à l'adaptation antipollution comme la gazéification, la combustion par injection d'oxygène, la co-incinération de la biomasse et la valorisation du charbon.

Portefeuille de crédits compensatoires

TransAlta conserve un portefeuille de crédits compensatoires pour les émissions de gaz à effet de serre 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 à 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, veuillez vous reporter 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 puisse 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 s'ils ne peuvent effectuer la maintenance eux-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 puissance supérieur à celui que prévoyait notre contrat d'électricité afin de fournir de la vapeur en vue de l'exécution de ce contrat. En de telles circonstances, les coûts engagés pour produire la vapeur vendue pourraient dépasser les produits 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 puisse protéger adéquatement nos activités contre des effets défavorables importants.

Nous pourrions ne pas réussir à répondre aux attentes financières.

Nos produits des activités ordinaires et nos résultats opérationnels trimestriels sont difficiles à prévoir et varient d'un trimestre à l'autre. Nos résultats opérationnels trimestriels dépendent de plusieurs facteurs, y compris les risques décrits dans la présente notice annuelle, dont bon nombre sont indépendants de notre volonté, qui peuvent faire en sorte que ces résultats soient inférieurs aux attentes du marché.

Bien que nous établissions nos prévisions de charges opérationnelles en fonction, en partie, de nos attentes sur le plan des produits des activités ordinaires futurs, une partie importante de nos charges sont relativement fixes à court terme. Si les produits des activités ordinaires d'un trimestre donné sont inférieurs aux attentes, nous serons vraisemblablement incapables de réduire proportionnellement nos charges opérationnelles du même trimestre, ce qui nuira à nos résultats opérationnels du trimestre en question.

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 ou à des catastrophes causées par l'homme et à d'autres 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 et de digue peuvent entraîner une perte de capacité de production, une augmentation des frais de maintenance et de réparation et d'autres obligations.

Il demeure possible qu'une catastrophe naturelle ou causée par l'homme et certains autres événements, y compris une activité sismique naturelle ou induite, entraînent des ruptures de barrage à nos centrales hydroélectriques. La survenance de ruptures de barrage ou de digue de sécurité à l'une ou l'autre de nos centrales hydroélectriques ou alimentées au charbon pourrait entraîner une perte de capacité de production, causer des dommages à l'environnement et porter préjudice à des tiers ou au public, et ces ruptures pourraient nous forcer à y consacrer des dépenses en immobilisations et d'autres ressources considérables ou nous exposer à des obligations importantes. 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 permette 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. Le renforcement de tous les barrages ou digues de sécurité 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.

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, de la dégradation, de l'accès aux sites, des pertes en ligne par effet de sillage et de cisaillement du vent et du cisaillement du vent; et l'incidence éventuelle des variations topographiques.

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 relativement à cette production, 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 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'interruption de l'alimentation en combustible de certaines de nos centrales thermiques pourrait avoir une incidence défavorable sur notre situation financière.

Certaines de nos installations thermiques dépendent de tiers pour leur alimentation en combustible, y compris du gaz naturel et du charbon. Nous sommes donc soumis au risque lié à l'interruption de l'alimentation et à la volatilité des prix des combustibles, car les livraisons de combustible peuvent ne pas correspondre exactement à celles qui sont nécessaires à nos ventes d'énergie, en partie parce qu'il nous faut acheter d'avance nos stocks de combustible pour répondre à nos besoins de disponibilité et de déploiement. L'interruption des services de transport du combustible, qu'elle soit causée par des perturbations atmosphériques, des grèves, des lockouts, la détérioration d'écluses et de barrages ou d'autres événements, pourrait nuire à notre capacité de production d'électricité et à nos résultats d'exploitation. Il est important de noter que le charbon qui alimente la centrale thermique de Centralia provient maintenant du bassin hydrographique de la Powder River, dans le Montana et le Wyoming, et que nous avons conclu des contrats relatifs à l'achat de ce charbon et à son transport jusqu'à notre centrale thermique de Centralia. Nos contrats actuels relatifs au charbon alimentant la centrale thermique de Centralia expirent entre 2015 et 2025. La perte de nos fournisseurs ou l'incapacité de renouveler nos contrats existants relatifs à l'achat de charbon provenant du bassin hydrographique de la Powder River à des conditions favorables pourraient aussi nuire considérablement à notre capacité de servir nos clients et se répercuter négativement sur notre situation financière et sur nos résultats d'exploitation.

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 et, plus particulièrement, au sein des marchés où nous exerçons notre activité, pourrait avoir un effet négatif sur la demande d'électricité, 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 opérationnels relatifs à la puissance que nous touchons aux termes des CAE de l'Alberta.

Certains risques sont associés à nos 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.

Les CAE de l'Alberta fixent des objectifs en matière de puissance engagée et de disponibilité devant être atteints par chaque centrale au charbon, des obligations en matière de services énergétiques et auxiliaires pour les centrales hydroélectriques et la rétribution pour le respect des obligations aux termes des CAE de l'Alberta. 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 30 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 apporté à la 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 par rapport 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. De plus, rien ne garantit que nous réalisons un rendement suffisant en vertu des CAE de l'Alberta pour compenser les investissements que nous sommes tenus de faire en vertu de ces CAE.

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.

Le cours de nos actions ordinaires peut être volatil.

Le cours de nos actions ordinaires peut être volatil et subir d'importantes fluctuations en raison de nombreux facteurs, dont bon nombre sont indépendants de notre volonté, y compris les facteurs suivants : a) les variations réelles ou prévues de nos résultats opérationnels; b) les recommandations des analystes en valeurs mobilières; c) des changements dans le rendement économique ou la valeur au marché d'autres sociétés que les investisseurs jugent comparables à la nôtre; d) la perte ou la démission de membres de la haute direction et d'autres employés clés; e) les ventes réelles ou perçues d'actions ordinaires additionnelles; f) les acquisitions ou regroupements d'entreprises, les partenariats stratégiques, les coentreprises ou les engagements de capitaux importants faits par nous ou nos concurrents ou visant notre entreprise ou nos concurrents qui se révèlent mal fondés; et g) les tendances, préoccupations, percées technologiques ou développements concurrentiels, changements réglementaires et autres questions connexes qui se manifestent dans le secteur de la production d'énergie renouvelable ou dans nos marchés cibles.

Les marchés des capitaux ont connu au cours des dernières années d'importantes variations des prix et des volumes qui ont eu une incidence particulière sur le cours des titres de capitaux propres des sociétés et qui n'avaient, dans bien des cas, aucun lien avec le rendement opérationnel, la valeur des actifs sous-jacents ou les perspectives de ces sociétés. Par conséquent, le cours de nos actions ordinaires pourrait baisser même si nos résultats opérationnels, la valeur de nos actifs sous-jacents ou nos perspectives n'ont pas changé. En outre, ces facteurs, ainsi que d'autres facteurs connexes, pourraient entraîner une baisse de la valeur des actifs, ce qui pourrait se traduire par des pertes de valeur. Certains investisseurs institutionnels pourraient fonder leurs décisions d'investissement sur une analyse de nos pratiques et de notre rendement dans les domaines de l'environnement, de la gouvernance et de la responsabilité sociale selon leurs propres lignes directrices et critères en matière d'investissement, et le fait de ne pas répondre à ces critères pourrait faire en sorte que ces institutions limitent leur investissement dans nos actions ordinaires ou s'abstiennent de faire un tel investissement, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur le cours de nos actions ordinaires.

Nos versements de dividendes en espèces ne sont pas garantis.

Le versement de dividendes en vertu de notre politique de dividende n'est pas garanti et pourrait varier. Le conseil a le pouvoir d'établir le montant des dividendes à déclarer et à verser aux actionnaires. Nous pouvons modifier notre politique de dividende en tout temps et le versement de dividendes dépendra, notamment, des résultats opérationnels; de la situation financière; des résultats actuels et prévisionnels futurs; des flux de trésorerie opérationnels; des besoins en liquidités; des occasions offertes sur le marché; de l'impôt sur le bénéfice; des investissements de maintien et de capital de croissance; du remboursement de la dette; des contraintes légales, réglementaires et contractuelles; des besoins en

fonds de roulement; de la législation fiscale et d'autres facteurs pertinents. Nos emprunts à court et à long terme pourraient nous empêcher de verser des dividendes à tout moment où un manquement ou un cas de défaut existerait en vertu de cette dette ou si le versement du dividende devait entraîner un manquement ou un cas de défaut.

Au fil du temps, nos besoins en capitaux et autres liquidités pourront différer considérablement de nos besoins actuels, ce qui pourrait avoir une incidence sur notre décision de verser ou non des dividendes et sur le montant des dividendes que nous pourrions verser à l'avenir. Si nous continuons de verser des dividendes selon les montants actuels, nous ne conserverons peut-être pas suffisamment de fonds pour financer les occasions de croissance, combler d'importants besoins de trésorerie imprévus ou financer nos activités en cas de ralentissement économique important. Le conseil, sous réserve des exigences de nos règlements administratifs et de nos autres documents de gouvernance, peut modifier ou révoquer notre politique de dividende ou en interrompre l'application en tout temps. Une baisse du cours ou de la liquidité de nos actions ordinaires, ou des deux, pourrait survenir si le conseil devait constituer d'importantes réserves qui réduiraient le montant des dividendes trimestriels versés ou si nous devions réduire ou supprimer le versement de dividendes.

Nous dépendons des activités exercées dans nos centrales pour dégager des fonds disponibles. Le montant réel de la trésorerie disponible pour le versement de dividendes aux porteurs de nos actions ordinaires dépendra de nombreux facteurs propres à chacune de nos centrales, dont : le rendement opérationnel de nos installations de production, la rentabilité, les variations des produits des activités ordinaires, les fluctuations du fonds de roulement, l'importance des dépenses d'investissement, les lois applicables, le respect des contrats et les restrictions contractuelles contenues dans les instruments régissant la dette. Toute réduction de la trésorerie disponible à des fins de distribution en provenance de nos installations de production réduira les fonds disponibles en vue du versement de dividendes aux porteurs de nos actions ordinaires.

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 conglomérats 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.

Nous pourrions subir des pertes de produits des activités ordinaires ou des augmentations de nos charges ainsi que des pénalités si nous devons être incapables d'exploiter nos installations de production à un niveau nous permettant de nous conformer à nos CAE.

La capacité de nos installations de produire la puissance maximale qui peut être vendue aux termes des CAE constitue un facteur déterminant en ce qui concerne nos produits des activités ordinaires. Aux termes de certains CAE, si la disponibilité de l'installation est moindre que celle requise au cours d'une année donnée du contrat, nous pourrions devoir payer des pénalités à l'acheteur. Le paiement de toute pénalité de ce genre pourrait nuire à nos produits des activités ordinaires et à notre rentabilité.

Nos produits des activités ordinaires pourraient diminuer au moment de l'expiration ou de la résiliation des CAE.

Nous vendons de l'électricité en vertu de CAE qui expirent à différents moments. De plus, ces CAE peuvent être résiliés dans certaines circonstances, y compris en cas de manquement de la centrale ou de son propriétaire ou son exploitant. Lorsqu'un CAE expire ou est résilié, il est possible que le prix reçu par l'installation ou la centrale visée pour la puissance vendue aux termes d'ententes ultérieures soit nettement moins élevé. Il se peut aussi que les CAE négociés après la fin des CAE initiaux ne soient plus disponibles à des prix qui permettent la poursuite de l'exploitation rentable de l'installation ou de la centrale visée. Si tel était le cas, l'installation ou la centrale visée pourrait être forcée de cesser ses activités de manière permanente.

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.

De la glace peut s'accumuler sur les pales des éoliennes au cours des mois d'hiver. Cette accumulation dépend de différents facteurs, dont la température et l'humidité ambiante. L'accumulation de glace sur les pales des éoliennes peut se répercuter considérablement sur les rendements énergétiques et pourrait causer davantage de temps d'arrêt de l'éolienne. Les températures extrêmement froides peuvent aussi nuire au bon fonctionnement des éoliennes et entraîner de ce fait plus de temps d'arrêt ainsi qu'une réduction de la production.

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, ou des changements touchant la structure des marchés ou les règles s'y appliquant, ni quelles conséquences ultimes ces changements auront, le cas échéant, sur nos activités. Les règles, la réglementation et les normes de fiabilité en vigueur actuellement dans les marchés sont souvent dynamiques et 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 ainsi un effet défavorable important sur nous.

Nous gérons ces risques systématiquement au moyen d'un programme portant sur la réglementation et la conformité qui est conçu pour réduire l'incidence négative que ces risques pourraient avoir sur nous. Toutefois, 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, procéder à des vérifications ou à des enquêtes sur nos activités dans les marchés dans lesquels nous exerçons nos activités ou effectuons des opérations. Ces vérifications ou enquêtes peuvent entraîner des sanctions ou des amendes pouvant avoir une incidence importante sur nos activités futures, notre réputation ou notre situation financière.

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 une réglementation accrue des dérivés négociés hors cote, ce qui pourrait avoir une incidence sur notre capacité de protéger notre production d'électricité par des opérations de couverture.

Le titre VII de la loi Dodd-Frank, de même que la réglementation comparable qui devrait être mise en œuvre à court terme au Canada, accroît la réglementation des opérations portant sur des instruments financiers dérivés négociés hors cote, y compris en exigeant la compensation centrale de nombreuses opérations sur dérivés négociés hors cote. L'incidence que ces réformes portant sur les instruments dérivés aura sur nos activités dépendra des règles qui doivent être adoptées. Les modifications apportées à la réglementation pourraient nuire à notre capacité de protéger notre production d'électricité par des opérations de couverture en réduisant la liquidité des marchés de l'énergie 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 le coût des garanties financières associées 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 réglementation relative aux dérivés auront une incidence sur nos activités de négociation liées aux produits énergétiques et nos activités de trésorerie, notamment la déclaration des opérations, les limites de position et les nouvelles exigences relatives à l'exécution des opérations. Le processus d'adoption de règles et la mise en œuvre de celles-ci s'étendront sur plusieurs années, de sorte qu'il est difficile d'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.

Dans trois pays, 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 occasionner des coûts additionnels à notre entreprise ou influencer 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 œuvre de réglementations provinciales, étatiques et nationales sur les émissions de GES, les émissions de mercure ou d'autres émissions dans l'atmosphère qui peuvent ne pas être harmonisées et qui peuvent nous imposer des obligations différentes dans les territoires où nous sommes actifs pourraient

faire augmenter le montant de nos 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 continuent d'être axés sur les changements climatiques qui pourraient survenir ou les émissions de GES, et des exigences en matière de déclaration obligatoire des GES sont entrées en vigueur tant au Canada qu'aux États-Unis. 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. 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. En ce qui concerne les centrales existantes de TransAlta alimentées au gaz, nous disposons actuellement de clauses contractuelles prévoyant qu'en cas de changement apporté à la loi, les coûts liés à la taxe sur le carbone peuvent être transmis à l'acheteur et nous prévoyons que les nouveaux contrats que nous signerons contiendront des clauses analogues.

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. Chaque décision d'affaires est susceptible de porter préjudice à notre réputation et tous les risques peuvent avoir une incidence sur notre réputation, ce qui peut alors nuire à nos activités et dévaloriser nos titres. On ne peut gérer le risque lié à la réputation indépendamment des autres formes de risque. Les répercussions négatives d'une réputation ternie peuvent comprendre la perte de produits tirés des activités ordinaires, une diminution de la clientèle et la dévaluation de nos titres.

Nous dépendons de certains partenaires qui peuvent avoir des intérêts ou des objectifs qui entrent en conflit avec les nôtres et cette divergence pourrait avoir un effet défavorable sur nous.

Nous avons conclu divers types d'arrangements avec des collectivités ou des coentrepreneurs en vue de l'exploitation de nos centrales. Certains de ces partenaires peuvent avoir ou développer des intérêts ou des objectifs qui diffèrent des nôtres ou qui entrent en conflit avec ceux-ci. Cette divergence pourrait nuire au succès de nos centrales. Dans le cadre du processus de délivrance de permis et d'approbation, nous pouvons parfois devoir aviser et consulter les divers groupes de parties prenantes, dont les propriétaires fonciers, les Premières Nations ainsi que les municipalités. Tout retard imprévu accusé dans le cadre de ce processus peut avoir une incidence défavorable sur notre capacité de réaliser un projet donné touchant une centrale ou d'y parvenir en temps opportun.

Nous sommes tributaires de l'accès aux pièces et au matériel que nous ne pouvons nous procurer qu'auprès de certains fournisseurs clés et nous pourrions être touchés de façon défavorable si nos relations avec ces derniers n'étaient pas maintenues.

Notre capacité de rivaliser et de croître dépendra de notre accès, à un coût raisonnable, à du matériel, à des pièces et à des composants qui sont concurrentiels, tant sur le plan technologique qu'économique, par rapport à ceux qui sont utilisés par nos concurrents. Bien que nous ayons des contrats-cadres distincts avec divers fournisseurs, rien ne garantit que les relations avec ces fournisseurs seront maintenues. Si elles ne le sont pas, notre capacité de livrer concurrence pourrait être diminuée en raison d'un accès insuffisant à ces sources de matériel, de pièces et de composants.

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 recours à la technologie pour exercer nos activités et surveiller la production de nos centrales et utilisons principalement les ordinateurs, les téléphones filaires et mobiles, les satellites et les réseaux et infrastructures connexes pour ce faire. Ces systèmes et infrastructures pourraient être vulnérables face à des problèmes imprévus, notamment le vandalisme et le vol. 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 informatiques sont vulnérables aux virus informatiques, aux catastrophes naturelles, aux accès non autorisés, aux cyberattaques et à d'autres dérangements semblables.

Tout dommage ou défaut ayant pour effet d'interrompre les activités pourrait nuire à nos clients. De plus, nous protégeons les infrastructures de nos centrales contre les dommages matériels, les atteintes à la sécurité et les interruptions de service de diverses causes. Le vol, le vandalisme et d'autres perturbations pourraient compromettre la sécurité de l'information stockée dans nos systèmes et nos infrastructures de réseau et celle transmise par l'intermédiaire de ceux-ci et pourraient occasionner des contretemps considérables, se solder par des passifs éventuels et dissuader des clients futurs. Bien que nous disposions de systèmes, de politiques, de matériel, de pratiques et de procédures conçus pour empêcher ou limiter l'effet d'une défaillance, d'interruptions ou d'atteintes à la sécurité de nos centrales et des infrastructures connexes, rien ne garantit que ces mesures suffiront et que ces problèmes seront corrigés adéquatement et en temps opportun. Nous surveillons de près les mesures à la fois de prévention et de détection afin de gérer ce risque.

Nos centrales dépendent de systèmes de transport nationaux et régionaux et d'installations connexes détenus et exploités par des tiers et ces systèmes sont assujettis à certaines contraintes tant réglementaires que physiques qui pourraient entraver l'accès aux marchés de l'électricité.

Nos centrales électriques dépendent de systèmes de transport nationaux et régionaux et d'installations connexes détenus et exploités principalement par des tiers pour la livraison de l'électricité que nous produisons à des points de livraison où a lieu la passation du titre de propriété et où nous sommes payés. Ces réseaux sont assujettis à des contraintes réglementaires et physiques qui, dans certains cas, pourraient entraver l'accès aux marchés de l'électricité. En cas d'urgence, il est possible que nos centrales électriques soient déconnectées physiquement du réseau, ou que leur production soit réduite, pendant un court laps de temps. Selon la plupart de nos contrats de vente d'électricité, aucun paiement n'est fait si l'électricité n'est pas livrée.

Nos centrales électriques peuvent également être touchées par des modifications apportées à la réglementation régissant le coût et les modalités d'utilisation des systèmes de transport et de distribution auxquels elles sont raccordées. Nos centrales électriques pourraient ne pas être en mesure d'obtenir à l'avenir l'accès à ces réseaux d'interconnexion ou de transport ou de l'obtenir à des prix raisonnables ou dans un délai opportun, ce qui pourrait entraîner des retards ou des coûts additionnels occasionnés par les démarches devant alors être entreprises pour négocier ou renégocier les CAE ou pour construire de nouveaux projets. De plus, nous pourrions ne plus profiter d'arrangements avantageux à l'avenir. Une telle hausse des coûts et des retards semblables pourraient repousser les dates de mise en production commerciale de nos nouveaux projets et avoir une incidence défavorable sur nos produits des activités ordinaires et notre situation financière.

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.

Nous utilisons différents contrôles pour la gestion des risques, lesquels sont réalisés par notre groupe de gestion du risque indépendant, afin de limiter notre exposition aux risques découlant de nos activités de négociation. Ces contrôles comprennent les limites imposées au capital de risque, la VaR, le RaR, les scénarios de risque extrême, les limites de position, les limites de concentration, les limites de crédit et les contrôles des produits approuvés. Nous ne pouvons garantir que nous ne subirons pas de pertes et ces pertes peuvent être au-delà des paramètres de nos mesures de contrôle du risque.

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 résultat 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. 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 des contrats de change à terme, et à l'appariement des produits 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.

La récupération des investissements dans nos projets de production d'énergie se fait habituellement sur une longue période. Par conséquent, nous devons recueillir des fonds au moyen de financements par titres de capitaux propres ou par titres d'emprunt, y compris des opérations portant sur les avantages fiscaux, ou de subventions gouvernementales pour nous aider à financer l'acquisition de projets et à régler les frais généraux et administratifs liés à l'exercice de nos activités. Notre capacité de recueillir du financement, que ce soit à l'échelle de l'entreprise ou pour une filiale (y compris pour la dette liée à un projet sans recours), de même que le coût de ces immobilisations dépendent de nombreux facteurs, dont les suivants : a) la conjoncture économique et celle des marchés financiers en général; b) la capacité d'obtenir du crédit auprès de banques et d'autres institutions financières; c) la confiance des investisseurs dans notre entreprise et dans les marchés dans lesquels nous exerçons nos activités; d) notre rendement financier; e) notre niveau d'endettement et le respect des clauses restrictives de nos conventions de prêt; et f) nos flux de trésorerie.

L'augmentation des taux d'intérêt ou la réduction du financement de projets par emprunt pourraient réduire le nombre de projets que nous serons en mesure de financer. Si nous n'étions pas en mesure d'obtenir des fonds supplémentaires lorsque nous en aurons besoin, nous pourrions être tenue de reporter l'acquisition et la construction de projets, de réduire la portée des projets, d'abandonner ou de vendre une partie ou la totalité de nos projets ou centrales ou encore de contrevenir à nos engagements contractuels à l'avenir, ce qui pourrait dans chaque cas avoir une incidence défavorable sur nos activités, notre situation financière et nos résultats opérationnels.

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 les sommes dues à l'égard 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 de ceux-ci, 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.

L'abaissement de nos notes de crédit pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nous.

Les agences de notation nous évaluent régulièrement et basent leur notation de notre dette à long et à court terme sur différents facteurs. Rien ne garantit qu'une ou plusieurs de nos notes et la perspective correspondante ne seront pas

modifiées. Nos notes de crédit influent directement sur nos coûts d'emprunt et sur notre capacité de mobiliser des fonds. Elles peuvent revêtir de l'importance pour les fournisseurs ou les cocontractants désireux de conclure certaines opérations avec nous. Un abaissement de nos notes pourrait nuire à notre capacité de conclure des ententes avec des fournisseurs ou des cocontractants et de conclure certaines opérations et il pourrait limiter notre accès aux marchés du crédit privés et publics et augmenter les coûts d'emprunt rattachés à nos facilités de crédit existantes. Il pourrait nous forcer à donner de nouvelles garanties financières importantes à nos cocontractants. Pour plus d'information sur les garanties données en cas d'abaissement de nos notes de crédit, veuillez vous reporter au point III de la partie C de la note 14 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Veuillez également vous reporter à la rubrique « *Documents intégrés par renvoi* ».

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.

Le secteur de la production d'électricité comporte certains risques inhérents liés à la santé et à la sécurité des travailleurs et à l'environnement qui pourraient nous occasionner des dépenses imprévues ou des amendes, des pénalités ou d'autres conséquences importantes pour notre entreprise et nos activités.

La propriété et l'exploitation de nos actifs de production d'énergie comportent un risque inhérent de responsabilité lié à la santé et à la sécurité des travailleurs et à l'environnement, y compris le risque que des ordonnances soient prononcées par le gouvernement pour nous obliger à remédier à des conditions dangereuses et/ou à prendre des mesures correctives ou d'autres mesures relativement à la contamination de l'environnement, que des pénalités éventuelles soient imposées pour avoir contrevenu aux lois, aux licences, aux permis et aux autres autorisations en matière de santé, de sécurité et d'environnement et qu'une responsabilité civile éventuelle soit engagée. La conformité aux lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement (et les modifications futures de celles-ci) et aux exigences des licences, des permis et des autres autorisations devrait demeurer importante pour nos activités. La survenance d'un événement de ce genre ou des modifications ou ajouts apportés aux lois, aux licences, aux permis ou aux autres autorisations en matière de santé, de sécurité et d'environnement ou une application plus rigoureuse de ceux-ci pourrait avoir une incidence importante sur notre exploitation et/ou entraîner des dépenses supplémentaires importantes. Par conséquent, rien ne garantit que d'autres préoccupations concernant l'environnement et la santé et la sécurité des travailleurs ayant trait à des questions actuellement connues ou inconnues n'exigeront pas des dépenses imprévues ni n'entraîneront des amendes, des pénalités ou d'autres conséquences (y compris des changements dans l'exploitation) importantes pour nos activités et notre exploitation.

Certains des contrats auxquels nous sommes parties exigent que nous affections 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 et de notre vapeur ou nos autres cocontractants manquent à leurs obligations, nous pourrions en subir un effet défavorable important. Bien que nous ayons mis en place des méthodes et des mesures de contrôle afin de gérer notre risque de contrepartie avant la conclusion de contrats, tous les contrats comportent, par essence, un risque de défaillance. 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, nous ne pouvons garantir qu'une partie ne manquera pas à ses obligations. Si nos cocontractants ne sont pas en mesure de respecter leurs obligations, nous pourrions subir une réduction de nos produits opérationnels, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Nous ne sommes pas en mesure de souscrire une assurance couvrant tous les risques éventuels et pourrions nous voir imposer des primes d'assurance plus élevées.

Nos activités sont exposées à des risques inhérents à la construction et à l'exploitation de centrales de production d'électricité tels que les pannes, les vices de fabrication, les catastrophes naturelles, le vol, les attentats terroristes et le sabotage. Nous sommes également exposés aux risques environnementaux. Nous souscrivons auprès d'assureurs solvables des contrats d'assurance qui nous protègent contre les risques habituels liés à nos activités. Toutefois, nos contrats d'assurance ne couvrent pas les pertes découlant de cas de force majeure, de catastrophes naturelles, d'attentats terroristes ou de sabotage, entre autres. En outre, nous ne souscrivons généralement pas d'assurance contre certains risques environnementaux, comme la contamination de l'environnement. Nos contrats d'assurance font l'objet d'un examen annuel par les assureurs respectifs et pourraient ne pas être renouvelés ou ne pas l'être selon des modalités semblables ou avantageuses. Une perte importante non assurée ou une perte grandement supérieure aux limites de nos contrats d'assurance, ou encore l'incapacité de renouveler ces contrats d'assurance selon des modalités semblables ou avantageuses pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre situation financière et nos résultats opérationnels.

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 trois conventions collectives, visant 115 de nos employés, en 2015 et sept conventions collectives, visant 691 employés au total, en 2016. 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'œuvre 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.

Nous pouvons chercher à faire des acquisitions dans de nouveaux marchés qui sont assujettis à la réglementation de divers gouvernements et organismes de réglementation étrangers et à l'application de lois étrangères. Ces lois ou règlements étrangers peuvent ne pas conférer le même type de certitude juridique et de droits, relativement aux liens contractuels de la Société dans ces pays, que ceux accordés à ses projets actuellement, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société de tirer des revenus ou de faire valoir ses droits en lien avec les activités qu'elle exerce à l'étranger. De plus, les lois et règlements de certains pays peuvent limiter la capacité de la Société de détenir une participation majoritaire dans certains des projets que la Société pourrait acquérir, restreignant ainsi sa capacité de contrôler l'exploitation de ces projets. Toute exploitation, nouvelle ou existante, peut aussi être assujettie à des risques considérables de nature politique, économique et financière, qui varient selon le pays et qui comprennent : a) les changements touchant les politiques ou le personnel des gouvernements; b) les changements touchant la conjoncture économique générale; c) les restrictions visant le transfert ou la conversion des devises; d) les changements dans les relations de travail; e) l'instabilité politique et l'agitation civile; f) les changements réglementaires ou autres touchant le marché local de l'électricité; et g) la violation ou la répudiation d'importants engagements contractuels par des entités gouvernementales ainsi que l'expropriation et la confiscation des actifs et des centrales pour moins que la juste valeur marchande de ceux-ci.

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 2014, nous comptons 2 786 employés actifs, qu'ils soient employés à temps plein, à temps partiel ou temporaires. De ce nombre, 1 405 employés appartenaient à notre secteur Production; 77, à notre secteur Commercialisation des produits énergétiques; 751, à SunHills; et les 553 autres employés, à notre secteur Siège social. Environ 54 % de nos employés sont syndiqués. Nous sommes actuellement partie à 12 conventions collectives

différentes. En 2014, nous avons renouvelé quatre de ces conventions collectives, dont une devait expirer en 2014 et trois avaient expiré en 2013, mais ont été ratifiées en 2014.

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 18 février 2015, nous avons 276 990 304 actions ordinaires en circulation et 12 000 000 d'actions privilégiées de premier rang série A, 11 000 000 d'actions privilégiées de premier rang série C, 9 000 000 d'actions privilégiées de premier rang série E et 6 600 000 actions privilégiées de premier rang série G 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 Corporation 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 Corporation avant que tous les dividendes cumulatifs accumulés sur toutes les actions privilégiées de premier rang en circulation n'aient été versés ou 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 Corporation avant que les porteurs d'actions privilégiées de premier rang n'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'acquiescer 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

Au total, 12,0 millions d'actions privilégiées à taux rajustable, série A ont été émises le 10 décembre 2010 avec un coupon de 4,60 % (« actions de série A ») en contrepartie d'un produit brut de 300 M\$. 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, payables trimestriellement 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^e 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, à son gré, en totalité ou en partie, le 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 exclusivement (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 (« taux des bons du Trésor ») (qui signifie le rendement

moyen exprimé sous forme de taux annuel des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours publié par la Banque du Canada pour la dernière enchère de bons du Trésor précédant la date de calcul du taux variable applicable) 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.

Droits de vote

Les porteurs des actions de série A ne disposent d'aucun droit de vote et n'ont pas le droit de recevoir d'avis de convocation aux assemblées des actionnaires ni d'y assister, à moins qu'il n'existe un arriéré de six dividendes trimestriels, consécutifs ou non, sur les actions de série A. Tant que tous les arriérés de dividendes n'auront pas été versés, les porteurs d'actions de série A auront le droit de recevoir les avis de convocation à toutes les assemblées des actionnaires auxquelles des administrateurs doivent être élus (sauf les assemblées distinctes des porteurs d'une autre catégorie ou série d'actions), d'assister à toutes ces assemblées et d'y exercer un droit de vote par action de série A détenue relativement à toutes les questions soumises au vote des actionnaires, de même que le droit conféré aux porteurs de toutes les séries d'actions privilégiées de premier rang, votant comme porteurs d'actions d'une catégorie combinée, d'élire 2 administrateurs de la Société si le conseil se compose alors de moins de 16 administrateurs ou 3 administrateurs si le conseil se compose alors de 16 administrateurs ou plus. Sinon, sauf dans les cas où la loi pourrait l'exiger, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang n'ont pas le droit de voter aux assemblées des actionnaires de la Société, ni de recevoir les avis de convocation à ces assemblées, ni d'y assister.

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

Un total de 11,0 millions d'actions privilégiées à taux rajustable, série C ont été émises le 30 novembre 2011 avec un coupon de 4,60 % (« actions de série C ») en contrepartie d'un produit brut de 275 M\$, comme il en est question à 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

tendus 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^e 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, à son gré, en totalité ou en partie, le 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 exclusivement (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 millième 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.

Droits de vote

Les porteurs des actions de série C ne disposent d'aucun droit de vote et n'ont pas le droit de recevoir d'avis de convocation aux assemblées des actionnaires ni d'y assister, à moins qu'il n'existe un arriéré de six dividendes trimestriels, consécutifs ou non, sur les actions de série C. Tant que tous les arriérés de dividendes n'auront pas été versés, les porteurs d'actions de série C auront le droit de recevoir les avis de convocation à toutes les assemblées des actionnaires auxquelles des administrateurs doivent être élus (sauf les assemblées distinctes des porteurs d'une autre catégorie ou série d'actions), d'assister à toutes ces assemblées et d'y exercer un droit de vote par action de série C détenue relativement à toutes les questions soumises au vote des actionnaires, de même que le droit conféré aux porteurs de toutes les séries d'actions privilégiées de premier rang, votant comme porteurs d'actions d'une catégorie combinée, d'élire 2 administrateurs de la Société si le conseil se compose alors de moins de 16 administrateurs ou 3 administrateurs si le conseil se compose alors de 16 administrateurs ou plus. Sinon, sauf dans les cas où la loi pourrait l'exiger, les

porteurs d'actions privilégiées de premier rang n'ont pas le droit de voter aux assemblées des actionnaires de la Société, ni de recevoir les avis de convocation à ces assemblées, ni d'y assister.

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.

Actions de série E

Un total de 9,0 millions d'actions privilégiées à taux rajustable, série E ont été émises le 10 août 2012 avec un coupon de 5,00 % (« actions de série E ») en contrepartie d'un produit brut de 225 M\$, comme il en est question à la rubrique « *Développement général de l'activité* ». Certaines dispositions des actions de série E sont décrites ci-dessous.

Dividendes sur les actions de série E

Les porteurs d'actions de série E 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 E 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 Corporation à la date de calcul du taux fixe (le 30^e 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 3,65 %. Cet écart s'appliquera aux actions de série E et aux actions de série F décrites ci-après et demeurera le même pendant la durée des actions de série E.

Rachat des actions de série E

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

Si nous avisons les porteurs des actions de série E du rachat de la totalité des actions de série E, le droit d'un porteur d'actions de série E de convertir ces actions de série E prend fin et nous ne sommes pas tenus d'aviser les porteurs inscrits des actions de série E 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 E.

Conversion des actions de série E en actions de série F

Les porteurs d'actions de série E 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 F de TransAlta (« actions de série F »), à certaines conditions, le 30 septembre 2017 et le 30 septembre tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions de série F 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 millième pour cent le plus près), correspondant à la somme du taux des bons du Trésor à la date applicable et de 3,65 %) 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 3,65 %.

Les actions de série E et les actions de série F 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 E et les actions de série F 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.

Droits de vote

Les porteurs des actions de série E ne disposent d'aucun droit de vote et n'ont pas le droit de recevoir d'avis de convocation aux assemblées des actionnaires ni d'y assister, à moins qu'il n'existe un arriéré de six dividendes trimestriels, consécutifs ou non, sur les actions de série E. Tant que tous les arriérés de dividendes n'auront pas été versés, les porteurs d'actions de série E auront le droit de recevoir les avis de convocation à toutes les assemblées des actionnaires auxquelles des administrateurs doivent être élus (sauf les assemblées distinctes des porteurs d'une autre catégorie ou série d'actions), d'assister à toutes ces assemblées et d'y exercer un droit de vote par action de série E détenue relativement à toutes les questions soumises au vote des actionnaires, de même que le droit conféré aux porteurs de toutes les séries d'actions privilégiées de premier rang, votant comme porteurs d'actions d'une catégorie combinée, d'élire 2 administrateurs de la Société si le conseil se compose alors de moins de 16 administrateurs ou 3 administrateurs si le conseil se compose alors de 16 administrateurs ou plus. Sinon, sauf dans les cas où la loi pourrait l'exiger, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang n'ont pas le droit de voter aux assemblées des actionnaires de la Société, ni de recevoir les avis de convocation à ces assemblées, ni d'y assister.

Modification

Les dispositions relatives aux séries rattachées aux actions de série E peuvent être modifiées par l'approbation écrite de tous les porteurs des actions de série E 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 G

Au total, 6,6 millions d'actions privilégiées à taux rajustable, série G ont été émises le 15 août 2014 avec un coupon de 5,30 % (« actions de série G ») en contrepartie d'un produit brut de 165 M\$, comme il en est question à la rubrique « Développement général de l'activité ». Certaines dispositions des actions de série G sont décrites ci-dessous.

Dividendes sur les actions de série G

Les porteurs d'actions de série G 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 G ont le droit de recevoir, à mesure que le conseil en déclare, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs fixes, payables trimestriellement 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^e 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 3,80 %. Cet écart s'appliquera aux actions de série G et aux actions de série H décrites ci-après et demeurera le même pendant la durée des actions de série G.

Rachat des actions de série G

Les actions de série G peuvent être rachetées par TransAlta, à son gré, en totalité ou en partie, le 30 septembre 2019 et le 30 septembre 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 exclusivement (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir).

Si nous avisons les porteurs des actions de série G du rachat de la totalité des actions de série G, le droit d'un porteur d'actions de série G de convertir ces actions de série G prend fin et nous ne sommes pas tenus d'aviser les porteurs inscrits des actions de série G 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 G.

Conversion des actions de série G en actions de série H

Les porteurs d'actions de série G 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 H de TransAlta (« actions de série H »), à certaines conditions, le 30 septembre 2019 et le 30 septembre tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions de série H 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 millièmme pour cent le plus près) correspondant à la somme du taux des bons du Trésor à la date applicable et de 3,80 %) 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 3,80 %.

Les actions de série G et les actions de série H 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 G et les actions de série H 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.

Droits de vote

Les porteurs des actions de série G ne disposent d'aucun droit de vote et n'ont pas le droit de recevoir d'avis de convocation aux assemblées des actionnaires ni d'y assister, à moins qu'il n'existe un arriéré de six dividendes trimestriels, consécutifs ou non, sur les actions de série G. Tant que tous les arriérés de dividendes n'auront pas été versés, les porteurs d'actions de série G auront le droit de recevoir les avis de convocation à toutes les assemblées des actionnaires auxquelles des administrateurs doivent être élus (sauf les assemblées distinctes des porteurs d'une autre catégorie ou série d'actions), d'assister à toutes ces assemblées et d'y exercer un droit de vote par action de série G détenue relativement à toutes les questions soumises au vote des actionnaires, de même que le droit conféré aux porteurs de toutes les séries d'actions privilégiées de premier rang, votant comme porteurs d'actions d'une catégorie combinée, d'élire 2 administrateurs de la Société si le conseil se compose alors de moins de 16 administrateurs ou 3 administrateurs si le conseil se compose alors de 16 administrateurs ou plus. Sinon, sauf dans les cas où la loi pourrait l'exiger, les

porteurs d'actions privilégiées de premier rang n'ont pas le droit de voter aux assemblées des actionnaires de la Société, ni de recevoir les avis de convocation à ces assemblées, ni d'y assister.

Modification

Les dispositions relatives aux séries rattachées aux actions de série G peuvent être modifiées par l'approbation écrite de tous les porteurs des actions de série G 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 8 mai 2013, la Société a annoncé la suspension du volet Premium Dividend™ de son Plan après le versement du dividende trimestriel du 1^{er} juillet 2013. Le Plan actuel offre aux actionnaires admissibles de TransAlta la possibilité de réinvestir des dividendes avec un escompte actuel de 3 % (pouvant être de 0 à 5 % à la discrétion du conseil) par rapport au cours du marché moyen en vue de l'achat de nouvelles actions de TransAlta.

Les actionnaires admissibles qui participent au volet Réinvestissement des dividendes peuvent 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 2014, S&P nous avait accordé la note d'émetteur BBB- (stable), DBRS, la note d'émetteur BBB (stable) et Fitch, la note d'émetteur BBB- (stable).

Dette à long terme non garantie de premier rang

Au 31 décembre 2014, 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, la note Baa3 (négative) de Moody's et la note BBB- (stable) de Fitch. 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, de S&P et de Fitch, 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 capacité de paiement des obligations financières est considérée comme acceptable, mais l'entité peut être vulnérable aux événements futurs. Les sous-catégories « haut » ou « bas » indiquent la valeur relative à l'intérieur d'une catégorie de notation pour toutes les catégories de notation, sauf les catégories AAA et D. DBRS attribue également des tendances « positive », « stable » ou « négative » à chacune de ses notes. La tendance indique le sens dans lequel DBRS estime que la notation se dirige si les tendances du moment persistent ou, dans certains cas, à moins que les difficultés ne soient surmontées.

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. Moody's peut aussi attribuer une perspective positive, négative, stable ou en évolution à sa notation. Une perspective stable indique une faible probabilité que la note change à moyen terme. Une perspective négative, positive ou en évolution indique une probabilité plus élevée que la note change à moyen terme.

Le système de notation de Fitch décrit la désignation BBB comme une note indiquant que les attentes de risque de défaut sont actuellement faibles. Néanmoins, des changements négatifs touchant les circonstances ou la situation économique seraient vraisemblablement susceptibles de porter atteinte à cette capacité. Les signes « + » ou « - » peuvent être ajoutés aux notes de défaut émetteur à long terme comprises entre AA et B.

Nous nous efforçons de conserver une situation financière solide et de solides ratios de couverture par les flux afin de bénéficier de notes de crédit de bonne qualité et stables. Notre note de crédit de première qualité, les facilités de crédit à notre disposition, nos flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation et notre profil contrôlable d'échéances de la dette nous procurent une bonne souplesse financière. C'est pourquoi nous pouvons nous montrer sélectifs lorsque vient le temps de décider de nous tourner ou non vers les marchés financiers pour obtenir du financement.

Actions privilégiées

Les actions privilégiées de série A, de série C, de série E et de série G ont toutes reçu la note Pfd-3 (stable) de DBRS et la note P-3 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 sont moins exposés au risque de non-remboursement que d'autres émissions spéculatives. Toutefois, le débiteur est exposé à d'importantes incertitudes continues ou à une conjoncture des affaires ou à une conjoncture financière ou économique défavorables qui pourraient faire en sorte qu'il ne dispose pas de ressources suffisantes pour s'acquitter de son engagement financier à l'égard de l'obligation. Cette notation vient au troisième rang des huit catégories de l'échelle de notation nationale des actions privilégiées canadiennes de S&P. 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, DBRS et Fitch, 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, DBRS ou Fitch dans l'avenir si, à leur avis, les circonstances le justifient.

Nous avons versé une rémunération à S&P, à DBRS et à Fitch pour leurs services de notation, mais n'avons pas versé de rémunération à d'autres agences de notation au cours des deux derniers exercices. Nous avons également versé une rémunération à Moody's pour ses services de notation et pour certains autres services qu'elle a fournis à la Société en 2014.

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>	
2012	Premier trimestre	0,29 \$
	Deuxième trimestre	0,29 \$
	Troisième trimestre	0,29 \$
	Quatrième trimestre	0,29 \$
2013	Premier trimestre	0,29 \$
	Deuxième trimestre	0,29 \$
	Troisième trimestre	0,29 \$
	Quatrième trimestre	0,29 \$
2014	Premier trimestre	0,29 \$
	Deuxième trimestre	0,18 \$
	Troisième trimestre	0,18 \$
	Quatrième trimestre	0,18 \$

Le 23 janvier 2015, le conseil a déclaré un dividende en espèces de 0,18 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} avril 2015 aux actionnaires inscrits le 2 mars 2015. Ce dividende est conforme au dividende réévalué qui a été annoncé en février 2014, soit un dividende annualisé de 0,72 \$ par action ordinaire.

Actions de série A

<u>Période</u>	<u>Dividende par action privilégiée de série A</u>	
2012	Premier trimestre	0,2875 \$
	Deuxième trimestre	0,2875 \$
	Troisième trimestre	0,2875 \$
	Quatrième trimestre	0,2875 \$
2013	Premier trimestre	0,2875 \$
	Deuxième trimestre	0,2875 \$
	Troisième trimestre	0,2875 \$
	Quatrième trimestre	0,2875 \$
2014	Premier trimestre	0,2875 \$
	Deuxième trimestre	0,2875 \$
	Troisième trimestre	0,2875 \$
	Quatrième trimestre	0,2875 \$

Le 23 janvier 2015, le conseil a déclaré un dividende en espèces de 0,2875 \$ par action de série A, payable le 31 mars 2015 aux actionnaires inscrits le 2 mars 2015.

Actions de série C

<u>Période</u>		<u>Dividende par action privilégiée de série C</u>
2012	Premier trimestre ¹	0,3844 \$
	Deuxième trimestre	0,2875 \$
	Troisième trimestre	0,2875 \$
	Quatrième trimestre	0,2875 \$
2013	Premier trimestre	0,2875 \$
	Deuxième trimestre	0,2875 \$
	Troisième trimestre	0,2875 \$
	Quatrième trimestre	0,2875 \$
2014	Premier trimestre	0,2875 \$
	Deuxième trimestre	0,2875 \$
	Troisième trimestre	0,2875 \$
	Quatrième trimestre	0,2875 \$

Note :

- 1) Le 25 janvier 2012, le conseil a approuvé un dividende initial de 0,3844 \$ par action de série C pour la période s'étendant de la date d'émission, soit le 29 novembre 2011, au 31 mars 2012.

Le 23 janvier 2015, le conseil a déclaré un dividende en espèces de 0,2875 \$ par action de série C, payable le 31 mars 2015 aux actionnaires inscrits le 2 mars 2015.

Actions de série E

<u>Période</u>		<u>Dividende par action privilégiée de série E</u>
2012	Quatrième trimestre ¹	0,4897 \$
2013	Premier trimestre	0,3125 \$
	Deuxième trimestre	0,3125 \$
	Troisième trimestre	0,3125 \$
	Quatrième trimestre	0,3125 \$
2014	Premier trimestre	0,3125 \$
	Deuxième trimestre	0,3125 \$
	Troisième trimestre	0,3125 \$
	Quatrième trimestre	0,3125 \$

Note :

- 1) Le 24 octobre 2012, le conseil a approuvé un dividende initial de 0,4897 \$ par action de série E pour la période s'étendant de la date d'émission, soit le 10 août 2012, au 31 décembre 2012.

Le 23 janvier 2015, le conseil a déclaré un dividende en espèces de 0,3125 \$ par action de série E, payable le 31 mars 2015 aux actionnaires inscrits le 2 mars 2015.

Actions de série G

<u>Période</u>		<u>Dividende par action privilégiée de série G</u>
2014	Quatrième trimestre ¹	0,501 \$

Note :

1) Le 29 octobre 2014, le conseil a approuvé un dividende initial de 0,501 \$ par action de série G pour la période s'étendant de la date d'émission, soit le 15 août 2014, au 31 décembre 2014.

Le 23 janvier 2015, le conseil a déclaré un dividende en espèces de 0,33125 \$ par action de série G, payable le 31 mars 2015 aux actionnaires inscrits le 2 mars 2015.

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Actions ordinaires

Nos actions ordinaires sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto (« TSX ») sous le symbole « TA » et de la Bourse de New York (« NYSE ») 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>	
<u>2014</u>			
Janvier	14,66	13,41	14 621 490
Février	14,97	12,43	30 265 151
Mars	13,12	12,51	18 036 710
Avril	13,57	12,60	16 589 651
Mai	13,55	12,90	14 648 189
Juin	13,09	12,63	10 949 642
Juillet	13,21	12,32	10 573 315
Août	12,94	12,24	8 545 483
Septembre	12,54	11,45	16 923 510
Octobre	11,88	10,54	17 870 362
Novembre	11,68	10,40	19 280 760
Décembre	11,34	9,63	25 999 048
<u>2015</u>			
Janvier	11,26	10,46	14 756 657
Février (jusqu'au 18)	11,40	10,74	7 467 706

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 ¹	12 000 000 d'actions de série A	25,00 \$	Placement public

Note :

1) Les actions de série A ont été émises dans le cadre d'un appel public à l'épargne fait aux termes d'un supplément de prospectus daté du 3 décembre 2010.

Mois	Cours (\$)		Volume
	Haut	Bas	
2014			
Janvier	17,92	16,75	351 742
Février	17,30	16,42	234 210
Mars	16,87	16,25	306 388
Avril	18,62	16,74	432 693
Mai	19,92	18,68	385 453
Juin	19,24	18,65	168 442
Juillet	19,25	18,77	229 648
Août	19,00	18,38	159 954
Septembre	18,70	16,79	209 136
Octobre	17,19	15,87	507 516
Novembre	15,90	15,40	451 063
Décembre	15,69	14,26	748 336
2015			
Janvier	15,24	13,86	172 295
Février (jusqu'au 18)	14,30	12,25	226 385

Actions de série C

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

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

Note :

1) Les 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.

Mois	Cours (\$)		Volume
	Haut	Bas	
2014			
Janvier	20,56	19,00	385 319
Février	20,50	19,80	212 813
Mars	20,29	19,72	219 370
Avril	21,65	19,97	212 068
Mai	22,40	21,49	420 108
Juin	22,14	21,20	376 039
Juillet	22,40	22,00	218 159
Août	22,33	21,40	187 935
Septembre	21,68	21,15	137 610
Octobre	21,22	19,44	162 271
Novembre	19,98	18,94	276 397
Décembre	19,46	17,40	393 321
2015			
Janvier	19,25	17,45	152 810
Février (jusqu'au 18)	17,99	17,05	88 292

Actions de série E

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

<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 août 2012 ¹	9 000 000 d'actions de série E	25,00 \$	Placement public

Note :

1) Les actions de série E ont été émises dans le cadre d'un placement public fait aux termes d'un supplément de prospectus daté du 3 août 2012.

<u>Mois</u>	<u>Cours (\$)</u>		<u>Volume</u>
	<u>Haut</u>	<u>Bas</u>	
2014			
Janvier	23,19	22,10	127 288
Février	22,95	22,20	147 505
Mars	22,73	22,32	121 986
Avril	23,25	22,40	134 548
Mai	24,35	22,88	251 097
Juin	24,12	23,64	244 358
Juillet	24,39	23,82	155 720
Août	24,49	23,50	123 315
Septembre	23,84	22,85	126 887
Octobre	23,42	21,77	144 307
Novembre	22,27	21,33	168 885
Décembre	21,54	19,49	466 089
2015			
Janvier	21,60	19,30	144 409
Février (jusqu'au 18)	19,94	18,85	134 319

Actions de série G

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

<u>Date(s) d'émission</u>	<u>Nombre de titres</u>	<u>Prix d'émission par titre</u>	<u>Description de l'opération</u>
15 août 2014 ¹	6 600 000 actions de série G	25,00 \$	Placement public

Note :

1) Nos actions de série G ont été émises dans le cadre d'un placement public fait aux termes d'un supplément de prospectus daté du 8 août 2014.

<u>Mois</u>	<u>Cours (\$)</u>		<u>Volume</u>
	<u>Haut</u>	<u>Bas</u>	
2014			
Août	24,84	24,60	644 122
Septembre	24,90	24,17	207 943
Octobre	24,75	21,91	201 838
Novembre	23,23	22,05	179 033
Décembre	22,34	20,20	451 547
2015			
Janvier	22,34	20,10	164 710
Février (jusqu'au 18)	21,90	20,33	103 280

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 18 février 2015, 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 ¹	Administrateur depuis	Occupation principale
<p>William D. Anderson Ontario, Canada</p>	<p>2003</p>	<p>M. Anderson est administrateur de sociétés et exerce des fonctions de chef d'entreprise au Canada depuis plus de 30 ans. Il 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 en exploitation d'envergure en plus d'être le 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 actions, de nombreuses opérations d'acquisition et d'aliénation d'entreprises ainsi que des restructurations d'entreprises et d'activités. Il a également travaillé pendant près de 20 ans au cabinet d'expertise comptable KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., dont il a été associé pendant 11 ans.</p> <p>M. Anderson est actuellement président du conseil d'administration de Les Vêtements de sport Gildan Inc. et administrateur de la Financière Sun Life Inc. M. Anderson a déjà été administrateur de BCE Emergis Inc., de Bell Cablemedia plc, de Bell Canada International Inc., du Groupe CGI Inc., d'Hôtels Quatre Saisons Inc., de Sears Canada Inc., de Videotron Holdings plc. et de Nordion Inc. (auparavant MDS Inc.).</p> <p>M. Anderson est titulaire d'un baccalauréat en administration des affaires de l'Université Western Ontario et il est Fellow des Comptables professionnels agréés de l'Ontario et de l'Institut des administrateurs de sociétés.</p> <p>Membre du comité d'audit et des risques et du comité de gouvernance et de l'environnement du conseil.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence ¹	Administrateur depuis	Occupation principale
John P. Dielwart Alberta, Canada	2014	<p>M. Dielwart était auparavant chef de la direction d'ARC Resources Ltd., laquelle est la propriétaire et l'exploitante d'avoires pétroliers et gaziers dans l'Ouest canadien. Il a supervisé la croissance d'ARC Resources Ltd. depuis son démarrage en 1996 jusqu'à ce qu'elle devienne une société dont la capitalisation boursière atteignait environ 10 G\$.</p> <p>Après avoir pris sa retraite d'ARC Resources Ltd. le 1^{er} janvier 2013, M. Dielwart s'est joint à nouveau à ARC Financial Corp. en qualité de vice-président du conseil. ARC Financial Corp. est le principal gestionnaire canadien de capital-investissement axé sur l'énergie et gère des capitaux de 3,7 G\$. M. Dielwart assure son soutien à l'équipe de direction de cette entreprise dans les domaines de la gouvernance interne et de la prise de décisions en matière de placement. Grâce à sa vaste expérience en création, mise sur pied et direction de l'une des sociétés pétrolières et gazières parmi les plus fructueuses du Canada, le mentorat auprès des employés d'ARC Financial Corp. et la gestion des sociétés dans lesquelles celle-ci investit constituent certaines de ses principales responsabilités. Il est membre du comité des investissements et du comité de la stratégie d'ARC Financial Corp. et représente actuellement ARC Financial Corp. au conseil de Modern Resources Ltd. et d'Aspenleaf Energy Limited.</p> <p>Avant de se joindre à ARC Financial Corp. en 1994, M. Dielwart a travaillé pendant 12 ans pour un grand cabinet de génie-conseil en pétrole et en gaz naturel établi à Calgary en qualité de vice-président principal et d'administrateur et y a acquis de vastes connaissances techniques sur les terrains pétrolifères et gazifères de l'Ouest canadien. M. Dielwart a également travaillé pendant les cinq premières années de sa carrière auprès d'une société pétrolière et gazière multinationale.</p> <p>M. Dielwart est actuellement administrateur d'ARC Resources Ltd., de Denbury Resources Inc. et de Tesco Corporation.</p> <p>M. Dielwart est titulaire d'un baccalauréat ès sciences avec distinction (génie civil) de l'Université de Calgary. Il est membre de l'Association of Professional Engineers and Geoscientists of Alberta (APEGA) et a déjà été président du conseil d'administration de l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP).</p> <p>Membre du comité d'audit et des risques et du comité de gouvernance et de l'environnement du conseil.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence ¹	Administrateur depuis	Occupation principale
Timothy W. Faithfull Oxford, R.-U.	2003	<p>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 produits pétroliers et le GNL. En tant que président et chef de la direction de Shell Canada Limitée, il a été responsable de la concrétisation du projet de 6 G\$ 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 de pétrole brut mondiales 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 des opérations commerciales relatives aux produits pétroliers de Shell en Asie-Pacifique.</p> <p>Au cours de son séjour à Singapour, il a été administrateur de la DBS Bank et de l'Autorité du port de Singapour. Il a été administrateur du principal centre d'arts et de théâtre de Singapour. À Calgary, il a été membre du conseil de la Calgary Health Trust et de l'Epcor Arts Centre.</p> <p>Au Royaume-Uni, il est administrateur de Shell Pension Trust Limited, dont il préside le comité technique. Il est le président du conseil de Starehe UK et administrateur du Canada UK Colloquium, toutes des entités non cotées en bourse. Il siège au comité d'examen des dons de l'Université d'Oxford. M. Faithfull est aussi administrateur d'ICE Futures Europe et de LIFFE Administration and Management ainsi qu'administrateur de Canadian Natural Resources Limited. Il a déjà été administrateur de l'Enerflex Systems Income Fund, de la Compagnie de chemin de fer Canadien Pacifique et d'AMEC plc.</p> <p>M. Faithfull est titulaire d'une maîtrise ès arts de l'Université d'Oxford (philosophie, science politique et économie) et est un « Distinguished Friend » de l'Université d'Oxford.</p> <p>Président du comité des ressources humaines du conseil.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence¹	Administrateur depuis	Occupation principale
Dawn L. Farrell Alberta, Canada	2012	<p>M^{me} 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, Activités commerciales et développement, de 2008 à 2009.</p> <p>M^{me} Farrell compte plus de 30 ans d'expérience dans l'industrie de l'électricité, où elle a occupé 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>De 2003 à 2006, M^{me} Farrell a agi à titre de vice-présidente à la direction, Production chez BC Hydro. En 2006, elle a été nommée vice-présidente à la direction, Ingénierie, relations avec les peuples autochtones et production.</p> <p>M^{me} Farrell siège au conseil d'administration du Conference Board du Canada et du Conseil canadien des chefs d'entreprise. Elle a déjà siégé, notamment, au conseil d'administration du Stampede de Calgary, 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>M^{me} Farrell est titulaire d'un baccalauréat en commerce, avec une majeure en finances, et d'une maîtrise en économie de l'Université de Calgary. Elle a aussi suivi le programme intitulé Advanced Management Program de l'Université Harvard.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence ¹	Administrateur depuis	Occupation principale
Alan J. Fohrer Californie, États-Unis	2013	<p>M. Fohrer est administrateur de sociétés. Il était auparavant président du conseil et chef de la direction de la Southern California Edison Company, filiale d'Edison International (« Edison ») et l'une des plus grandes sociétés de service public d'électricité des États-Unis. Il a été élu chef de la direction en 2002 et président du conseil en 2007. En 2000, M. Fohrer a été élu président et chef de la direction d'Edison Mission Energy (« EME »), la filiale d'Edison qui possède et exploite des installations électriques indépendantes. Au cours de son mandat au sein d'EME, M. Fohrer a restructuré certains des projets internationaux, accroissant ainsi la valeur des actifs vendus au cours des années subséquentes. M. Fohrer a également été vice-président directeur, trésorier et chef des finances d'Edison et de la SCE de 1995 à 1999. Après 37 ans de service au sein d'Edison, M. Fohrer a pris sa retraite en décembre 2010.</p> <p>M. Fohrer siège actuellement au conseil de PNM Resources, Inc., société de portefeuille ouverte dans le secteur de l'énergie, de MWH Global, Inc., société internationale fermée de génie et de construction axée sur des projets hydrauliques et d'eaux usées, d'Osrose Utilities Services, Inc., société fermée fournisseur de services aux entités de services publics, de Blue Shield of California, fournisseur d'assurance-maladie à but non lucratif, et de Synagro, société de gestion de déchets.</p> <p>M. Fohrer a siégé au conseil d'administration de l'Institute of Nuclear Power Operations, de la California Chamber of Commerce et de Duratek, Inc., société de services nucléaires inscrite en bourse. Il est aussi membre du Viterbi School of Engineering Board of Councilors de la University of Southern California et président de la California Science Centre Foundation.</p> <p>M. Fohrer est titulaire d'une maîtrise en génie civil de la University of Southern California ainsi que d'une maîtrise en administration des affaires de la California State University.</p> <p>Membre du comité d'audit et des risques et du comité de gouvernance et de l'environnement du conseil.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence ¹	Administrateur depuis	Occupation principale
L'ambassadeur Gordon D. Giffin² Géorgie, É.-U.	2002	<p>M. Giffin est associé principal du cabinet d'avocats McKenna Long & Aldridge, où il occupe un bureau tant à Washington, D.C. qu'à Atlanta. Il s'occupe principalement d'opérations internationales liées au commerce, à l'énergie et à la politique publique. Il a exercé sa profession d'avocat en cabinet et au service du gouvernement pendant plus de 40 ans. Il a occupé la fonction d'ambassadeur des États-Unis au Canada et fut alors chargé de gérer les relations bilatérales Canada-États-Unis, notamment la politique énergétique et environnementale, d'août 1997 à avril 2001. Auparavant, il a été chef du contentieux et directeur législatif pour le sénateur américain Sam Nunn, assumant la responsabilité des activités juridiques et législatives du bureau.</p> <p>La carrière de M. Giffin a suivi deux voies distinctes, soit le droit et la fonction publique. Il a été avocat dans le secteur de l'énergie pendant trois décennies, instruisant plusieurs causes liées à la réglementation du secteur de l'énergie devant les tribunaux administratifs et judiciaires fédéraux et de différents États et s'occupant de différentes opérations, y compris des fusions et des acquisitions. Pendant une dizaine d'années où il a fait partie de la fonction publique, il a été avocat et conseiller juridique principal (<i>senior attorney and advisor</i>) du Sénat américain, où il a notamment travaillé à d'importantes mesures de politique publique dans le domaine de l'énergie. Au cours des quatre années pendant lesquelles il a été ambassadeur des États-Unis au Canada, il était chef de la direction d'une grande entreprise gouvernementale dont les effectifs dépassaient un millier de personnes réparties dans tout le Canada. Il était notamment responsable de toutes les questions de principe touchant la politique américaine dans le contexte canado-américain, notamment en matière énergétique. Il possède une expérience considérable des questions touchant à la fois la politique industrielle et la politique publique.</p> <p>Depuis qu'il a quitté la fonction publique, il a repris l'exercice de la profession d'avocat sur le continent et continue de participer activement aux mesures d'intérêt public grâce à son appartenance au Council on Foreign Relations et à la Commission trilatérale.</p> <p>M. Giffin est actuellement administrateur de la Banque Canadienne Impériale de Commerce, de la Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada, de Canadian Natural Resources Limited, de Just Energy Group Inc. et d'Element Financial Corporation.</p> <p>M. Giffin est titulaire d'un baccalauréat ès arts de l'Université Duke et d'un juris doctor de la Faculté de droit de l'Université Emory.</p> <p>Président du conseil.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence ¹	Administrateur depuis	Occupation principale
P. Thomas Jenkins Alberta, Canada	2014	<p>M. Jenkins est actif depuis plus de 30 ans dans les domaines de l'innovation et du développement économique dans les secteurs privé et public. Il est actuellement président du conseil d'Open Text Corporation, entreprise multinationale de logiciels d'entreprise. Il a été nommé récemment chancelier de l'Université de Waterloo. Il est administrateur d'Open Text Corporation depuis 1994 et en est le président du conseil depuis 1998. De 1994 à 2005, M. Jenkins a été président et chef de la direction et, de 2005 à 2013, président exécutif du conseil et chef de la direction stratégique d'Open Text Corporation. Il avait occupé auparavant des fonctions techniques et des fonctions de gestion auprès de diverses sociétés technologiques.</p> <p>M. Jenkins est actuellement administrateur de Thomson Reuters Corporation et de la Société Financière Manuvie. Il est aussi administrateur de l'Institut C.D. Howe et administrateur du Conseil canadien des chefs d'entreprise. M. Jenkins a également été membre du conseil de BMC Software, Inc., société de logiciels établie à Houston, au Texas.</p> <p>M. Jenkins est titulaire d'un M.B.A. de la Schulich School of Business de l'Université York, d'un M.A.Sc. de l'Université de Toronto et d'un B.Eng. & Mgt. de l'Université McMaster. M. Jenkins est titulaire d'un doctorat honorifique en droit de l'Université de Waterloo et d'un doctorat honorifique en science militaire du Collège militaire royal du Canada. Il a reçu le prix de l'entrepreneur de l'année 2009 en Ontario, le prix L.W. Shemilt Distinguished Alumni Award de 2010 en génie de McMaster et le prix du leadership exécutif exceptionnel (<i>Outstanding Executive Leadership</i>) de 2012 de la Schulich School of Business. Il est Fellow de l'Académie canadienne du génie. M. Jenkins a reçu la Décoration des Forces canadiennes et la Médaille du jubilé de diamant de la reine. M. Jenkins est Officier de l'Ordre du Canada.</p>
C. Kent Jespersen ³ Alberta, Canada	2004	<p>Membre du comité d'audit et des risques du conseil.</p> <p>M. Jespersen est administrateur de sociétés et a passé sa carrière dans le secteur pétrolier et gazier, où il exerçait des fonctions de direction depuis plus de 30 ans. Il a 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 également président du conseil et chef de la direction de La Jolla Resources International Ltd. (conseils et investissements).</p> <p>M. Jespersen est titulaire d'un baccalauréat et d'une maîtrise en sciences de l'éducation de l'Université de l'Oregon.</p> <p>Membre du comité des ressources humaines du conseil.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence ¹	Administrateur depuis	Occupation principale
Michael M. Kanovsky Alberta, Canada	2004	<p>M. Kanovsky est ingénieur. Il 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 M\$ 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 Bonavista Energy Corporation (autrefois Bonavista Energy Trust), qui a connu une croissance lui permettant d'atteindre une capitalisation boursière de quelque 4,5 G\$ aujourd'hui.</p> <p>M. Kanovsky est titulaire d'un baccalauréat en génie mécanique de l'Université Queen's et d'une maîtrise en administration des affaires de la Richard Ivey School of Business de l'Université Western.</p> <p>Président du comité de gouvernance et de l'environnement du conseil.</p>
Karen E. Maidment Ontario, Canada	2010	<p>M^{me} Maidment est une membre de la haute direction aguerrie et est administratrice de sociétés. Elle 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 de BMO, M^{me} Maidment était responsable de toutes les opérations financières à l'échelle mondiale, de la gestion des risques, des affaires juridiques et de la conformité, des fusions et acquisitions de même que des communications. Auparavant, M^{me} Maidment a occupé divers postes de direction auprès de Clarica, compagnie d'assurance sur la vie de 1988 à 2000, notamment le poste de chef des finances. Elle a aussi dirigé le groupe de l'industrie des assurances qui a travaillé, avec le gouvernement, à la mise au point du régime de démutualisation des grandes sociétés d'assurance canadiennes en vue de leur transformation en sociétés ouvertes et de la réglementation s'y appliquant.</p> <p>M^{me} Maidment a été administratrice de Harris Bank, de BMO Nesbitt Burns, où elle était également présidente du comité d'audit, de la Société de la caisse de retraite de la Banque de Montréal, de Mutual Trustco, de MCAP Financial et de Mutual Group (U.S.). Elle est membre du conseil de la Princess Margaret Hospital Foundation.</p> <p>M^{me} Maidment est titulaire d'un baccalauréat en commerce de l'Université McMaster. Elle est comptable professionnelle agréée, comptable agréée et Fellow des Comptables professionnels agréés de l'Ontario.</p> <p>Présidente du comité d'audit et des risques du conseil.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence ¹	Administrateur depuis	Occupation principale
Yakout Mansour Californie, É.-U.	2011	<p>M. Mansour est administrateur de sociétés et compte plus de 40 ans d'expérience tant comme ingénieur que comme membre de la direction dans le secteur des services publics d'électricité au Canada, aux États-Unis et ailleurs dans le monde. Il a quitté son poste de président et chef de la direction de la California Independent System Operator Corporation (« CAISO ») en 2011, poste qu'il occupait depuis 2005. La CAISO est chargée d'exploiter et de contrôler 80 % du réseau électrique californien, de concevoir et d'exploiter le marché de l'électricité en Californie et est chargée de règlements totalisant plus de 8 G\$ par année. Sous la direction de M. Mansour, la CAISO a établi le marché et la base technique pour mettre en place des normes parmi les plus rigoureuses du monde en matière de portefeuille d'énergie renouvelable. Auparavant, M. Mansour avait occupé divers postes de haute direction auprès de BC Hydro et de la British Columbia Transmission Corporation, où il était chargé de l'exploitation, de la gestion d'actifs et des affaires entre services publics du réseau d'électricité.</p> <p>Ingénieur et Fellow de l'Institute of Electrical and Electronics Engineers, M. Mansour est l'auteur et le coauteur de nombreuses publications. Il est reconnu internationalement dans le domaine du génie énergétique et a reçu de nombreux prix importants pour son apport au secteur.</p> <p>En 2009, M. Mansour a été nommé au comité consultatif sur l'électricité du ministère de l'Énergie américain comme vice-président. Il a aussi siégé à divers comités de la North American Electric Reliability Corporation et de l'organisme l'ayant précédé, le CEGRE, au Transmission Council de l'Association canadienne de l'électricité et au conseil d'administration de l'Electric Power Research Institute.</p> <p>M. Mansour est titulaire d'un baccalauréat en génie électrique de l'Université d'Alexandrie ainsi que d'une maîtrise en sciences de l'Université de Calgary.</p> <p>Membre du comité d'audit et des risques du conseil.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence ¹	Administrateur depuis	Occupation principale
Georgia Nelson ⁴ Illinois, É.-U.	2014	<p>M^{me} Nelson est présidente et chef de la direction de PTI Resources, LLC, cabinet de services-conseils indépendant établi en 2005. M^{me} Nelson fait carrière depuis 35 ans dans le secteur de la production d'électricité, ayant exercé diverses fonctions de haute direction au sein d'Edison International et de ses filiales entre 1971 et 2005. Elle a été présidente de Midwest Generation Edison Mission Energy de 1999 jusqu'à sa retraite en 2005 et directrice générale d'EME Americas de 2002 à 2005. Elle était notamment responsable de la gestion des activités réglementées et non réglementées liées à l'électricité et d'une importante filiale effectuant des opérations sur les produits énergétiques, de même que de la construction et de l'exploitation de centrales électriques aux États-Unis, à Porto Rico, au Royaume-Uni, en Turquie, en Thaïlande, en Indonésie, en Australie et en Italie. M^{me} Nelson possède une vaste expérience en négociations commerciales internationales, en questions de politique environnementale et en ressources humaines.</p> <p>M^{me} Nelson est actuellement administratrice de Cummins Inc., de Ball Corporation et de Sims Metal Management Ltd. Elle est également administratrice de la société fermée CH2MHILL Corporation. Elle a été administratrice de Nicor, Inc.</p> <p>M^{me} Nelson est membre du comité exécutif du National Coal Council depuis 2000 et en a été la présidente de 2006 à 2008. Elle siège au comité consultatif du Center for Executive Women de l'Université Northwestern et donne souvent des conférences à la Kellogg School of Management de l'Université Northwestern sur des sujets liés au leadership et à la gouvernance. M^{me} Nelson a été nommée parmi les 100 administrateurs les plus reconnus de la National Association of Corporate Directors (« NACD ») (<i>NACD Directorship 100</i>) en 2012. Elle est membre du conseil Fellow de la NACD.</p> <p>M^{me} Nelson est titulaire d'un baccalauréat en sciences de l'Université Pepperdine et d'une maîtrise en administration des affaires de l'Université Southern California.</p> <p>Membre du comité des ressources humaines du conseil.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence ¹	Administrateur depuis	Occupation principale
Martha C. Piper Colombie-Britannique, Canada	2006	<p>M^{me} Piper est administratrice de sociétés et a été présidente et vice-chancelière de l'Université de la Colombie-Britannique (« UBC ») de 1997 à 2006 (éducation). Avant sa nomination à la 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^{me} Piper a aussi été nommée au conseil consultatif des sciences et de la technologie par le premier ministre du Canada et elle a été présidente du conseil de l'Institut national de nanotechnologie.</p> <p>M^{me} Piper siège aussi au conseil du Dalai Lama Centre for Peace & Education, de CARE Canada et de la Fondation Canadienne des Cellules Souches, toutes des entités non cotées en bourse.</p> <p>M^{me} Piper est titulaire d'un baccalauréat en physiothérapie de l'Université du Michigan, d'une maîtrise ès arts en développement de l'enfant de l'Université du Connecticut et d'un doctorat en philosophie (épidémiologie et biostatistique) de l'Université McGill. Elle est Officière de l'Ordre du Canada et récipiendaire de l'Ordre de la Colombie-Britannique.</p> <p>Membre du comité de gouvernance et de l'environnement et du comité des ressources humaines du conseil.</p>

Notes :

- 1) Les administrateurs suivants sont des résidents canadiens : William D. Anderson, John P. Dielwart, Dawn L. Farrell, P. Thomas Jenkins, C. Kent Jespersen, Michael M. Kanovsky, 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 *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (Canada) (« 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^{er} 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^{me} Nelson a été administratrice de Tower International (« Tower ») de 2000 à 2007. En février 2005, Tower a entrepris une restructuration volontaire en vertu du chapitre 11 du *Bankruptcy Code* des États-Unis. En juillet 2007, Tower a vendu la quasi-totalité de ses actifs à Tower Automotive, LLC, société appartenant au groupe de Cerberus Capital Management, L.P., et s'est affranchie des procédures de faillite.

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 18 février 2015, 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
Wayne Collins	Vice-président à la direction, Activités houillères et exploitation minière	Alberta, Canada
Dawn E. de Lima	Chef des ressources humaines et des communications	Alberta, Canada
Brett M. Gellner	Chef des placements	Alberta, Canada
Cynthia Johnston	Vice-présidente à la direction, Services du siège social	Alberta, Canada
David J. Koch	Vice-président, Contrôleur	Alberta, Canada
John H. Kousinioris	Chef des services juridiques et de la conformité	Alberta, Canada
Maryse C.C. St.-Laurent	Vice-présidente, Services juridiques et secrétaire de la Société	Alberta, Canada
Robert I. Schaefer	Vice-président à la direction, Opérations et commercialisation	Alberta, Canada
Todd J. Stack	Vice-président et trésorier	Alberta, Canada
Donald Tremblay	Chef des finances	Alberta, Canada

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

- Avant janvier 2012, M^{me} Farrell a été chef de l'exploitation de 2009 à 2011.
- Avant mai 2014, M. Collins était chef de l'exploitation de Stanwell Corporation Limited (société du secteur de l'électricité) en Australie. Avant juillet 2011, il était chef de la direction par intérim de Stanwell Corporation.
- Avant août 2013, M. Gellner était chef des finances de la Société. Avant juin 2010, il était vice-président, Activités commerciales de la Société.
- Avant septembre 2011, M^{me} Johnston était vice-présidente, Activités en ressources renouvelables.
- Avant mai 2011, M. Koch était vice-président, Financement des activités. Avant novembre 2010, il était vice-président, Activités financières.
- Avant décembre 2012, M. Kousinioris était associé et cochef du groupe du droit commercial et droit des sociétés au cabinet Bennett Jones LLP (cabinet d'avocats).
- Avant avril 2012, M^{me} de Lima était chef des ressources humaines et vice-présidente à la direction, Communications. Avant septembre 2011, M^{me} de Lima était chef des ressources humaines. Avant mars 2011, elle était vice-présidente, Gestion de la chaîne d'approvisionnement.
- Avant avril 2013, M. Schaefer était vice-président à la direction, Développement de la Société. Avant octobre 2011, il était vice-président, Activités commerciales et développement. Avant juin 2010, il était vice-président, Développement.
- Avant novembre 2012, M. Stack était trésorier. Avant mai 2011, M. Stack était trésorier adjoint. Avant octobre 2010, il était directeur principal, Activités de trésorerie.

- Avant mars 2014, M. Tremblay était vice-président à la direction de Brookfield Renewable Energy LP (société de services publics). Avant février 2011, il était vice-président à la direction et chef des finances d'Énergie renouvelable Brookfield Inc., gestionnaire du Fonds énergie renouvelable Brookfield.

Au 18 février 2015, 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 1 235 755 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 2015 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^{er} janvier 2014, 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 :

- i) 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
- ii) 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. Néanmoins, notre politique prévoit que chaque administrateur et chaque membre de la direction doivent se conformer aux obligations de divulgation de la LCSA en ce qui concerne tout intérêt important. Si un administrateur déclare un intérêt important, il ne peut voter sur la question visée si celle-ci fait l'objet d'un vote du conseil. De plus, l'administrateur ou le membre de la haute direction qui fait une déclaration d'intérêt important peut être prié de se retirer de la réunion ou l'assemblée, selon le cas, où cette question fait l'objet de délibérations.

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, veuillez consulter la note 34 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, lesquels états financiers sont intégrés dans les présentes par renvoi. Veuillez également vous reporter à la rubrique « *Documents intégrés par renvoi* ».

AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

La Société de fiducie CST 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 de série A, de série C, de série E et de série G. La Société de fiducie CST a succédé à la Compagnie Trust CIBC Mellon en qualité d'agent des transferts agissant pour nous. Le 1^{er} novembre 2010, la Compagnie Trust CIBC Mellon a vendu son entreprise de services aux émetteurs à la Société canadienne de transfert d'actions inc., laquelle a exploité l'entreprise au nom de la Compagnie Trust CIBC Mellon jusqu'au 30 août 2013, date à laquelle la Société de fiducie CST, qui appartient au même groupe que la Société canadienne de transfert d'actions inc., a reçu l'autorisation fédérale de commencer à exercer son activité. Les actions ordinaires sont transférables à Vancouver, Calgary, Toronto, Montréal et Halifax. Les actions privilégiées de premier rang de série A, de série C, de série E et de série G sont transférables à Calgary et à Toronto. 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 SEDAR, à l'adresse www.sedar.com, et sur EDGAR, à l'adresse www.sec.gov, 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, et sur EDGAR, à l'adresse www.sec.gov.

De l'information financière supplémentaire est fournie dans nos états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2014 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* ».

COMITÉ D'AUDIT ET DES RISQUES

Généralités

Les membres du comité d'audit et des risques (« 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 NYSE 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. Le CAR est constitué de cinq membres indépendants, soit Karen E. Maidment (présidente), William D. Anderson, John P. Dielwart, Alan J. Fohrer et Yakout Mansour.

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 M^{me} Karen E. Maidment et M. William D. Anderson sont tous deux 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 CAR 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 et de contrôles à l'égard de la communication de l'information établis par la direction de TransAlta (« direction »); iii) au processus d'identification et d'évaluation des risques mené par la direction, y compris les programmes établis par la direction pour réagir à ces risques; iv) à la fonction d'audit interne; v) à la conformité aux exigences financières, légales et réglementaires; et vi) aux compétences, à l'indépendance et au rendement de l'auditeur externe. Dans le cadre de ce mandat, il revient au CAR d'assurer des voies de communication ouvertes entre lui et l'auditeur externe, l'auditeur interne et la direction.

Le CAR 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 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 de contrôles et procédures de communication de l'information qui assurent la conformité aux normes comptables et aux lois et aux règlements applicables et qui procurent une assurance raisonnable quant au fait que les actifs de la Société sont protégés et que les opérations sont autorisées, effectuées, enregistrées et dûment déclarées.

Bien que le CAR 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 CAR. Cette désignation ne lui impose pas de devoirs, d'obligations et de responsabilités supérieurs à ceux qui sont imposés aux autres 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 CAR 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 CAR 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 CAR 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.

Nom du membre du CAR	Formation et expérience pertinentes
W. D. Anderson	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.
J. P. Dielwart	M. Dielwart est actuellement vice-président du conseil d'ARC Financial Corp., gestionnaire de capital-investissement axé sur l'énergie. M. Dielwart a été chef de la direction d'une société ouverte canadienne pendant seize ans, au cours desquels il a acquis une vaste expérience en supervisant activement les fonctions financière et comptable et les experts-comptables. M. Dielwart siège également au comité d'audit de la société ouverte Tesco Corporation.
A. J. Fohrer	Avant de prendre sa retraite en décembre 2010, M. Fohrer était président du conseil et chef de la direction de la SCE, filiale d'Edison et l'une des plus grandes sociétés de service public d'électricité des États-Unis. Auparavant, M. Fohrer a été vice-président directeur, trésorier et chef des finances d'Edison et de la SCE. Il siège également au comité d'audit de la société ouverte PNM Resources, Inc.

Nom du membre du CAR	Formation et expérience pertinentes
K. E. Maidment	M ^{me} Maidment est comptable agréée. M ^{me} Maidment est chef des finances et assume des responsabilités de surveillance financière pour des sociétés ouvertes inscrites à la cote de la TSX et de la 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 ^{me} 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 ^{me} Maidment est titulaire d'un baccalauréat en commerce de l'Université McMaster et, en 2000, a été nommée Fellow des Comptables professionnels agréés de l'Ontario.
Y. Mansour	M. Mansour compte plus de 40 ans d'expérience comme membre de la direction dans le secteur des services publics d'électricité. Il a été président et chef de la direction de la California Independent System Operation Corporation et membre de la haute direction de BC Hydro et de la British Columbia Transmission Corporation. M. Mansour s'est occupé d'information financière et de contrôles internes et a assumé des fonctions de supervision dans ce domaine.

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 18 février 2015 sont les suivants :

Comité de gouvernance et de l'environnement	Comité des ressources humaines
Président : Michael M. Kanovsky William D. Anderson John P. Dielwart Alan J. Fohrer Martha C. Piper	Président : Timothy W. Faithfull P. Thomas Jenkins C. Kent Jespersen Georgia Nelson 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, sous l'onglet « Governance Board Committees ». 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, et sur EDGAR, au www.sec.gov.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013, 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 3 587 987 \$ et de 3 384 692 \$, selon la répartition ci-après :

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

Exercice clos le 31 décembre	2014	2013
Honoraires d'audit	2 973 020 \$	2 931 297 \$
Honoraires pour services liés à l'audit	586 900	409 950
Honoraires pour services fiscaux	28 067	43 445
Autres honoraires	0	0
Total	3 587 987 \$	3 384 692 \$

Aucun autre cabinet d'audit n'a fourni de services d'audit en 2014 ni en 2013.

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

Honoraires d'audit

Les 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 2014 comprennent des paiements de 1 369 460 \$ relatifs à 2013.

Honoraires pour services liés à l'audit

Les honoraires pour services liés à l'audit en 2014 ont été versés principalement pour du travail effectué par Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. relativement à la conformité et à la présentation de l'information réglementaire, à des émissions de titres d'emprunt et à divers conseils comptables fournis à la Société. Les honoraires pour services liés à l'audit en 2013 ont été versés principalement pour du travail effectué par Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. relativement à la conformité et à la présentation de l'information réglementaire, à des émissions d'actions ordinaires, à des émissions de titres d'emprunt et à divers conseils comptables fournis à la Société.

Honoraires pour services fiscaux

Les honoraires pour services fiscaux versés en 2014 et en 2013 ont trait à diverses questions fiscales relatives à nos activités au Canada et à l'étranger.

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.

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 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 et sur la recommandation du comité de gouvernance et de l'environnement. 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 sont présents 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 ordinaire 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 pour s'acquitter de ses responsabilités. De plus, le président du comité ou deux de ses membres peuvent convoquer une réunion extraordinaire du comité en tout temps.

Le comité doit également tenir des séances 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, le président et chef de la direction, les autres 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. Toutes les modifications proposées par le comité sont soumises à l'examen et à l'approbation du comité de gouvernance et de l'environnement et du conseil.

13. Experts externes et conseillers

Le président du comité, au nom du comité, ou l'un des membres du comité, est autorisé, aux frais de la Société, lorsqu'il juge nécessaire ou souhaitable de le faire, à retenir les services d'un conseiller 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. Fonctions et responsabilités du président

La responsabilité fondamentale du président du comité consiste à gérer efficacement les fonctions du comité.

Le président est responsable de ce qui suit :

1. Présider les réunions du comité et s'assurer que le comité est dûment organisé, de sorte qu'il fonctionne efficacement et qu'il s'acquitte de ses obligations et responsabilités.
2. Établir la fréquence des réunions du comité, convoquer dûment ces réunions et confirmer qu'il y a quorum, au besoin.
3. Travailler avec le chef de la direction, le chef des finances et le vice-président, Services juridiques et secrétaire à la mise au point des ordres du jour et des documents connexes en vue des réunions.
4. Assumer la direction du comité et aider celui-ci à s'assurer qu'il s'acquitte dûment de ses obligations et responsabilités en temps opportun.
5. Faire rapport au conseil des recommandations et des décisions du comité.

C. 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 et de contrôles à l'égard de la communication de l'information établis par la direction; iii) au processus d'identification et d'évaluation des risques mené par la direction, y compris les programmes établis par la direction pour réagir à ces risques; iv) à la fonction d'audit interne; v) à la conformité aux exigences financières, légales et réglementaires; 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 de contrôles et procédures de communication de l'information qui assurent la conformité aux normes comptables et aux lois et aux règlements applicables et qui procurent une assurance raisonnable quant au fait que les actifs de la Société sont protégés et que les opérations sont autorisées, effectuées, enregistrées et dûment 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.

Le comité doit également désigner au moins un membre en tant qu'« expert financier du comité d'audit » au sens donné au terme *audit committee financial expert*. 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 autres 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.

D. Fonctions et responsabilités du comité

1. Présentation de l'information financière, auditeur externe et planification financière

A) Fonctions et responsabilités liées à la présentation de l'information financière et au processus d'audit

- a) Examine avec la direction et l'auditeur externe le processus de présentation de l'information financière de la Société, le travail étant effectué parallèlement à l'audit annuel et à 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;
- b) Examine avec la direction et l'auditeur externe les états financiers annuels audités de la Société, y compris les notes y afférentes, le rapport de gestion et le communiqué sur les résultats s'y rapportant, et recommande leur approbation au conseil en vue de leur diffusion publique;
- c) 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 publique, au besoin;
- d) Dans le cadre de son examen des états financiers et de l'information financière connexe, le comité examine ce qui suit et en discute avec la direction et l'auditeur externe :
 - i) les changements touchant les principes, méthodes ou conventions comptables eu égard à leur applicabilité à l'entreprise et à leur incidence financière;
 - ii) les méthodes suivies par la direction pour la formulation d'estimations comptables confidentielles et le caractère raisonnable des estimations;
 - iii) l'utilisation de l'information « pro forma » ou « non comparable » ainsi que le rapprochement applicable;
 - iv) les autres traitements possibles de l'information financière dans le cadre des principes comptables généralement reconnus qui ont fait l'objet de discussions entre la direction et l'auditeur, la portée de leur utilisation et le traitement privilégié par l'auditeur externe; et
 - v) l'information communiquée au comité par le chef de la direction et le chef des finances durant leur processus d'attestation du rapport périodique/annuel pertinent déposé auprès des autorités de réglementation des 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 de communication 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;
- e) Dans le cadre de son examen des états financiers et de l'information financière connexe, le comité doit également, avec l'auditeur externe :

- i) discuter de la collaboration qu'ils ont obtenue de la direction dans le cadre de leur examen et de leur consultation de l'ensemble des registres, des données et des renseignements demandés; et
 - ii) s'assurer qu'il n'existe entre la direction et l'auditeur externe aucune question en suspens raisonnablement susceptible de compromettre sensiblement les états financiers;
- f) Examine trimestriellement avec la haute direction, le chef des services juridiques et de la conformité (et, au besoin, des conseillers juridiques externes) et 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;
 - g) Examine avec la direction et l'auditeur externe les processus relatifs 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; et
 - h) 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.

B) Fonctions et responsabilités relatives à l'auditeur externe

- a) 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 et approuve chaque année le plan d'audit de l'auditeur externe;
 - ii) 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;
 - iii) sous réserve de la délégation accordée au président du comité, préapprouve la prestation de tous les services liés à l'audit, y compris tous les services non liés à l'audit non interdits, par l'auditeur externe; le président du comité est autorisé à approuver tous les services liés à l'audit, y compris les services non liés à l'audit 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;
 - iv) examine et analyse chaque année 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 a) 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 son indépendance par rapport à la Société; b) des entretiens avec l'auditeur externe sur les relations ou les services que l'auditeur externe estime susceptibles de compromettre son objectivité ou son scepticisme; c) un examen avec l'auditeur externe de l'expérience et des compétences du personnel cadre qui assure la prestation des services d'audit à la Société; d) un examen des 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; et e) une évaluation de la communication et de l'interaction avec l'auditeur externe, y compris en ce qui concerne la qualité du service;

- v) effectuée, aux cinq ans et au cours de l'année qui précède un changement de l'associé chargé de l'audit, a) un examen exhaustif de l'auditeur externe qui tient compte de l'incidence du mandat du cabinet d'audit sur la qualité de l'audit, des tendances du rendement du cabinet d'audit et de son expertise du secteur, des cas de menaces à l'indépendance et de l'efficacité des mesures de sécurité visant à atténuer ces menaces; b) un examen du temps de réponse du cabinet d'audit aux changements dans les activités de l'entité et aux suggestions d'amélioration de la part des autorités de réglementation, du comité d'audit et/ou de la direction; c) un examen de l'uniformité et de la rigueur du scepticisme professionnel exercé par l'auditeur externe et de la qualité de l'équipe chargée de la mission et de ses communications ainsi qu'un examen des conclusions de l'inspection du CCRC depuis l'examen exhaustif précédent et de la manière dont le cabinet d'audit a répondu à ces conclusions; et d) à la suite de cet examen exhaustif, une évaluation visant à décider si le cabinet d'audit doit demeurer l'auditeur externe de la Société;
- 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 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.

C) *Fonctions et responsabilités liées à la 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;
- 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;
- d) Examine chaque année avec la direction le plan de financement général de la Société à l'appui du plan de dépenses en immobilisations et des prévisions budgétaires générales et prévisions à moyen terme de la Société; et
- e) Examine avec la direction au moins une fois par année la méthode adoptée à l'égard des prévisions de résultat et de l'information financière devant être divulguées aux analystes et aux agences de notation et la nature de cette information et de ces prévisions.

2. 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 interne 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 directeur, Audit interne.

3. 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 et de l'évaluation, par la direction, des principaux risques auxquels la Société est exposée et de la mise en œuvre de politiques, de méthodes et de systèmes adéquats 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 procède à un examen avec 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 et du programme de gestion des risques de l'entreprise.

4. Gouvernance

A) *Communication de l'information au public, présentation de l'information prévue par la loi et la réglementation*

- a) Pour le compte du comité, le président examine toute l'information communiquée au public, y compris l'information financière importante tirée ou issue des états financiers de la Société, avant qu'elle ne soit publiée;
- b) Examine trimestriellement avec le chef des services juridiques et de la conformité 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;
- c) 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;
- d) Examine avec la direction, l'auditeur externe et le conseiller juridique interne (et, au besoin, des conseillers juridiques 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;
- e) Examine chaque année la politique à l'égard des opérations d'initié et approuve les changements au besoin; et
- f) Examine chaque année la politique de communication de l'information et la politique relative aux médias sociaux de la Société pour s'assurer de leur conformité constante à la loi et aux principes de communication de l'information de la Société.

B) Gouvernance des régimes de retraite

- a) 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, et fait rapport au conseil chaque année à cet égard; et
- b) 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 chaque année.

C) Technologie de l'information – Cybersécurité

- a) Reçoit deux fois par année une mise à jour sur l'état des systèmes d'exploitation de base des TI de la Société; et
- b) Examine chaque année les programmes de cybersécurité de la Société et leur efficacité; reçoit une mise à jour sur le programme de conformité de la Société en ce qui concerne les cybermenaces et la cybersécurité.

D) Responsabilités administratives

- a) 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;
- b) Établit les procédures en matière de réception, de conservation et de traitement des plaintes reçues par la Société concernant la comptabilité, les contrôles internes et contrôles de la communication de l'information ou les questions d'audit et la communication confidentielle et anonyme, par les employés, les employés contractuels, les actionnaires et les autres parties prenantes, de préoccupations concernant des infractions liées à la comptabilité, à l'audit ou à l'éthique ou la violation des lois;
- c) 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;
- d) Amorce des enquêtes concernant les plaintes ou les allégations, au besoin, fait rapport au conseil à ce sujet et s'assure que les mesures qui s'imposent sont prises, s'il y a lieu, pour régler la question;
- e) 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
- f) Fait rapport chaque année aux actionnaires sur le travail du comité au cours de l'exercice.

E. 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.

- 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.

Ajustement global – Différence entre le total des paiements effectués à certains producteurs réglementés ou liés par contrat / projets de gestion de la demande et les produits des activités ordinaires tirés du marché. Ce calcul est fait chaque mois et le rajustement est déterminé par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario.

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 – 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 produite 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 (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.

EPEE – Paiements d'encouragement à la production d'énergie éolienne faits par le gouvernement fédéral.

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.

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.

PeER – Programme écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable, lequel a été mis sur pied par le gouvernement fédéral.

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

Puissance nette – 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.

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.

Térajoule (TJ) – Unité de mesure de travail ou d'énergie égale à 1 000 000 000 000 de joules ou à 1 000 gigajoules.