

Rapport de gestion

Table des matières

Énoncés prospectifs	M2	Modifications comptables	M54
Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles	M5	Forces concurrentielles	M57
Modèle d'affaires	M5	Capital de TransAlta	M60
Faits saillants	M7	Performance en matière de développement durable de 2018	M91
Analyse des résultats financiers consolidés	M10	Objectifs de performance en matière de développement durable de 2019	M94
Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture	M28	Gouvernance et gestion du risque	M95
Situation financière	M33	Quatrième trimestre	M108
Flux de trésorerie	M35	Analyse des résultats financiers consolidés	M111
Instruments financiers	M36	Principales informations trimestrielles	M114
Perspectives financières pour 2019	M38	Contrôles et procédures de communication de l'information	M115
Autre analyse consolidée	M43		
Méthodes et estimations comptables critiques	M46		

Le présent rapport de gestion doit être lu avec nos états financiers consolidés audités annuels de 2018 et notre notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2018. Nos états financiers consolidés ont été préparés selon les Normes internationales d'information financière («IFRS») pour les entreprises ayant une obligation d'information du public au Canada telles que publiées par l'International Accounting Standards Board («IASB») et en vigueur le 31 décembre 2018. Tous les montants présentés dans le rapport de gestion qui suit, y compris les tableaux, sont en millions de dollars canadiens à moins d'indication contraire et sauf les montants par action qui sont présentés en dollars entiers à deux décimales près. Le présent rapport de gestion est daté du 26 février 2019. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta Corporation («TransAlta», «nous», «notre», «nos» ou la «Société»), y compris la notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com, sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov, et sur notre site Web à l'adresse www.transalta.com. L'information que contient directement ou par hyperlien le site Internet de la Société n'est pas intégrée par renvoi dans le présent rapport de gestion.

Énoncés prospectifs

Le présent rapport de gestion comprend de l'«information prospective», au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables au Canada, et des «énoncés prospectifs», au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables aux États-Unis, y compris la *United States Private Securities Litigation Reform Act of 1995* (collectivement désignés aux présentes par les «énoncés prospectifs»). Tous les énoncés prospectifs reposent sur nos convictions ainsi que sur des hypothèses fondées sur l'information disponible au moment où elles sont formulées et sur l'expérience de la direction et la perception des tendances passées, de la conjoncture et des faits nouveaux prévus ainsi que sur d'autres facteurs jugés appropriés dans les circonstances. Ces énoncés prospectifs ne présentent pas des faits, mais seulement des prédictions et peuvent généralement être reconnus par l'emploi d'énoncés comprenant des termes tels que «pouvoir», «pourrait», «croire», «s'attendre à», «prévoir», «avoir l'intention de», «planifier», «projeter», «estimer», «éventuel», «permettre», «continuer de» ou d'autres termes comparables. Ces énoncés ne sont pas des garanties de notre rendement, d'événements ou de nos résultats futurs et sont assujettis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui peuvent faire en sorte que notre rendement, les événements ou nos résultats réels diffèrent de manière importante de ceux énoncés dans les énoncés prospectifs.

En particulier, le présent rapport de gestion renferme des énoncés prospectifs y compris, sans toutefois s'y limiter, les énoncés ayant trait aux aspects suivants : nos stratégies de transformation, de croissance, de répartition du capital et de réduction de la dette; les possibilités de croissance de 2018 à 2031 et au-delà; notre potentiel de croissance dans le secteur des énergies renouvelables et nos acquisitions de nouveaux projets d'aménagement; le montant des capitaux affectés à de nouveaux projets de croissance ou de mise en valeur; notre rendement financier futur attendu et nos résultats anticipés, y compris nos perspectives et nos objectifs de rendement; la réussite prévue de la mise en œuvre de nos projets de croissance; le calendrier et la réalisation de projets de croissance et de mise en valeur, et les coûts y afférents; nos dépenses estimatives au titre des projets de croissance et liées au maintien du capital et à la productivité; les attentes en matière de coûts d'exploitation, de dépenses d'investissement et de coûts d'entretien, et la variabilité de ces coûts; la conversion au gaz naturel de nos centrales alimentées au charbon, et le calendrier et les coûts des travaux; la forme et les modalités de toute entente définitive avec Tidewater, comme il est défini ci-après, concernant la construction d'un gazoduc; les modalités de toute offre publique de rachat dans le cours normal des activités en cours ou proposée, y compris le calendrier et le nombre d'actions devant être rachetées aux termes de l'offre et son acceptation par la Bourse de Toronto; la mise à l'arrêt de certaines unités; l'incidence de certaines couvertures sur les résultats futurs, les résultats et les flux de trésorerie; les estimations des conditions de l'offre et de la demande de combustible et les coûts d'approvisionnement en combustible; les attentes relatives à la demande d'électricité, y compris pour l'énergie propre, à court et à long terme, et l'incidence qui en découle sur les prix de l'électricité; l'incidence de la croissance de la charge, de la capacité accrue et des coûts du gaz naturel et d'autres combustibles sur les prix de l'électricité; les attentes à l'égard de la disponibilité, de la capacité et de la production; les attentes concernant le rôle que les différentes sources d'énergie joueront dans la satisfaction des besoins énergétiques futurs; le financement prévu de nos dépenses d'investissement; la réglementation et la législation gouvernementales prévues, y compris le virage prévu du gouvernement de l'Alberta vers un marché de capacité et l'incidence prévue sur nous et le calendrier de mise en œuvre de tels régimes et d'une telle réglementation, ainsi que le coût lié au respect des règlements et lois qui en découleront; nos stratégies de commercialisation et de négociation et le risque qu'elles comportent; les estimations des taux d'imposition futurs et de la charge d'impôts futurs, et le caractère adéquat des provisions pour impôts; des modifications dans les estimations comptables et les conventions comptables; les taux de croissance et la concurrence prévus sur nos marchés; nos attentes et obligations et nos responsabilités anticipées relativement à l'issue des réclamations contractuelles ou réclamations juridiques existantes ou éventuelles, des enquêtes réglementaires et des litiges; les attentes relatives au renouvellement des conventions collectives; les attentes quant à la capacité d'accès aux marchés financiers selon des modalités raisonnables; l'incidence estimée des fluctuations des taux d'intérêt et de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain et à d'autres monnaies étrangères dans lesquelles nous exerçons nos activités; la surveillance de notre exposition au risque d'illiquidité; les attentes à l'égard de l'environnement économique mondial et la surveillance croissante par les investisseurs du rendement en matière de développement durable; et nos pratiques de crédit.

Les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport de gestion se fondent sur de nombreuses hypothèses, y compris, mais sans s'y limiter, les hypothèses suivantes : aucune modification importante aux lois et règlements applicables, y compris les modifications fiscales et réglementaires dans les marchés où nous exerçons nos activités; aucune incidence défavorable importante sur les marchés des placements et du crédit; les hypothèses liées aux prévisions pour 2019 comprennent : le prix au comptant de l'électricité en Alberta se situe entre 50 \$ et 60 \$ le mégawattheure («MWh»); le prix contractuel de l'électricité en Alberta se situe entre 50 \$ et 55 \$ le MWh; le prix au comptant de l'électricité dans la région du Mid-Columbia se situe entre 20 \$ US et 25 \$ US le MWh; le prix contractuel de l'électricité dans la région du Mid-Columbia varie entre 47 \$ US et 53 \$ US le MWh; les dépenses d'investissement de maintien varient entre 160 millions de dollars et 190 millions de dollars; les dépenses d'investissement liées à la productivité se situent entre 10 millions de dollars et 15 millions de dollars; le facteur de capacité de la centrale Sundance est de 30 % et la production d'énergie hydroélectrique et éolienne est à peu près conforme aux moyennes à long terme; notre pourcentage de participation dans TransAlta Renewables ne change pas de manière importante; aucune diminution des dividendes à recevoir de TransAlta Renewables; le prolongement de la durée d'utilité prévue des centrales alimentées au charbon et les résultats financiers anticipés générés par la conversion; les hypothèses relatives à la capacité des unités converties à être concurrentielles sur le marché de capacité de l'Alberta; et les hypothèses à l'égard de notre stratégie et de nos priorités actuelles, notamment nos priorités actuelles relatives à la conversion des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz, à la croissance des activités de TransAlta Renewables et à notre aptitude à réaliser tous les avantages économiques découlant de la capacité, de l'énergie et des services accessoires de nos actifs hydroélectriques en Alberta par suite de l'échéance du contrat d'achat d'électricité applicable.

Les énoncés prospectifs sont assujettis à un certain nombre de risques, d'incertitudes et d'hypothèses importants qui pourraient faire en sorte que les plans, le rendement, les résultats ou les réalisations réels diffèrent considérablement des attentes actuelles. Les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur ce qui est exprimé explicitement ou implicitement par les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport de gestion comprennent, sans toutefois s'y limiter, les risques concernant : les fluctuations des prix du marché; l'évolution de la demande d'électricité et de la capacité, et notre capacité de conclure des contrats pour notre production d'électricité à des prix qui procureront les rendements escomptés et de remplacer les contrats lorsqu'ils viennent à échéance; les cadres législatifs, réglementaires et politiques dans les territoires où nous exerçons nos activités; les exigences environnementales et les changements qui y sont apportés ou les responsabilités en découlant; l'évolution de la conjoncture économique ou des conditions de marché, y compris les fluctuations des taux d'intérêt; les risques opérationnels liés à nos centrales, y compris les interruptions non planifiées dans ces centrales; les interruptions du transport et de la distribution de l'électricité; les répercussions des conditions météorologiques et d'autres risques liés au climat; les hausses imprévues des coûts de structure et les interruptions des sources de combustible, d'eau ou de vent nécessaires à l'exploitation de nos centrales; des résultats financiers ne répondant pas aux attentes; les catastrophes naturelles et les catastrophes causées par l'homme, y compris celles entraînant la rupture de barrages; 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 des coûts raisonnables ou en temps opportun; la gestion du risque lié aux produits de base et du risque lié aux transactions sur les produits énergétiques; le risque lié au secteur d'activité et la concurrence au sein de ce secteur; la nécessité de faire appel à certains groupes d'intervenants et à des tiers ou de s'appuyer sur eux; les fluctuations du change et les risques politiques à l'étranger; le besoin de financement supplémentaire et la disponibilité; la subordination structurelle des titres; le risque de crédit de contrepartie; l'évolution du crédit et des conditions du marché; les changements apportés à notre relation avec TransAlta Renewables ou à la propriété de TransAlta Renewables; les risques liés aux projets de mise en valeur et aux acquisitions, y compris les risques liés aux dépenses d'investissement, aux permis, à la main-d'œuvre et à l'ingénierie, et les retards dans la construction ou la mise en service de projets ou dans la conclusion d'acquisitions; une hausse des coûts ou des retards dans la construction ou la mise en service de gazoducs à des unités converties; des changements dans les attentes en matière de paiement de dividendes futurs, y compris ceux de TransAlta Renewables Inc.; le caractère inadéquat ou la non-disponibilité des garanties d'assurance; les baisses des notes de crédit; notre provision pour impôts sur le bénéfice; les litiges et poursuites judiciaires, réglementaires et contractuels visant la Société, y compris en ce qui a trait à l'établissement de l'exploitation commerciale à la centrale de South Hedland; le recours à du personnel clé; et les questions de relations de travail. Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion et à la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

Les lecteurs sont priés d'examiner attentivement ces facteurs dans leur évaluation des énoncés prospectifs et de ne pas s'y fier indûment puisqu'ils reflètent les attentes de la Société uniquement en date des présentes. Les énoncés prospectifs présentés dans le présent document ne sont formulés qu'à la date de celui-ci. Sauf dans la mesure où les lois applicables l'exigent, nous déclinons toute obligation de les mettre à jour publiquement à la lumière de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou autrement. Compte tenu de ces risques, de ces incertitudes et de ces hypothèses, les énoncés prospectifs pourraient avoir une portée différente ou survenir à un autre moment que celui que nous avons indiqué, ou pourraient ne pas se produire du tout. Rien ne garantit que les résultats et événements projetés se matérialiseront.

Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles

Une mesure conforme aux IFRS additionnelle est un poste, une rubrique ou un total partiel qui facilite la compréhension des états financiers consolidés, mais qui ne constitue pas une exigence minimale selon les IFRS, ou une mesure financière qui facilite la compréhension des états financiers consolidés, mais qui n'est pas autrement présentée dans ces derniers. Nous avons ajouté les postes intitulés Marge brute et Résultats d'exploitation à nos comptes de résultat consolidés pour les exercices clos les 31 décembre 2018, 2017 et 2016. La présentation de ces postes fournit à la direction et aux investisseurs une mesure du rendement d'exploitation qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité selon diverses mesures. Certaines des mesures financières qui sont analysées dans le présent rapport de gestion ne sont pas définies ni reconnues selon les IFRS et, par conséquent, ne doivent pas être considérées isolément ou comme une mesure de remplacement du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ou des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation établis selon les IFRS ou encore comme une mesure plus significative de ceux-ci, aux fins de l'évaluation de notre rendement financier ou de notre situation de trésorerie. Ces mesures pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs et ne doivent pas être utilisées isolément ou en remplacement de mesures établies selon les IFRS. Le BAIIA aux fins de comparaison, les fonds provenant des activités d'exploitation, les flux de trésorerie disponibles, le total de la dette nette consolidée, la dette nette ajustée et les flux de trésorerie sectoriels provenant des activités, tous définis ci-dessous dans le présent rapport de gestion, sont des mesures non conformes aux IFRS. Voir les rubriques «Analyse des résultats financiers consolidés», «Analyse des résultats sectoriels aux fins de comparaison», «Principaux ratios financiers» et «Capital de TransAlta» du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements, y compris un rapprochement des mesures non conformes aux IFRS et de la mesure IFRS la plus comparable.

Modèle d'affaires

Nos activités

Nous sommes l'une des sociétés de production d'électricité cotées en Bourse les plus importantes au Canada et comptons plus de 108 ans d'expérience en exploitation. Nous détenons, exploitons et gérons un portefeuille d'actifs en grande partie assujettis à des contrats et diversifiés géographiquement, représentant 8 273 MW¹ de capacité, et recourons à un large éventail de combustibles, dont le charbon, le gaz naturel, l'hydroélectricité, l'énergie solaire et l'énergie éolienne. Nos activités de commercialisation de l'énergie maximisent les marges en obtenant et en optimisant des produits et des marchés de grande valeur pour nous et nos clients dans des conditions de marché dynamiques.

Vision et valeurs

Notre vision est d'être un chef de file dans le domaine de l'énergie propre en utilisant notre savoir-faire, notre envergure et notre gamme diversifiée de combustibles pour tirer parti des occasions qui se présentent sur nos principaux marchés et croître dans les secteurs où nos avantages concurrentiels peuvent être utilisés. Nos valeurs se fondent sur la responsabilité, l'intégrité, la sécurité, le respect des gens, l'innovation et la loyauté qui créent une culture d'entreprise solide et permettent à nos gens de travailler tous ensemble à la poursuite d'objectifs communs. Ces valeurs sont au centre de notre réussite.

1) Nous mesurons la capacité comme étant la capacité maximale (voir le glossaire de termes clés pour la définition de cette expression et d'autres termes clés), conformément aux normes de l'industrie. Sauf indication contraire, les données sur la capacité représentent la capacité détenue et opérationnelle et représentent la base de consolidation des actifs sous-jacents.

Stratégie pour la création de valeur

Nous avons comme objectifs de créer de la valeur pour les actionnaires en obtenant de solides rendements grâce à une combinaison de rendement des actions et de croissance disciplinée des flux de trésorerie par action, tout en cherchant à assurer un profil de risque faible à modéré à long terme et une juste répartition du capital, et à maintenir une solidité financière pour permettre une certaine souplesse financière. La croissance de nos flux de trésorerie aux fins de comparaison découle de l'optimisation et de la diversification de nos actifs existants et de l'expansion de notre portefeuille global et de nos activités au Canada, aux États-Unis et en Australie. Nous nous concentrons sur ces territoires, car notre savoir-faire, notre envergure et notre gamme diversifiée de combustibles nous permettent de créer des occasions d'expansion dans nos principaux marchés.

Incidences importantes sur le développement durable

Le développement durable consiste à s'assurer que nos rendements financiers tiennent compte des répercussions économiques et environnementales à long terme et des besoins de la société et de la collectivité. Nous faisons le suivi du rendement de 74 indicateurs clés du rendement («ICR») liés au développement durable. Nous avons obtenu un rapport d'assurance limitée sur les ICR importants d'Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. Le présent rapport de gestion intègre la présentation de notre information financière et de notre performance en matière de développement durable.

Faits saillants

Faits saillants financiers consolidés

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Produits des activités ordinaires	2 249	2 307	2 397
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(248)	(190)	117
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	820	626	744
BAlIA aux fins de comparaison ¹	1 123	1 062	1 144
Fonds provenant des activités d'exploitation ¹	927	804	734
Flux de trésorerie disponibles ¹	524	328	257
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,86)	(0,66)	0,41
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ¹	3,23	2,79	2,55
Flux de trésorerie disponibles par action ¹	1,83	1,14	0,89
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	0,20	0,12	0,20
Dividendes déclarés sur actions privilégiées ²	1,29	0,77	1,36
Aux 31 décembre	2018	2017	2016
Total de l'actif	9 428	10 304	10 996
Total de la dette nette consolidée ^{1,3}	3 141	3 363	3 893
Total des passifs non courants	4 421	4 311	5 116

1) Ces éléments ne sont pas définis selon les IFRS. La présentation de ces éléments d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Voir la rubrique «Analyse des résultats financiers consolidés» du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements des mesures établies selon les IFRS.

2) Nombre moyen pondéré de dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A, B, C, E et G. Les dividendes déclarés varient d'un exercice à l'autre en raison du calendrier des dividendes déclarés.

3) Le total de la dette nette consolidée comprend la dette à long terme, y compris la tranche courante, les montants dus aux termes des facilités de crédit, le financement donnant droit à des avantages fiscaux, les obligations au titre des contrats de location-financement, déduction faite de la trésorerie disponible, et la juste valeur des instruments de couverture économique sur la dette. Se reporter au tableau de la rubrique «Structure du capital et situation de trésorerie» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements sur la composition du total de la dette nette consolidée.

Les flux de trésorerie disponibles, l'une des mesures financières clés de la Société, ont totalisé 524 millions de dollars, en hausse de 196 millions de dollars par rapport à ceux de l'exercice précédent. Après l'ajustement lié à la réception d'une indemnité unique pour la résiliation des contrats d'achat d'électricité («CAÉ») des unités B et C de la centrale de Sundance en 2018 et au paiement de la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario («SFIEO») en 2017 (déduction faite de la part de nos partenaires), les flux de trésorerie disponibles se sont établis à 367 millions de dollars, en hausse de 56 millions de dollars par rapport à 2017. Les fonds provenant des activités d'exploitation se sont chiffrés à 927 millions de dollars pour 2018, comparativement à 804 millions de dollars pour 2017, en hausse de 123 millions de dollars.

- Tous les secteurs de production ont généré des flux de trésorerie d'un montant équivalent ou supérieur à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent.
- En Alberta, les secteurs Charbon et Hydroélectricité au Canada, et nos centrales éoliennes ont bénéficié de prix de l'électricité plus élevés. Au cours de l'exercice, les prix moyens en Alberta ont augmenté, passant de 22 \$ par MWh en 2017 à 50 \$ par MWh, reflet essentiellement de l'incidence de la hausse des coûts liés à la tarification du carbone payés par certains producteurs et d'une conjoncture du marché plus solide.
- En 2018, les flux de trésorerie du secteur Charbon au Canada ont été beaucoup plus élevés qu'en 2017 étant donné que les flux de trésorerie au premier trimestre comprenaient la réception d'une indemnité unique pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance, ce qui reflète le remboursement des paiements de capacité qui auraient été reçus au cours de la période de 2018 à 2020 si ces CAÉ n'avaient pas été résiliés.
- En 2018, les dépenses d'investissement de maintien ont été moins élevées qu'en 2017, en raison essentiellement de besoins de capitaux moins élevés dans le secteur Charbon au Canada du fait de la mise hors service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et de la mise à l'arrêt des unités 3 et 5 de la centrale de Sundance, et des besoins de capitaux moins élevés dans le secteur Gaz au Canada et le secteur Charbon aux États-Unis, en raison principalement du calendrier des interruptions.

En 2018, les produits des activités ordinaires se sont établis à 2 249 millions de dollars, en baisse de 58 millions de dollars par rapport à ceux de 2017, du fait principalement d'une baisse de la production dans le secteur Charbon au Canada attribuable à la mise hors service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et de la mise à l'arrêt des unités 3 et 5 de la centrale de Sundance, conséquence de la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance, le tout contrebalancé en partie par une hausse des prix sur le marché de l'Alberta.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, le BAIIA aux fins de comparaison s'est établi à 1 123 millions de dollars, en hausse de 61 millions de dollars par rapport à celui de 2017, du fait surtout de la réception d'une indemnité unique de 157 millions de dollars pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance, le tout partiellement annulé par les coûts de conformité plus élevés au titre du carbone et la baisse des produits liée à la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance. Compte non tenu des pertes latentes liées à la réévaluation à la valeur de marché, le BAIIA aux fins de comparaison s'est établi à 1 145 millions de dollars. À compter du premier trimestre de 2019, les profits ou les pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché seront exclus du BAIIA aux fins de comparaison pour que nous soyons davantage comparables à d'autres sociétés du secteur.

La perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires en 2018 s'est élevée à 248 millions de dollars (perte nette de 0,86 \$ par action), comparativement à une perte nette de 190 millions de dollars (perte nette de 0,66 \$ par action) en 2017. En 2018, le résultat a subi l'incidence négative de la hausse des coûts de l'amortissement minier et des coûts de conformité liés au carbone compris dans le poste Combustible et achats d'électricité, de dépréciations plus élevées et d'une baisse des produits tirés des contrats de location-financement en raison de la vente de la centrale de Solomon, et de la hausse des dividendes versés sur les actions privilégiées attribuable au calendrier des dividendes déclarés, le tout contrebalancé en partie par la réception d'une indemnité unique de 157 millions de dollars liée à la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance et une baisse de la charge d'impôts sur le résultat. La perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires en 2017 a subi l'incidence négative de la baisse du BAIIA aux fins de comparaison de 82 millions de dollars, ainsi que de la réduction du taux d'imposition aux États-Unis annoncée en décembre (105 millions de dollars). L'incidence de cette réduction de taux a été contrebalancée par la hausse des autres éléments du résultat global.

Événements importants

En 2018, nos objectifs stratégiques demeurent la réduction de notre dette, l'amélioration de notre rendement d'exploitation et la poursuite de notre transition vers la production d'énergie propre. Au cours de la période, la Société a fait les progrès suivants dans l'exécution de sa stratégie :

- Le 17 décembre 2018, nous avons exercé notre option visant l'acquisition d'une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer reliant le complexe de la rivière Brazeau de Tidewater Midstream and Infrastructure Ltd. («Tidewater») aux unités de production des centrales de Sundance et de Keephills de TransAlta. Notre investissement est assujéti à l'approbation des organismes de réglementation.
- Le 17 décembre 2018, la Société a annoncé qu'elle investira 270 millions de dollars dans notre projet de parc éolien de Windrise de 207 MW, qui a été choisi par l'Alberta Electric System Operator («AESO») comme l'un des deux projets retenus lors de la troisième ronde du programme d'électricité renouvelable.
- Le 13 novembre 2018, nous avons nommé Christophe Dehout au poste de chef de la direction des finances, en remplacement de Brett Gellner (qui occupait ce poste à titre intérimaire), qui continuera d'occuper le poste de chef de la stratégie et des placements. M. Dehout possède une vaste expérience de la production d'électricité et une connaissance approfondie des marchés financiers, des fusions et acquisitions, du financement des entreprises et des transformations d'entreprises.
- Le 19 octobre 2018, TransAlta Renewables a annoncé que la capacité de 17,25 MW ajoutée au parc éolien de Kent Hills, au Nouveau-Brunswick, était entièrement fonctionnelle, portant la capacité de production totale du parc à 167 MW.
- Le 2 août 2018, la Société a procédé au rachat de la totalité des débentures à 6,40 % alors en circulation, échéant le 18 novembre 2019, pour un montant d'environ 425 millions de dollars, y compris un montant en capital de 400 millions de dollars, une prime sur le remboursement anticipé et les intérêts courus et impayés.
- Le 20 juillet 2018, la Société a monétisé les paiements en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon signée avec le gouvernement de l'Alberta et a conclu un placement d'obligations d'environ 345 millions de dollars portant intérêt à un taux de 4,509 % par année, payables tous les semestres jusqu'à l'échéance le 5 août 2030.

- Le 22 juin 2018, TransAlta Renewables a conclu un placement par voie de prise ferme de 11 860 000 actions ordinaires par l'entremise d'un syndicat de preneurs fermes. Les actions ont été émises à un prix de 12,65 \$ l'action pour un produit brut d'environ 150 millions de dollars.
- Le 31 mai 2018, TransAlta Renewables a fait l'acquisition, auprès de TransAlta, d'une participation économique dans le parc éolien de 50 MW situé à Lakeswind et dans des centrales d'énergie solaire de 21 MW situées aux États-Unis («Mass Solar»), et a fait l'acquisition du parc éolien de Kent Breeze de 20 MW situé en Ontario. Le prix d'achat total des trois actifs s'est élevé à environ 166 millions de dollars, y compris la prise en charge de 62 millions de dollars d'obligations de financement donnant droit à des avantages fiscaux et de la dette liée aux projets. Le 28 juin 2018, TransAlta Renewables a souscrit un montant additionnel de 33 millions de dollars (25 millions de dollars américains) d'actions privilégiées reflet d'une filiale de la Société liée à Mass Solar afin de financer le remboursement de la dette des projets de Mass Solar.
- Le 15 mars 2018, la Société a procédé au rachat de ses billets de premier rang à 6,650 % alors en circulation d'un capital de 500 millions de dollars américains, échéant le 15 mai 2018. Le prix de rachat des billets s'est élevé à environ 617 millions de dollars (516 millions de dollars américains). Le rachat des billets de premier rang en dollars américains a été financé par les fonds en caisse et notre facilité de crédit.
- Le 20 février 2018, TransAlta Renewables a conclu une entente visant l'acquisition de deux projets de parc éolien prêts à construire dans le nord-est des États-Unis. Ces projets comprennent : i) un projet de 90 MW situé en Pennsylvanie faisant l'objet d'un CAÉ de 15 ans avec Microsoft Corp. («Big Level»); et ii) un projet de 29 MW situé au New Hampshire faisant l'objet de deux CAÉ de 20 ans («Antrim») (collectivement les «projets de parc éolien aux États-Unis»). Le 20 avril 2018, TransAlta Renewables a acquis une participation économique dans le projet Big Level. La Société prévoit conclure l'acquisition du projet Antrim au début de 2019.
- Au cours de l'exercice, la Société a racheté et annulé 3 264 500 actions ordinaires au prix moyen de 7,02 \$ par action ordinaire dans le cadre de l'offre publique de rachat d'actions («OPRA») dans le cours normal des activités, pour un coût total de 23 millions de dollars.
- Le 31 mars 2018, la Société a reçu une indemnité d'environ 157 millions de dollars du Balancing Pool pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance.
- Le 1^{er} janvier 2018, la Société a fermé de façon permanente l'unité 1 de la centrale de Sundance et a mis à l'arrêt l'unité 2 de cette centrale. Le 1^{er} avril 2018, nous avons mis à l'arrêt les unités 3 et 5 de la centrale de Sundance. Le 31 juillet 2018, nous avons décidé de fermer de façon permanente l'unité 2 de la centrale de Sundance.

Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Analyse des résultats financiers consolidés

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité selon diverses mesures. Certaines des mesures financières analysées dans le présent rapport de gestion, y compris les données aux fins de comparaison présentées ci-dessous, ne sont pas définies selon les IFRS. Les mesures qui sont analysées ci-dessous, et ailleurs dans le présent rapport de gestion, ne sont pas définies selon les IFRS et, par conséquent, ne doivent pas être considérées isolément ou comme une mesure de remplacement du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ou des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ou comme une mesure plus significative de ceux-ci, ainsi qu'ils sont calculés selon les IFRS, aux fins de l'évaluation de notre rendement financier ou de notre situation de trésorerie. Ces mesures ne sont pas nécessairement comparables aux mesures intitulées de façon similaire par d'autres sociétés. Chaque secteur d'activité est responsable de ses propres résultats d'exploitation, mesurés selon le BAIIA aux fins de comparaison et les flux de trésorerie générés par les activités. La marge brute est également une mesure utile puisqu'elle fournit à la direction et aux investisseurs une mesure du rendement d'exploitation qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

BAIIA aux fins de comparaison

Le BAIIA est une mesure d'évaluation adoptée par un grand nombre d'entreprises et une mesure importante, pour la direction, qui correspond à la rentabilité de nos principales activités. Les intérêts, les impôts et l'amortissement ne font pas partie de cette mesure, puisque les écarts dans le traitement comptable pourraient fausser les résultats de nos principales activités. De plus, nous reclassons certaines transactions pour faciliter l'analyse du rendement de nos activités :

- Certains actifs que nous détenons au Canada (et en Australie en 2016 et 2017) sont entièrement visés par des contrats et sont comptabilisés à titre de contrats de location-financement selon les IFRS. À notre avis, il convient mieux de comptabiliser les paiements que nous recevons aux termes des contrats comme un paiement de capacité au titre des produits des activités ordinaires, plutôt qu'au titre des produits tirés des contrats de location-financement et d'une diminution des créances au titre des contrats de location-financement. Nous amortissons ces actifs sur leur durée d'utilité.
- Nous reclassons également l'amortissement de notre matériel minier inscrit au poste Combustible et achats d'électricité pour tenir compte des coûts au comptant réels de nos activités dans le calcul de notre BAIIA aux fins de comparaison.
- En décembre 2016, nous avons convenu de résilier l'entente existante avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité («SIERE») visant notre centrale de cogénération de Mississauga, en Ontario, et avons conclu un nouveau contrat d'acheminement de production autonome amélioré qui prend effet le 1^{er} janvier 2017. Aux termes de ce nouveau contrat, nous avons reçu des paiements mensuels fixes jusqu'au 31 décembre 2018, sans obligation de livraison. En raison du contrat de production autonome, nous avons comptabilisé dans nos résultats présentés de 2016 un montant à recevoir de 207 millions de dollars (actualisé), un profit avant impôts d'environ 191 millions de dollars, déduction faite des coûts liés à l'arrêt des activités des unités, et un amortissement accéléré de 46 millions de dollars, conformément aux IFRS. En 2017 et 2018, aux fins de comparaison, nous avons comptabilisé les paiements reçus en guise de produits des activités ordinaires dans les résultats d'exploitation, et nous continuons d'amortir la centrale jusqu'au 31 décembre 2018.
- Lors de la mise en service de la centrale de South Hedland en juillet 2017, nous avons payé d'avance environ 74 millions de dollars en coûts de transport et de distribution de l'électricité. Les produits d'intérêts sont inscrits dans les frais payés d'avance. Nous reclassons ces intérêts à titre de réduction dans les coûts de transport et de distribution passés en charges à chaque période afin de refléter le coût net pour l'entreprise.

Le tableau suivant présente un rapprochement du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et du BAIIA aux fins de comparaison :

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(248)	(190)	117
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	108	42	107
Dividendes sur actions privilégiées	50	30	52
Résultat net	(90)	(118)	276
<i>Ajustements pour rapprocher le résultat net du BAIIA aux fins de comparaison</i>			
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(6)	64	38
Profit à la vente d'actifs et autres	(1)	(2)	(4)
(Profit) perte de change	15	1	5
Charge d'intérêts nette	250	247	229
Amortissement	574	635	601
<i>Reclassements aux fins de comparaison</i>			
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	59	59	57
Amortissement minier inclus dans le coût du combustible	140	75	65
Produit d'intérêts australien	4	2	—
<i>Ajustements des résultats aux fins de rapprochement avec le BAIIA aux fins de comparaison</i>			
Incidence sur les produits liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et à certaines couvertures économiques	—	2	26
Incidences du renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga ¹	105	77	(177)
Imputation pour dépréciation d'actifs ²	73	20	28
BAIIA aux fins de comparaison	1 123	1 062	1 144

1) Les incidences du renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 sont comme suit : produits des activités ordinaires (108 millions de dollars), et couvertures liées au combustible et aux achats d'électricité dont la désignation a été annulée (3 millions de dollars). Les incidences du renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 sont comme suit : produits des activités ordinaires (101 millions de dollars), couvertures liées au combustible et aux achats d'électricité dont la désignation a été annulée (12 millions de dollars), activités d'exploitation, d'entretien et d'administration (3 millions de dollars) et recouvrement lié aux baux visant des terrains renégociés (9 millions de dollars). Les incidences du renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 étaient comme suit : autres résultats d'exploitation, montant net (191 millions de dollars) et couvertures liées au combustible et aux achats d'électricité dont la désignation a été annulée (14 millions de dollars).

2) L'imputation pour dépréciation d'actifs pour 2018 comprend une charge de 38 millions de dollars liée à la mise hors service de l'unité 2 de la centrale de Sundance, une dépréciation liée aux parcs éoliens de Lakeswind et Kent Breeze de 12 millions de dollars et la radiation de frais de mise en valeur de projets de 23 millions de dollars (20 millions de dollars pour la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Sundance en 2017, 28 millions de dollars pour la dépréciation de l'installation de Wintering Hills en 2016).

Le BAIIA aux fins de comparaison a progressé de 61 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 par rapport à celui de 2017, en raison surtout des facteurs suivants :

- Nos secteurs Charbon et Hydroélectricité au Canada ont affiché des hausses d'un exercice à l'autre, qui représentent une hausse globale de 110 millions de dollars du BAIIA aux fins de comparaison.
 - Dans le secteur Charbon au Canada, la réception d'une indemnité unique de 157 millions de dollars pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance a été en partie annulée par des coûts de conformité plus élevés au titre du carbone et une baisse des produits liée à la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance.
 - Nos activités dans le secteur Hydroélectricité ont bénéficié d'une hausse des prix des services accessoires.
- Dans nos secteurs Charbon aux États-Unis, Gaz au Canada et Gaz en Australie, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué par rapport à celui de 2017, pour une diminution combinée de 44 millions de dollars.
 - Dans le secteur Charbon aux États-Unis, le BAIIA aux fins de comparaison a reculé notamment en raison des pertes sans effet de trésorerie liées à la réévaluation à la valeur de marché.
 - Dans le secteur Gaz au Canada, le BAIIA aux fins de comparaison a reculé surtout parce qu'il a bénéficié en 2017 du règlement du litige visant la clause d'indexation du contrat avec la SFIEO relativement aux centrales d'Ottawa et de Windsor, d'un montant total de 34 millions de dollars, qui a été en grande partie contrebalancé par l'incidence positive du renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga et des initiatives de réduction de coûts.

- Dans le secteur Gaz en Australie, le BAIIA aux fins de comparaison a reculé du fait surtout de la baisse des produits financiers découlant du rachat par Fortescue Metals Group Ltd. («FMG») de la centrale de Solomon, contrebalancé en partie par un exercice complet d'exploitation pour la centrale de South Hedland.
- Notre secteur Énergie éolienne et énergie solaire a bénéficié d'une hausse des prix marchands et de l'indemnité d'assurance découlant de l'incendie de la tour du parc éolien de Wyoming, le tout contrebalancé par l'incidence défavorable des pertes hors trésorerie liées à la réévaluation à la valeur de marché aux États-Unis relatives à la juste valeur du CAÉ de Big Level, ce qui a donné lieu à un BAIIA aux fins de comparaison stable.
- Le BAIIA aux fins de comparaison de notre secteur Commercialisation de l'énergie a connu une baisse de 2 millions de dollars en 2018 en regard de 2017, mais dans l'ensemble est demeuré relativement stable par rapport à l'exercice précédent.
- Les coûts du secteur Siège social sont demeurés stables par rapport à ceux de 2017.

Nos résultats globaux en 2018 comprennent des coûts d'environ 16 millions de dollars (29 millions de dollars en 2017) au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration et 21 millions de dollars (25 millions de dollars en 2017) au titre des dépenses d'investissement liées à la productivité dans le cadre du projet Greenlight, notre initiative de transformation. Nous estimons que les initiatives du projet Greenlight ont généré un montant net de 70 millions de dollars de marge brute, de charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration, et d'économies de dépenses d'investissement. Voir les rubriques «Capital du portefeuille de production d'électricité» et «Croissance stratégique et transformation de l'entreprise» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Fonds provenant des activités d'exploitation et flux de trésorerie disponibles

Les fonds provenant des activités d'exploitation sont une mesure importante, car ils fournissent des indications sur le montant des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant les variations du fonds de roulement, et permettent d'évaluer les tendances des flux de trésorerie par rapport aux résultats des périodes antérieures. Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure importante, car ils représentent le montant des flux de trésorerie pouvant servir à investir dans des initiatives de croissance, effectuer les remboursements prévus sur la dette, rembourser la dette à l'échéance, verser des dividendes sur les actions ordinaires ou racheter des actions ordinaires. Les variations du fonds de roulement sont exclues afin de ne pas fausser les montants des fonds provenant des activités d'exploitation et des flux de trésorerie disponibles en introduisant des variations que nous jugeons temporaires, notamment l'incidence des facteurs saisonniers et le calendrier des encaissements et des décaissements. Les fonds provenant des activités d'exploitation par action et les flux de trésorerie disponibles par action sont calculés en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles :

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	820	626	744
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	44	114	(73)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	864	740	671
Ajustements			
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	59	59	57
Divers	4	5	6
Fonds provenant des activités d'exploitation	927	804	734
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien	(168)	(235)	(272)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(21)	(24)	(8)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(40)	(40)	(42)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(169)	(172)	(151)
Divers	(5)	(5)	(4)
Flux de trésorerie disponibles	524	328	257
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice	287	288	288
Fonds provenant des activités d'exploitation par action	3,23	2,79	2,55
Flux de trésorerie disponibles par action	1,83	1,14	0,89

La hausse des flux de trésorerie disponibles est attribuable à l'augmentation d'un exercice à l'autre des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 194 millions de dollars attribuable en partie au paiement lié à la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance et à la baisse des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité. La hausse des flux de trésorerie disponibles en 2017 en regard de 2016 est également attribuable à de solides flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement et réduction des dépenses d'investissement liées au maintien et à la productivité. Les flux de trésorerie disponibles en 2016 avaient diminué en raison des paiements liés au règlement avec l'administrateur de la surveillance du marché de 25 millions de dollars.

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement du BAIIA aux fins de comparaison avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles :

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
BAIIA aux fins de comparaison	1 123	1 062	1 144
Provisions	7	(7)	(114)
(Profits latents) pertes latentes sur les activités de gestion du risque	22	(28)	4
Charge d'intérêts	(187)	(218)	(229)
Charge d'impôt exigible	(28)	(23)	(23)
Profit (perte) de change réalisé	5	15	(5)
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(31)	(19)	(23)
Autres éléments avec effet de trésorerie et sans effet de trésorerie	16	22	(20)
Fonds provenant des activités d'exploitation	927	804	734
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien	(168)	(235)	(272)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(21)	(24)	(8)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(40)	(40)	(42)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(169)	(172)	(151)
Divers	(5)	(5)	(4)
Flux de trésorerie disponibles	524	328	257

Résultats sectoriels aux fins de comparaison

Les flux de trésorerie sectoriels générés par nos activités mesurent la trésorerie nette provenant de chacun de nos secteurs, déduction faite des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité, des frais de restauration des lieux, des provisions, et des profits ou des pertes latents sans effet de trésorerie liés à la réévaluation à la valeur de marché. Il s'agit des flux de trésorerie disponibles pour payer nos intérêts et impôts au comptant, verser les distributions à nos partenaires sans contrôle et verser les dividendes à nos porteurs d'actions privilégiées, faire croître nos activités, rembourser la dette et distribuer des capitaux à nos actionnaires.

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Flux de trésorerie sectoriels¹			
Charbon au Canada ²	279	175	198
Charbon aux États-Unis	63	33	21
Gaz au Canada ³	228	221	235
Gaz en Australie	136	127	99
Énergie éolienne et énergie solaire	211	201	180
Hydroélectricité	96	61	53
Génération de flux de trésorerie sectoriels	1 013	818	786
Commercialisation de l'énergie	33	39	25
Siège social	(107)	(108)	(95)
Total des flux de trésorerie sectoriels	939	749	716

1) Les flux de trésorerie sectoriels sont une mesure non conforme aux IFRS.

2) Le montant de 2018 comprend le montant de 157 millions de dollars versé par le Balancing Pool pour la résiliation anticipée des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance au premier trimestre de 2018.

3) Le montant de 2017 comprend le montant de 34 millions de dollars versé par la SFIEO relatif au règlement d'un litige visant une clause d'indexation au cours de 2017.

Les flux de trésorerie générés par les secteurs d'activité ont totalisé 939 millions de dollars en 2018, en hausse de 190 millions de dollars par rapport à 2017, en raison surtout de la réception d'une indemnité unique de 157 millions de dollars pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance, de la baisse des dépenses en immobilisations de maintien et de la hausse des produits des services accessoires tirés de nos centrales hydroélectriques.

En 2017, les flux de trésorerie ont été de 33 millions de dollars plus élevés qu'en 2016 grâce à un contrôle des coûts discipliné et à une affectation rigoureuse des dépenses d'investissement de maintien.

Charbon au Canada

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Disponibilité (%)	91,6	82,0	85,3
Production visée par des contrats (GWh)	8 936	18 683	19 823
Production marchande (GWh)	5 304	3 786	3 787
Total de la production (GWh)	14 240	22 469	23 610
Capacité installée brute (MW) ¹	3 231	3 791	3 791
Produits des activités ordinaires	912	999	1 048
Combustible et achats d'électricité	526	510	386
Marge brute aux fins de comparaison	386	489	662
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	171	192	178
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	13	13	13
Autres résultats d'exploitation, montant net ²	(198)	(40)	(2)
BAIIA aux fins de comparaison	400	324	473
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	17	22	33
Dépenses d'investissement liées aux mines	42	28	23
Contrats de location-financement	14	14	13
Entretien planifié d'envergure	15	54	100
Total des dépenses d'investissement de maintien	88	118	169
Dépenses d'investissement liées à la productivité	12	12	1
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	100	130	170
Provisions	(10)	5	85
Profits (pertes) latents sur les activités de gestion du risque	11	3	7
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	19	11	13
Divers	1	—	—
Flux de trésorerie du secteur Charbon au Canada	279	175	198

1) Le 1^{er} janvier 2018, les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance d'une capacité de 560 MW ont été respectivement fermées et mises à l'arrêt. Le 1^{er} avril 2018, les unités 3 et 5 de la centrale de Sundance d'une capacité de 774 MW ont été mises à l'arrêt. Le 31 juillet 2018, l'unité 2 de la centrale de Sundance a été fermée de façon permanente.

2) En 2018, ce montant comprend le paiement de 157 millions de dollars pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance. En 2018 et 2017, ce montant comprend le paiement d'un montant de 40 millions de dollars effectué en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon.

2018

La disponibilité pour l'exercice s'est améliorée par rapport à 2017, en raison surtout d'une baisse du nombre d'interruptions planifiées et non planifiées et de réductions de la capacité nominale en 2018.

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 a diminué de 8 229 gigawattheures («GWh») par rapport à 2017, en raison surtout de la mise hors service et de la mise à l'arrêt de certaines unités de la centrale de Sundance et d'une baisse de la répartition, contrebalancées en partie par une diminution des interruptions planifiées et non planifiées.

Les produits des activités ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 ont reculé de 87 millions de dollars en regard de 2017, en raison principalement d'une baisse de la production contrebalancée par une hausse des prix. Les produits des activités ordinaires par MWh de production sont passés de 44 \$ par MWh en 2017 à 64 \$ par MWh en 2018, ce qui a plus que compensé la hausse des coûts de conformité liés au carbone et entraîné une hausse de la marge brute par MWh en 2018.

En 2018, les charges au titre du combustible, les coûts de conformité liés au carbone et les coûts d'achat d'électricité par MWh ont été plus élevés qu'en 2017. Les coûts du charbon pour un dollar par MWh ont été plus élevés en raison de la hausse des coûts fixes et d'une baisse du tonnage. Les travaux d'aménagement de la carrière qui ont commencé en 2018 à la mine Highvale devraient fournir le combustible le moins coûteux pour la durée de vie restante des centrales. Les coûts de conformité liés au carbone ont été plus élevés en 2018, reflet de l'augmentation réglementée du prix du carbone et des coûts de conformité liés au carbone qui ne sont plus recouvrables sur les unités de la centrale de Sundance puisque les CAÉ ont été résiliés. Les prix du combustible et du carbone ont augmenté comme prévu.

Au cours de l'exercice, nous avons commencé la cogénération avec le gaz naturel. La combustion du gaz naturel produit moins d'émissions de gaz à effet de serre («GES») que la combustion au charbon, ce qui abaisse nos coûts de conformité liés aux GES. L'impact combiné des prix relativement bas du gaz naturel en Alberta et des coûts de conformité aux normes de GES moins élevés a rendu la situation économiquement viable pour les centrales marchandes pendant une bonne partie de l'année.

En 2018, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont été moins élevées qu'en 2017. Certains coûts fixes et communs sont nécessaires pour maintenir les autres unités de la centrale de Sundance opérationnelles, et certaines charges non récurrentes au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont été engagées dans le cadre de la mise à l'arrêt et du retrait des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. Nous continuons d'optimiser l'exploitation de la centrale sur une base de production marchande.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 a augmenté de 76 millions de dollars en regard de celui de 2017, du fait d'une indemnité unique de 157 millions de dollars versée pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance, facteur annulé en partie par la hausse des coûts de conformité liés au carbone et la baisse des produits des activités ordinaires liée à la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, les dépenses d'investissement de maintien ont diminué de 30 millions de dollars par rapport à celles de 2017, en raison surtout de la baisse du nombre d'interruptions planifiées et de l'arrêt des activités à certaines unités, contrebalancés en partie par un accroissement des travaux d'aménagement de carrière. L'aménagement d'une nouvelle carrière permettra d'offrir le combustible le moins coûteux pour la durée de vie résiduelle des centrales. En 2017, quatre interruptions planifiées ont eu lieu durant l'année, tandis qu'en 2018, il n'y a eu qu'une seule interruption importante planifiée à l'une de nos centrales non exploitées. En 2018, il y a eu quatre unités de moins à entretenir dans l'ensemble du portefeuille, ce qui a considérablement réduit les dépenses d'investissement de maintien.

2017

La disponibilité en 2017 a reculé par rapport à celle de 2016 en raison d'un plus grand nombre d'interruptions non planifiées et de réductions de la capacité nominale attribuables aux interruptions de l'approvisionnement en charbon à notre mine au deuxième semestre de l'exercice, ce qui a aussi entraîné une baisse de la production de 1 141 GWh d'un exercice à l'autre.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 a diminué de 149 millions de dollars par rapport à celui de 2016, en raison de la reprise d'une provision de 80 millions de dollars liée à l'unité 1 de la centrale de Keephills au quatrième trimestre de 2016. Comme prévu, le combustible et les achats d'électricité ont été touchés par la hausse des coûts du charbon découlant du coefficient de recouvrement plus élevé que prévu et la hausse des coûts de conformité environnementale en 2017. De plus, nous avons engagé des frais additionnels au troisième trimestre afin d'atténuer l'incidence d'une baisse de la productivité à notre mine.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté de 14 millions de dollars d'une année à l'autre en raison surtout des dépenses engagées dans des initiatives d'amélioration menées dans le cadre du projet Greenlight (20 millions de dollars) et d'une hausse des dépenses liées à du matériel et des charges d'exploitation (5 millions de dollars), partiellement contrebalancées par une baisse de la rémunération (11 millions de dollars). Voir la rubrique «Croissance stratégique et transformation de l'entreprise» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Les résultats de 2017 comprenaient également la comptabilisation d'un montant de 40 millions de dollars à recevoir aux termes de l'entente sur l'élimination du charbon compris dans les autres résultats d'exploitation, montant net. Nous avons reçu notre paiement aux termes de cette entente au troisième trimestre.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses liées à la productivité ont diminué de 40 millions de dollars par rapport à celles de 2016, en raison principalement du calendrier des interruptions d'envergure en 2017 et des arrêts d'entretien en 2016 aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance.

Charbon aux États-Unis

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Disponibilité (%)	60,2	66,3	88,1
Disponibilité ajustée (%) ¹	84,6	86,2	88,9
Volume des ventes contractuelles (GWh)	3 329	3 609	3 535
Volume des ventes marchandes (GWh)	5 704	5 488	4 896
Achats d'électricité (GWh)	(3 665)	(3 625)	(3 854)
Total de la production (GWh)	5 368	5 472	4 577
Capacité installée brute (MW)	1 340	1 340	1 340
Produits des activités ordinaires	442	437	380
Combustible et achats d'électricité	314	293	281
Marge brute aux fins de comparaison	128	144	99
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	61	51	54
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	5	4	4
BAIIA aux fins de comparaison	62	89	41
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	2	3	3
Contrats de location-financement	4	3	3
Entretien planifié d'envergure	11	29	11
Total des dépenses d'investissement de maintien	17	35	17
Dépenses d'investissement liées à la productivité	—	3	—
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	17	38	17
Provisions	—	—	7
Profits (pertes) latents sur les activités de gestion du risque	(29)	10	(13)
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	11	8	9
Flux de trésorerie du secteur Charbon aux États-Unis	63	33	21

1) Ajustée pour une optimisation de la répartition.

2018

La disponibilité pour l'exercice a reculé par rapport à celle de 2017 en raison du calendrier de l'optimisation de la répartition, ainsi que des interruptions non planifiées et des réductions de la capacité nominale au second semestre de 2018, le tout contrebalancé en partie par des interruptions fortuites à l'unité 1 de la centrale de Centralia en janvier 2017. En 2017 et 2018, les deux unités de la centrale de Centralia ont été mises hors service en février en raison d'une baisse saisonnière des prix dans la région du nord-ouest Pacifique. Au cours des deux exercices, nous avons effectué des travaux d'entretien d'envergure au cours de cette période.

La production a reculé de 104 GWh en 2018 par rapport à celle de 2017, en raison surtout d'une optimisation de la répartition et du nombre accru d'interruptions non planifiées au dernier semestre de l'exercice.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté de 10 millions de dollars en 2018 par rapport à celles de 2017, en raison d'une hausse de la participation des employés, de la rémunération incitative annuelle et du maintien en poste des employés, ainsi que d'une augmentation des décaissements versés au fonds communautaire.

Le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 27 millions de dollars par rapport à celui de 2017 en raison surtout des variations défavorables liées à la réévaluation à la valeur de marché latente de nos positions liées au combustible et aux achats d'électricité, contrebalancées par une baisse des coûts du charbon et des prix du marché favorables.

Pour 2018, les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses liées à la productivité ont diminué de 21 millions de dollars par rapport à celles de 2017, en raison d'une baisse des interruptions planifiées.

En 2018, les flux de trésorerie du secteur Charbon aux États-Unis se sont améliorés de 30 millions de dollars par rapport à ceux de l'exercice précédent, en raison surtout de résultats d'exploitation plus solides, compte non tenu des incidences latentes liées à la réévaluation à la valeur de marché et d'une baisse des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité.

2017

La disponibilité a reculé par rapport à celle de 2016 en raison de l'interruption fortuite de l'unité 1 de la centrale de Centralia en janvier. Les deux unités de Centralia ont été mises hors service en février en raison d'une baisse des prix dans le marché du nord-ouest Pacifique. Nous avons effectué des travaux d'entretien d'envergure sur les deux unités pendant ce temps. La baisse de la disponibilité n'a pas eu d'incidence importante sur nos résultats, nos obligations contractuelles ayant été satisfaites en achetant de l'électricité à moindre prix sur le marché durant la première moitié de l'exercice.

La production a augmenté de 895 GWh en 2017 par rapport à celle de 2016, en raison principalement de la baisse de l'optimisation de la répartition découlant de la hausse des prix au quatrième trimestre de 2017. L'augmentation de la production a été contrebalancée en partie par une hausse des travaux d'entretien non planifiés et planifiés.

Le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 48 millions de dollars par rapport à celui de 2016, en raison d'une hausse des volumes de ventes qui a mené à une hausse des marges, étant donné les prix du marché et les taux contractuels plus élevés. La baisse des coûts de transport du charbon et l'incidence favorable de la réévaluation à la valeur de marché (profit d'un exercice à l'autre de 13 millions de dollars) sur certains contrats financiers de gré à gré qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture ont aussi eu une incidence positive sur le BAIIA aux fins de comparaison.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité ont augmenté de 21 millions de dollars par rapport à celles de 2016 en raison des interruptions planifiées réalisées au cours du deuxième trimestre de 2017. Les dépenses d'investissement liées à la productivité se rapportent à l'installation d'équipement d'inspection visant à optimiser la consommation spécifique de chaleur liée au charbon et à améliorer les systèmes de distribution d'air.

Gaz au Canada

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Disponibilité (%)	93,3	91,6	95,7
Production visée par des contrats (GWh)	1 620	1 504	2 784
Production marchande (GWh)	93	244	288
Total de la production (GWh)	1 713	1 748	3 072
Capacité installée brute (MW) ¹	945	952	1 057
Produits des activités ordinaires	407	430	470
Combustible et achats d'électricité	99	113	171
Marge brute aux fins de comparaison	308	317	299
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	48	53	54
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	1
BAIIA aux fins de comparaison	259	263	244
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	4	8	7
Entretien planifié d'envergure	16	22	5
Total des dépenses d'investissement de maintien	20	30	12
Dépenses d'investissement liées à la productivité	2	2	—
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	22	32	12
Provisions	—	3	(2)
Profits (pertes) latents sur les activités de gestion du risque	9	7	(2)
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	—	—	1
Flux de trésorerie du secteur Gaz au Canada	228	221	235

1) Les données de 2018 et 2017 ne tiennent pas compte de la capacité de la centrale de Mississauga qui a été mise à l'arrêt au début de 2017. Tous les exercices comprennent la capacité de production de la centrale de Fort Saskatchewan, qui a été comptabilisée à titre de contrat de location-financement. Au cours de 2015, le contrôle de l'exploitation de notre centrale de Poplar Creek a été transféré à Suncor Énergie («Suncor»). Nous détenons toujours une portion de la centrale et avons inclus celle-ci en tant que partie intégrante des mesures de notre capacité brute.

2018

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, la disponibilité a augmenté de 1,7 % par rapport à celle de 2017, en raison surtout du projet de conversion par cycles mené en 2017 à la centrale de Windsor et de la baisse du nombre d'interruptions planifiées et non planifiées aux centrales de Sarnia et de Windsor au cours de 2018.

La production pour l'exercice a diminué de 35 GWh par rapport à celle de 2017, la baisse de la demande à la centrale de Sarnia ayant été partiellement compensée par une hausse de la production aux centrales de Fort Saskatchewan, d'Ottawa et de Windsor.

Pour l'exercice 2018, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 4 millions de dollars par rapport à celui de 2017, du fait surtout du règlement rétroactif du litige visant la clause d'indexation du contrat avec la SFIEO reçu en 2017 (34 millions de dollars), contrebalancé par l'incidence favorable du renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga, des prix réalisés plus élevés à la centrale de Sarnia et des initiatives de réduction de coûts. Les centrales de Mississauga, d'Ottawa et de Windsor, ainsi que notre participation de 60 % dans la centrale de Fort Saskatchewan, sont détenues grâce à la participation de 50,01 % que nous détenons dans TransAlta Cogeneration L.P. («TA Cogen»). Le renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga a pris fin en décembre 2018, et le contrat n'a pas été renouvelé.

Les dépenses d'investissement de maintien ont totalisé 20 millions de dollars en 2018, en baisse de 10 millions de dollars, du fait surtout de dépenses d'investissement plus élevées en 2017, alors que nous avons terminé les travaux d'entretien prévus à la centrale de Sarnia et le projet de conversion par cycles à la centrale de Windsor qui visait à en accroître la flexibilité pour mieux faire face aux prix du marché.

Les flux de trésorerie du secteur Gaz au Canada se sont améliorés de 7 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 par rapport à ceux de l'exercice précédent, en raison surtout de la baisse des dépenses d'investissement de maintien en 2018, en partie annulée par une baisse du BAIIA. En 2017, des dépenses d'investissement de maintien ponctuelles ont été engagées dans le cadre du projet de conversion par cycles à la centrale de Windsor.

2017

La disponibilité a diminué d'environ 4 % par rapport à celle de 2016, principalement en raison d'une inspection d'envergure planifiée à la centrale de Sarnia, de la conversion en une centrale à charge de pointe de la centrale de Windsor et d'une interruption non planifiée de la turbine à vapeur à la centrale de Windsor.

La production en 2017 a diminué de 1 324 GWh par rapport à celle de 2016, principalement en raison de modifications apportées aux contrats des centrales de Mississauga et de Windsor à la fin de 2016.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour 2017 a augmenté de 19 millions de dollars par rapport à celui de 2016, ce qui reflète essentiellement le règlement avec la SFIEO concernant l'ajustement rétroactif des indices de prix des centrales d'Ottawa et de Windsor et l'incidence positive de l'interruption temporaire de notre centrale alimentée au gaz de Mississauga, en partie contrebalancés par des variations non favorables liées à la réévaluation à la valeur de marché latente de nos positions sur des contrats de gaz qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, et la réduction des produits découlant des modifications apportées au contrat par suite de la conversion de la centrale Windsor en centrale à charge de pointe.

Les dépenses d'investissement de maintien pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 ont augmenté de 18 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2016, en raison surtout d'une inspection d'envergure planifiée à la centrale de Sarnia et du projet de conversion par cycles de la centrale de Windsor visant à accroître sa souplesse pour réagir aux prix du marché.

En décembre 2018, TransAlta a exercé son option visant à résilier son entente avec Boeing Canada Inc. au Mississauga le 31 décembre 2021. TransAlta est tenue d'enlever la centrale au Mississauga et de remettre le site en état dans un délai de trois ans.

Gaz en Australie

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Disponibilité (%)	94,0	93,4	93,1
Production visée par des contrats (GWh)	1 814	1 803	1 529
Capacité installée brute (MW) ¹	450	450	425
Produits des activités ordinaires	165	180	174
Combustible et achats d'électricité	4	12	20
Marge brute aux fins de comparaison	161	168	154
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	37	31	25
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	–	–	1
BAIIA aux fins de comparaison	124	137	128
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	2	9	3
Entretien planifié d'envergure	–	1	11
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	2	10	14
Divers	(14)	–	15
Flux de trésorerie du secteur Gaz en Australie	136	127	99

1) Les données de 2016 comprennent la capacité de production de la centrale de Solomon, qui a été comptabilisée à titre de contrat de location-financement. En 2017, FMG a racheté la centrale de Solomon et a donc été retirée de la capacité de 2017, ce qui a été compensé par l'ajout de capacité pour la centrale de South Hedland, qui a commencé ses activités commerciales le 28 juillet 2017.

2018

La disponibilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 a augmenté par rapport à celle de 2017, grâce surtout à un exercice d'exploitation complet à la centrale de South Hedland, contrebalancé par le rachat par FMG de la centrale de Solomon.

La production en 2018 a été comparable à celle de 2017, du fait de l'ajout de la centrale de South Hedland, qui a été compensé par le rachat par FMG de la centrale de Solomon. En raison de la nature de nos contrats, les variations de la production n'ont pas d'incidence importante sur nos résultats, nos contrats prévoyant des paiements de capacité et le transfert des coûts au titre du combustible.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour l'exercice a diminué de 13 millions de dollars par rapport à celui de 2017, en raison surtout du rachat par FMG de la centrale de Solomon, des charges plus élevées au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration découlant de l'ajout de la centrale de South Hedland, et des frais juridiques courants associés à notre litige avec FMG, le tout contrebalancé en partie par la hausse du BAIIA tiré de la centrale de South Hedland.

Les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité pour 2018 ont diminué de 8 millions de dollars par rapport à celles de 2017, en raison des travaux d'entretien d'envergure effectués à notre centrale de Southern Cross en août 2017, qui n'étaient pas nécessaires en 2018.

Les flux de trésorerie de notre secteur Gaz en Australie ont augmenté de 9 millions de dollars en 2018, en raison surtout d'une baisse des exigences au titre des dépenses d'investissement de maintien et d'une augmentation des flux de trésorerie liée au recouvrement d'une créance à long terme, en grande partie contrebalancées par une baisse du BAIIA.

2017

La production pour 2017 a augmenté de 274 GWh par rapport à celle de 2016, en raison de la mise en service de notre centrale de South Hedland en juillet 2017 et d'une hausse de la charge requise pour servir les clients, en partie contrebalancée par la résiliation anticipée de notre contrat de location visant la centrale de Solomon en novembre 2017. En raison de la résiliation anticipée, nous avons reçu 325 millions de dollars américains (417 millions de dollars) au quatrième trimestre de 2017. Compte tenu de la nature de nos contrats, la hausse de la charge requise pour servir les clients n'a pas eu d'incidence importante sur nos résultats, nos contrats prévoyant des paiements de capacité et le transfert des coûts au titre du combustible.

Le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 9 millions de dollars pour 2017 par rapport à celui de 2016, en raison de la mise en service de la centrale de South Hedland en juillet 2017, en partie contrebalancée par la résiliation anticipée de notre contrat de location visant la centrale de Solomon en novembre 2017.

Énergie éolienne et énergie solaire

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Disponibilité (%)	95,4	95,8	94,9
Production visée par des contrats (GWh)	2 363	2 362	2 301
Production marchande (GWh)	1 005	1 098	1 212
Total de la production (GWh)	3 368	3 460	3 513
Capacité installée brute (MW) ¹	1 382	1 363	1 408
Produits des activités ordinaires	282	287	272
Combustible et achats d'électricité	17	17	18
Marge brute aux fins de comparaison	265	270	254
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	50	48	52
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	8	8	8
Autres résultats d'exploitation, montant net	(6)	—	(1)
BAIIA aux fins de comparaison	213	214	195
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	5	1	2
Entretien planifié d'envergure	8	10	11
Total des dépenses d'investissement de maintien	13	11	13
Dépenses d'investissement liées à la productivité	2	2	3
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	15	13	16
Provisions	—	—	(1)
Profits (pertes) latents sur les activités de gestion du risque	(20)	—	—
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	1	—	—
Divers (indemnité d'assurance)	6	—	—
Flux de trésorerie du secteur Énergie éolienne et énergie solaire	211	201	180

1) Les données de 2017 ne tiennent pas compte de la capacité de la centrale éolienne de Wintering Hills, qui a été vendue le 1^{er} mars 2017.

2018

La disponibilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 a été, comme prévu, comparable à celle de 2017.

La production pour 2018 a diminué de 92 GWh par rapport à celle de 2017, en raison surtout d'une baisse des ressources d'énergie éolienne en Alberta et aux États-Unis, conjuguée à la vente de l'installation éolienne marchande de Wintering Hills le 1^{er} mars 2017. Cette baisse de la production a été contrebalancée en partie par une augmentation des ressources d'énergie éolienne dans l'est du Canada.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour 2018 a été comparable à celui de 2017, les prix marchands plus élevés en Alberta et l'indemnité d'assurance découlant de l'incendie de la tour du parc éolien de Wyoming ayant été contrebalancés par l'incidence défavorable des pertes hors trésorerie liées à la réévaluation à la valeur de marché aux États-Unis relatives à la juste valeur du CAÉ de Big Level et l'incidence défavorable d'une baisse des ressources d'énergie éolienne.

Les flux de trésorerie du secteur Énergie éolienne et énergie solaire se sont améliorés de 10 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 par rapport à ceux de l'exercice précédent, en raison principalement du rajout des pertes hors trésorerie liées à la réévaluation à la valeur de marché aux États-Unis relatives à la juste valeur du CAÉ de Big Level.

2017

Pour 2017, la production a diminué de 53 GWh par rapport à celle de 2016, en raison de la vente de l'installation éolienne de Wintering Hills au premier trimestre de 2017. La production de nos autres installations a légèrement augmenté par rapport à celle de 2016.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour 2017 a augmenté de 19 millions de dollars par rapport à celui de 2016, principalement en raison de la hausse des volumes à nos centrales faisant l'objet de contrats, de la hausse des prix en Alberta à nos centrales ne faisant pas l'objet de contrats et de la baisse des ententes de service à long terme.

Hydroélectricité

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Production			
Énergie visée par des contrats			
Actifs au titre des CAÉ – hydro en Alberta (GWh) ¹	1 519	1 530	1 410
Autres centrales hydroélectriques (GWh) ¹	306	336	358
Énergie marchande			
Autres centrales hydroélectriques (GWh)	81	82	88
Total de la production d'énergie (GWh)	1 906	1 948	1 856
Volumes des services accessoires (GWh) ²	3 265	3 044	2 623
Capacité installée brute (MW)	926	926	926
Produits des activités ordinaires			
Actifs au titre des CAÉ – hydro en Alberta – Énergie	90	36	28
Actifs au titre des CAÉ – hydro en Alberta – Services accessoires	104	36	30
Paiements de capacité reçus en vertu des CAÉ – hydro en Alberta ³	56	54	55
Autres produits des activités ordinaires ⁴	41	43	50
Total des produits des activités ordinaires bruts	291	169	163
Paiement lié aux CAÉ – hydro en Alberta, montant net	(135)	(48)	(37)
Produits des activités ordinaires	156	121	126
Combustible et achats d'électricité	6	6	8
Marge brute aux fins de comparaison	150	115	118
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	38	37	33
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	3	3
Autres résultats d'exploitation, montant net	–	–	–
BAIIA aux fins de comparaison	109	75	82
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes, à l'exclusion de la prolongation de la durée des centrales hydroélectriques	4	8	8
Prolongation de la durée des centrales hydroélectriques	–	–	9
Entretien planifié d'envergure	8	5	10
Total avant les dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations	12	13	27
Dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations	–	–	2
Total des dépenses d'investissement de maintien	12	13	29
Dépenses d'investissement liées à la productivité	1	1	–
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	13	14	29
Flux de trésorerie du secteur Hydroélectricité	96	61	53

1) Les actifs au titre des CAÉ – hydro en Alberta comprennent 12 centrales hydroélectriques sur les réseaux de Bow River et de North Saskatchewan River en vertu de la réglementation du CAÉ. Les autres centrales hydroélectriques comprennent nos centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique, en Ontario et les centrales hydroélectriques en Alberta qui ne sont pas visées par des CAÉ réglementés.

2) Les services accessoires tels qu'ils sont décrits dans le document Consolidated Authoritative Document Glossary de l'AESO.

3) Les paiements de capacité tiennent compte de la charge au titre de la capacité annuelle, telle qu'elle est décrite dans le règlement Power Purchase Arrangements Determination Regulation AR 175/2000 accessible par l'intermédiaire de l'imprimeur de la Reine du gouvernement de l'Alberta.

4) Les autres produits des activités ordinaires comprennent les produits des activités ordinaires tirés de nos centrales hydroélectriques ne faisant pas l'objet d'un CAÉ, de nos activités de transport et d'autres arrangements contractuels, y compris l'entente visant à réduire les inondations conclue avec le gouvernement de l'Alberta et les services de redémarrage à froid.

2018

La production pour 2018 a diminué de 42 GWh par rapport à celle de 2017, en raison principalement de la baisse des ressources hydrauliques.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour 2018 a augmenté de 34 millions de dollars par rapport à celui de 2017. Alberta Hydro a profité de prix de l'énergie plus vigoureux et d'une hausse de la demande des services accessoires.

Les flux de trésorerie du secteur Hydroélectricité se sont améliorés de 35 millions de dollars pour 2018, comparativement à ceux de 2017, en raison surtout d'une hausse du BAIIA aux fins de comparaison.

2017

La production pour 2017 a augmenté de 92 GWh par rapport à celle de 2016, du fait surtout de la hausse des ressources hydrauliques tirées de la crue des eaux au cours des neuf premiers mois de 2017 en Alberta.

Toutefois, le BAIIA aux fins de comparaison pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 a diminué de 7 millions de dollars par rapport à celui de 2016, en raison de la hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration, et de la comptabilisation en 2016 d'un ajustement positif de 3 millions de dollars relativement à un problème de compteurs survenu à l'exercice précédent à l'une de nos centrales.

Les dépenses d'investissement de maintien pour 2017 ont diminué de 16 millions de dollars par rapport à celles de 2016 en raison d'une baisse des dépenses pour des révisions importantes. Des dépenses d'investissement ont été engagées en 2016 pour les projets de prolongation de la durée des centrales de Bighorn et de la rivière Brazeau et le rétablissement des activités à la suite d'inondations.

Commercialisation de l'énergie

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Produits des activités ordinaires et marge brute aux fins de comparaison	67	69	76
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	24	24	24
BAIIA aux fins de comparaison	43	45	52
Déduire :			
Provisions	3	(2)	24
Profits (pertes) latents sur les activités de gestion du risque	7	8	3
Flux de trésorerie du secteur Commercialisation de l'énergie	33	39	25

2018

Le BAIIA aux fins de comparaison pour 2018 est demeuré, comme prévu, relativement comparable à celui de 2017.

Les flux de trésorerie du secteur Commercialisation de l'énergie pour 2018 ont diminué de 6 millions de dollars par rapport à ceux de 2017, en raison surtout du règlement de positions de négociation ayant subi l'incidence négative du temps froid au premier trimestre et de l'élimination des profits sans effet de trésorerie liés à la réévaluation à la valeur de marché découlant d'un certain nombre d'opérations à long terme qui devraient être réglées en 2019.

2017

Le BAIIA aux fins de comparaison a reculé de 7 millions de dollars par rapport à celui de 2016 en raison de résultats décevants au premier trimestre de 2017 découlant des températures plus chaudes enregistrées pendant l'hiver dans la région du nord-est, des fortes précipitations qu'a reçues la région du nord-ouest Pacifique et de la compression des marges liées à nos activités clients.

Siège social**2018**

Pour 2018, les coûts indirects du secteur Siège social de 87 millions de dollars étaient comparables à ceux de 2017 puisque nous avons tiré avantage des initiatives visant à réduire les coûts, lesquels ont été contrebalancés par l'ajout de l'équipe de gestion de la chaîne d'approvisionnement qui nous permettra de réaliser des économies de coûts futures en optimisant notre pouvoir d'achat. Les flux de trésorerie du secteur Siège social comprennent également un montant de 20 millions de dollars (22 millions de dollars en 2017) au titre de dépenses d'investissement de maintien et de dépenses d'investissement liées à la productivité.

2017

Les coûts indirects du secteur Siège social, qui se sont établis à 85 millions de dollars, ont augmenté de 14 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 par rapport à ceux de 2016, en raison surtout de la hausse de la rémunération incitative annuelle et des frais liés au projet Greenlight. Voir la rubrique «Croissance stratégique et transformation de l'entreprise» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements. Les résultats du premier trimestre de 2017 comprennent également le reclassement d'incitatifs de 2016 entre les secteurs d'activité et le secteur Siège social.

Principaux ratios financiers

Les méthodes et les ratios utilisés par les agences de notation pour évaluer nos notes de solvabilité ne sont pas publiés. Nous avons élaboré notre propre définition des ratios et des objectifs pour nous aider à évaluer la solidité de notre situation financière. Ces mesures et ces ratios ne sont pas définis selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à ceux utilisés par d'autres entités ou par des agences de notation. Nous avons renforcé notre situation financière et notre flexibilité et avons atteint la plupart de nos fourchettes cibles en 2018.

Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés

Aux 31 décembre	2018	2017	2016
Fonds provenant des activités d'exploitation	927	804	734
Déduire : résiliation anticipée des CAÉ de Sundance reçus au cours du premier trimestre de 2018	(157)	—	—
Ajouter : intérêts sur la dette et les contrats de location-financement, déduction faite du produit d'intérêts et des intérêts incorporés au coût de l'actif	174	205	203
Fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts	944	1 009	937
Intérêts sur la dette et les contrats de location-financement, déduction faite du produit d'intérêts	176	214	219
Ajouter : 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées	20	20	21
Intérêts ajustés	196	234	240
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés (multiple)	4,8	4,3	3,9

Notre ratio cible au titre des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés est de quatre à cinq fois. Le ratio s'est amélioré par rapport à 2017, en raison d'une baisse des intérêts sur la dette découlant de l'exécution de notre plan de désendettement.

Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée

Aux 31 décembre	2018	2017	2016
Fonds provenant des activités d'exploitation	927	804	734
Déduire : résiliation anticipée des CAÉ de Sundance reçus au cours du premier trimestre de 2018	(157)	—	—
Déduire : 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées	(20)	(20)	(21)
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés	750	784	713
Dette à long terme à la fin de la période ¹	3 267	3 707	4 361
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(89)	(314)	(305)
Déduire : capital des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	(27)	—	—
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471	471
Juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette ²	(10)	(30)	(163)
Dette nette ajustée	3 612	3 834	4 364
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée (%)	20,8	20,4	16,3

1) Comprend les obligations au titre des contrats de location-financement et le financement donnant droit à des avantages fiscaux.

2) Comprise dans les actifs et passifs de gestion du risque des états financiers consolidés au 31 décembre 2018, au 31 décembre 2017 et au 31 décembre 2016.

Notre ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée, qui s'est établi à 20,8 % est demeuré stable par rapport à 2017, l'importante réduction de notre dette nette ayant été contrebalancée par une baisse des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés. En 2017, nous avons atteint le bas de notre fourchette cible, qui est de 20 % à 25 %, et avons maintenu ce niveau en 2018.

Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison

Aux 31 décembre	2018	2017	2016
Dette à long terme à la fin de la période ¹	3 267	3 707	4 361
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(89)	(314)	(305)
Déduire : capital des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	(27)	—	—
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471	471
Juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette ²	(10)	(30)	(163)
Dette nette ajustée	3 612	3 834	4 364
BAIIA aux fins de comparaison	1 123	1 062	1 144
Déduire : résiliation anticipée des CAÉ de Sundance reçus au cours du premier trimestre de 2018	(157)	—	—
BAIIA aux fins de comparaison ajusté	966	1 062	1 144
Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ajusté (multiple)	3,7	3,6	3,8

1) Comprend les obligations au titre des contrats de location-financement et le financement donnant droit à des avantages fiscaux.

2) Comprise dans les actifs et passifs de gestion du risque des états financiers consolidés au 31 décembre 2018, au 31 décembre 2017 et au 31 décembre 2016.

Le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté par rapport à 2017, du fait surtout de la baisse du BAIIA aux fins de comparaison ajusté au cours de l'exercice, après ajustement du paiement pour la résiliation anticipée des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance. Notre ratio cible au titre de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison est de 3,0 à 3,5 fois.

Capacité de produire des résultats financiers

Les mesures que nous utilisons pour suivre notre rendement sont le BAIIA aux fins de comparaison, les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles. Le tableau qui suit présente une comparaison des montants cibles et des montants réels pour chacun des trois exercices financiers :

Exercices clos les 31 décembre		2018	2017	2016
BAIIA aux fins de comparaison	Objectif ¹	1 000 - 1 050	1 025 - 1 100	990 - 1 100
	Réel	1 123	1 062	1 144
	Réel ajusté ²	988	1 000	1 068
Fonds provenant des activités d'exploitation	Objectif ¹	750 - 800	765 - 820	755 - 835
	Réel	927	804	734
	Réel ajusté ³	770	770	734
Flux de trésorerie disponibles	Objectif ¹	300 - 350	270 - 310	250 - 300
	Réel	524	328	257
	Réel ajusté ³	367	311	257

1) Représente nos perspectives révisées. Compte tenu de notre solide rendement au premier trimestre de 2018, nous avons révisé nos objectifs pour 2018 : la fourchette cible au titre du BAIIA aux fins de comparaison qui était de 950 millions de dollars à 1 050 millions de dollars est maintenant de 1 000 millions de dollars à 1 050 millions de dollars; la fourchette cible au titre des fonds provenant des activités d'exploitation qui était de 725 millions de dollars à 800 millions de dollars est maintenant de 750 millions de dollars à 800 millions de dollars; et la fourchette cible au titre des flux de trésorerie disponibles qui était de 275 millions de dollars à 350 millions de dollars est maintenant de 300 millions de dollars à 350 millions de dollars. Au deuxième trimestre de 2017, nous avons réduit les cibles de 2017 suivantes : la fourchette cible au titre du BAIIA aux fins de comparaison qui était de 1 025 millions de dollars à 1 135 millions de dollars est maintenant de 1 025 millions de dollars à 1 100 millions de dollars; la fourchette cible au titre des fonds provenant des activités d'exploitation qui était de 765 millions de dollars à 855 millions de dollars est maintenant de 765 millions de dollars à 820 millions de dollars et la fourchette cible au titre des flux de trésorerie disponibles qui était de 300 millions de dollars à 365 millions de dollars est maintenant de 270 millions de dollars à 310 millions de dollars.

2) Le BAIIA aux fins de comparaison pour toutes les périodes a été ajusté pour éliminer l'incidence des profits et pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. De plus, l'exercice 2018 a été ajusté pour faire abstraction du montant de 157 millions de dollars au titre de la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance, étant donné qu'il n'était pas inclus dans les objectifs. L'exercice 2017 a aussi été ajusté afin de retrancher le montant de 34 millions de dollars lié au litige visant la clause d'indexation du contrat avec la SFIEO. L'exercice 2016 a été ajusté pour tenir compte de l'incidence de 80 millions de dollars relative à des ajustements hors trésorerie liés à la provision au titre de l'unité 1 de la centrale de Keephills.

3) Les montants de 2018 ont été ajustés pour retirer le montant de 157 millions de dollars au titre de la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance, étant donné qu'il n'était pas inclus dans les objectifs. Les montants de 2017 ont été ajustés pour retirer le montant au titre du litige visant la clause d'indexation du contrat avec la SFIEO : réduction de 34 millions de dollars des fonds provenant des activités d'exploitation et réduction de 17 millions de dollars des flux de trésorerie disponibles.

Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture

Transition vers la production à partir d'énergie propre en Alberta

Projet mené dans le cadre du programme d'électricité renouvelable de l'Alberta – Windrise

Au quatrième trimestre de 2018, le projet de production de 207 MW d'énergie éolienne de Windrise de TransAlta a été choisi par l'AESO comme l'un des deux projets prometteurs lors de la troisième ronde du programme d'électricité renouvelable. Le parc éolien de Windrise, qui se trouve dans le comté de Willow Creek, s'appuie sur un accord de soutien pour l'électricité renouvelable d'une durée de 20 ans conclu avec l'AESO. Le projet, dont le coût est estimé à environ 270 millions de dollars, devrait entrer en exploitation au cours du deuxième trimestre de 2021.

Approvisionnement en gaz pour les unités converties du charbon au gaz

Le 17 décembre 2018, la Société a exercé son option d'acquérir une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer. Tidewater construira et exploitera le gazoduc de 120 km qui aura un débit initial de 130 millions de pieds cubes de gaz par jour («Mpi³/j») et un potentiel d'expansion à environ 440 Mpi³/j. Le gazoduc Pioneer permettra à TransAlta d'augmenter la quantité de gaz naturel qu'elle produit à ses unités alimentées au charbon des centrales de Sundance et Keephills, ce qui réduira les émissions de carbone et les coûts. De plus, le gazoduc fournira une quantité importante du gaz nécessaire à la conversion complète au gaz naturel des unités alimentées au charbon. L'investissement pour TransAlta s'élèvera à environ 90 millions de dollars. La construction du gazoduc Pioneer a commencé en novembre 2018 et il devrait être pleinement exploitable d'ici le deuxième semestre de 2019. L'investissement de TransAlta est assujéti aux approbations réglementaires finales, qui devraient être finalisées au cours du premier semestre de 2019.

La décision de travailler avec Tidewater devance l'échéancier pour la construction du gazoduc Pioneer et permet d'accélérer la conversion des centrales. TransAlta demeure d'avis que le fait d'avoir au moins deux gazoducs d'approvisionnement en gaz naturel réduirait les risques d'exploitation, et poursuit ses discussions avec d'autres parties pour la construction d'autres gazoducs qui viendraient combler les besoins d'approvisionnement en gaz des centrales.

Stratégie de conversion du charbon au gaz de la centrale de Sundance et des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills

Le 6 décembre 2017, la Société a mis à jour sa stratégie visant à accélérer la transition vers la production à partir du gaz et des énergies renouvelables. Au cours de 2018, la Société a mis à l'arrêt et mis hors service les unités suivantes de la centrale de Sundance :

- Mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Sundance le 1^{er} janvier 2018
- Mise hors service de l'unité 2 de la centrale de Sundance le 31 juillet 2018
- Mise à l'arrêt temporaire de l'unité 3 de la centrale de Sundance le 1^{er} avril 2018, pour une période pouvant aller jusqu'à deux ans
- Mise à l'arrêt temporaire de l'unité 5 de la centrale de Sundance le 1^{er} avril 2018, pour une période pouvant aller jusqu'à un an, qui a récemment été portée à deux ans

TransAlta ne prévoit plus mettre temporairement à l'arrêt l'unité 4 de la centrale de Sundance et effectuera des travaux d'entretien au cours du premier semestre de 2019.

Le 18 décembre 2018, le gouvernement fédéral a publié le *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel*. Le règlement prévoit des règles pour les nouvelles centrales électriques alimentées au gaz, ainsi que des dispositions particulières pour la conversion du charbon au gaz. La conversion au gaz des unités prolongerait non seulement leur durée d'exploitation, mais procurerait également les avantages suivants : une importante réduction des émissions de carbone ainsi que des coûts qui y sont liés; une importante diminution des coûts d'exploitation et des dépenses d'investissement de maintien; et une amélioration de la souplesse d'exploitation. TransAlta prévoit convertir les unités 3 à 6 de la centrale de Sundance et les unités 1 à 3 de la centrale de Keephills entre 2020 et 2023.

Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance

La réglementation fédérale canadienne stipule que toutes les centrales alimentées au charbon construites avant 1975 doivent cesser leurs activités liées au charbon d'ici la fin de 2019, ce qui comprend les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. Étant donné que l'unité 1 de la centrale de Sundance a été fermée deux ans plus tôt, la ministre fédérale d'Environnement et Changement climatique Canada a consenti à prolonger la durée d'utilité de l'unité 2 de la centrale de Sundance de 2019 à 2021. Cette mesure a donné à la Société la souplesse nécessaire pour satisfaire aux exigences réglementaires liées à l'environnement visant la conversion du charbon au gaz et au nouveau marché de capacité en Alberta. Toutefois, en juillet 2018, TransAlta a mis hors service l'unité 2 de la centrale de Sundance. La décision a été en grande partie motivée par l'âge, la taille et la courte durée d'utilité de cette unité par rapport à d'autres unités, et par l'importance des capitaux requis pour remettre l'unité en service.

Les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance offraient une capacité combinée de 560 MW sur la capacité totale de 2 141 MW de l'ensemble de la centrale de Sundance qui fournissait la charge de base au réseau électrique de l'Alberta. Le CAÉ lié aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance conclu avec le Balancing Pool a expiré le 31 décembre 2017.

Au troisième trimestre de 2018, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 38 millions de dollars (28 millions de dollars après impôts) relativement à la mise hors service de l'unité 2 de la centrale de Sundance. Au deuxième trimestre de 2017, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 20 millions de dollars (15 millions de dollars après impôts) sur l'unité 1 de la centrale de Sundance en raison de sa décision de devancer la mise hors service de cette unité.

Projet de l'unité 3 du parc éolien de Kent Hills

Au cours de 2017, une filiale de TransAlta Renewables Inc., Kent Hills Wind LP («KHWLP»), a conclu un contrat à long terme avec Énergie NB en vue de la vente de la totalité de l'énergie produite par une capacité de production supplémentaire de 17,25 MW dans le cadre du projet de l'unité 3 du parc éolien de Kent Hills. Parallèlement, l'échéance

du contrat avec Énergie NB relativement à l'unité 1 du parc éolien de Kent Hills a été reportée de 2033 à 2035, ce qui correspond à la durée d'utilité des unités 2 et 3 du parc éolien de Kent Hills.

Le 19 octobre 2018, TransAlta Renewables a annoncé que l'expansion était pleinement opérationnelle, ce qui porte la capacité de production totale du parc éolien de Kent Hills à 167 MW.

Acquisition de deux projets de parc éolien aux États-Unis

Le 20 février 2018, TransAlta Renewables a annoncé avoir conclu une entente visant l'acquisition de deux projets prêts à construire dans le nord-est des États-Unis. Les projets de parc éolien consistent en : i) un projet de 90 MW situé en Pennsylvanie faisant l'objet d'un CAÉ de 15 ans avec Microsoft Corp. («Big Level»); et ii) un projet de 29 MW situé au New Hampshire faisant l'objet de deux CAÉ de 20 ans («Antrim») (collectivement les «projets de parc éolien aux États-Unis»), avec des contreparties détenant des notes attribuées par Standard & Poor's d'au moins A+. La mise en service de ces deux projets est prévue pour le deuxième semestre de 2019. Une filiale de TransAlta a acquis Big Level le 20 février 2018, tandis que l'acquisition d'Antrim demeure assujettie à certaines conditions de clôture, y compris la réception d'une décision réglementaire favorable. La Société s'attend à ce que la clôture de l'acquisition d'Antrim ait lieu au début de 2019.

Le 20 avril 2018, TransAlta Renewables a réalisé l'acquisition d'une participation financière dans des projets de parc éolien aux États-Unis auprès d'une filiale de TransAlta («TA Power»). Aux termes de l'entente, une filiale de TransAlta détient directement les projets de parc éolien aux États-Unis, et TA Power a émis à TransAlta Renewables des actions privilégiées reflet, lesquelles donnent droit à des dividendes trimestriels fondés sur le résultat net avant impôts des projets de parc éolien aux États-Unis. Les actions privilégiées reflet ont priorité sur les actions ordinaires de TA Power détenues par TransAlta quant au versement des dividendes et à la distribution des actifs en cas de liquidation ou de dissolution volontaire ou forcée de TA Power. Les coûts de construction et d'acquisition des deux projets de parc éolien aux États-Unis devraient être financés par TransAlta Renewables et sont évalués à 240 millions de dollars américains, et un billet à ordre de 25 millions de dollars est à recevoir. Le produit de l'émission de ces actions privilégiées ou de ces billets sera utilisé exclusivement dans le cadre de l'acquisition et de la construction des projets de parc éolien aux États-Unis. TransAlta Renewables financera ces coûts d'acquisition et de construction au moyen de liquidités existantes et d'avantages fiscaux.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, TransAlta Renewables a financé des coûts de construction d'environ 61 millions de dollars (48 millions de dollars américains) dans le cadre du projet Big Level. Le 2 janvier 2019, TransAlta Renewables a financé des coûts de construction supplémentaires de 45 millions de dollars (33 millions de dollars américains).

TransAlta Renewables fait l'acquisition de trois actifs d'énergie renouvelable auprès de la Société

Le 31 mai 2018, TransAlta Renewables a fait l'acquisition auprès d'une filiale de la Société d'une participation financière dans le parc éolien Lakeswind de 50 MW situé au Minnesota et dans les centrales d'énergie solaire de 21 MW situées au Massachusetts («Mass Solar») par la souscription d'actions privilégiées reflet d'une filiale de la Société. En outre, TransAlta Renewables a acquis d'une filiale de la Société une participation dans le parc éolien de Kent Breeze de 20 MW situé en Ontario. Le prix d'achat total pour les trois actifs s'est établi à environ 166 millions de dollars, y compris la prise en charge de 62 millions de dollars d'obligations de financement donnant droit à des avantages fiscaux et de la dette du projet, pour une contrepartie nette en trésorerie de 104 millions de dollars. La Société continue d'exploiter ces actifs pour le compte de TransAlta Renewables.

Le 28 juin 2018, TransAlta Renewables a souscrit des actions privilégiées reflet supplémentaires de 33 millions de dollars d'une filiale de la Société liée à Mass Solar afin de financer le remboursement de la dette des projets de Mass Solar.

Dans le cadre de ces acquisitions, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 12 millions de dollars, dont un montant de 11 millions de dollars a été comptabilisé dans les immobilisations corporelles et un montant de 1 million de dollars, dans les immobilisations incorporelles.

TransAlta Renewables conclut un placement d'actions ordinaires pour un produit de 150 millions de dollars

Le 22 juin 2018, TransAlta Renewables a conclu un placement de 11 860 000 actions ordinaires par voie de prise ferme par un syndicat de preneurs fermes. Les actions ordinaires ont été émises au prix de 12,65 \$ l'action pour un produit brut d'environ 150 millions de dollars (produit net de 144 millions de dollars).

Le produit net a été utilisé pour rembourser en partie les montants qui ont été prélevés sur la facilité de crédit de TransAlta Renewables pour financer de récentes acquisitions. Les liquidités supplémentaires en vertu de la facilité de crédit devront servir aux fins générales de la Société, y compris pour payer les coûts de construction courants liés aux projets de parc éolien aux États-Unis décrits ci-dessus.

La Société n'a pas acheté d'actions ordinaires supplémentaires dans le cadre du placement et, après la clôture, détenait 161 millions d'actions ordinaires représentant environ 61 % des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables.

Financement de 345 millions de dollars

Le 20 juillet 2018, la Société a monétisé les paiements en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon conclue avec le gouvernement de l'Alberta en concluant un placement d'obligations d'environ 345 millions de dollars par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive indirecte, TransAlta OCP LP («TransAlta OCP»). Il s'agit d'un placement privé garanti notamment par une charge de premier rang sur les paiements effectués par le gouvernement de l'Alberta en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon. Les obligations amortissables portent intérêt à un taux de 4,509 % par année, payables tous les semestres jusqu'à l'échéance le 5 août 2030. Les obligations ont obtenu de DBRS une note de BBB, avec une tendance stable. Aux termes de l'entente sur l'élimination du charbon, la Société reçoit des paiements de transition annuels au comptant d'environ 40 millions de dollars (environ 37 millions de dollars, montant net revenant à la Société) au plus tard le 31 juillet, à compter du 1^{er} janvier 2017 jusqu'à la fin de 2030. Le produit net a servi à rembourser en partie les débentures à 6,40 %, comme il est décrit ci-dessous.

Remboursement anticipé de 400 millions de dollars de débentures

Le 2 août 2018, la Société a racheté par anticipation la totalité de ses débentures à 6,40 % en circulation, échéant le 18 novembre 2019, pour un montant en capital de 400 millions de dollars. Le prix de rachat était au total d'environ 425 millions de dollars, y compris une prime au remboursement anticipé et les intérêts courus et impayés.

Offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités

Le 9 mars 2018, la Société a annoncé que la Bourse de Toronto a accepté l'avis déposé par la Société en vue de mettre en œuvre une OPRA pour une partie de ses actions ordinaires («actions ordinaires»). Dans le cadre de l'OPRA, la Société peut racheter jusqu'à concurrence de 14 000 000 d'actions ordinaires, soit environ 4,86 % des actions ordinaires émises et en circulation au 2 mars 2018. Aux termes de l'OPRA, les actions devraient être rachetées sur le marché libre à la Bourse de Toronto ainsi que sur toute autre plateforme de négociation canadienne sur laquelle les actions ordinaires sont négociées, au cours en vigueur. Les actions ordinaires rachetées dans le cadre de l'OPRA seront annulées.

La période au cours de laquelle TransAlta est autorisée à effectuer des rachats dans le cadre de l'OPRA a commencé le 14 mars 2018 et se termine le 13 mars 2019 ou à toute date antérieure à laquelle le nombre maximal d'actions ordinaires auront été rachetées en vertu de l'OPRA ou à laquelle l'OPRA prendra fin, au choix de la Société.

En vertu des règles de la Bourse de Toronto, un maximum de 102 039 actions ordinaires (soit 25 % du volume de transactions quotidien moyen de 408 156 actions ordinaires à la Bourse de Toronto pour la période de six mois close le 28 février 2018) peuvent être achetées à la Bourse de Toronto n'importe quel jour de Bourse dans le cadre de l'OPRA, sous réserve de la possibilité d'effectuer une acquisition en bloc excédant le maximum quotidien par semaine civile.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, la Société a acheté et annulé 3 264 500 actions ordinaires à un prix moyen de 7,02 \$ l'action, pour un coût total de 23 millions de dollars. D'autres transactions dans le cadre de l'OPRA, le cas échéant, dépendront des conditions du marché. La Société conserve le pouvoir discrétionnaire d'effectuer des acquisitions dans le cadre de l'OPRA et de déterminer le moment, le montant et le prix acceptable de ces acquisitions, sous réserve en tout temps des exigences de la Bourse de Toronto et d'autres exigences réglementaires applicables.

Rachat anticipé de billets de premier rang

Le 15 mars 2018, la Société a procédé au rachat anticipé de la totalité de ses billets de premier rang à 6 650 % en circulation d'un capital de 500 millions de dollars américains, échéant le 15 mai 2018, pour environ 617 millions de dollars (516 millions de dollars américains). Une prime au remboursement anticipé de 5 millions de dollars a été comptabilisée dans la charge d'intérêts nette pour la période de trois mois close le 31 mars 2018.

Changements au sein de la direction et du conseil d'administration

Donald Tremblay, l'ancien chef des finances, a quitté la Société le 9 mai 2018. Brett Gellner, chef de la stratégie et des placements, a occupé le poste de chef des finances par intérim, en plus de son poste actuel, pendant la période de transition.

Au quatrième trimestre de 2018, nous avons nommé Christophe Dehout au poste de chef des finances. M. Dehout possède une vaste expérience de la production d'électricité et une connaissance approfondie des marchés financiers, des fusions et acquisitions, du financement des entreprises et des transformations d'entreprises.

Le 25 janvier 2019, nous avons annoncé le départ à la retraite de Timothy Faithfull et de l'ambassadeur Gordon Giffin. Plus tôt en 2018, M. Faithfull a fait connaître au conseil son intention de se retirer du conseil d'administration immédiatement après l'assemblée annuelle des actionnaires de TransAlta pour 2019 et, également en 2018, l'ambassadeur Gordon Giffin a annoncé son intention de se retirer de ses fonctions d'administrateur et de président du conseil d'administration en 2020. Le conseil d'administration entreprend un processus de désignation d'un nouveau président du conseil au cours de l'année 2019.

Remise par le Balancing Pool d'un avis de résiliation des CAÉ liés à la centrale de Sundance en Alberta

Le 18 septembre 2017, la Société a reçu un avis officiel du Balancing Pool de son intention de résilier les CAÉ liés aux unités B et C de la centrale de Sundance le 31 mars 2018.

La résiliation des CAÉ liés aux unités B et C de la centrale de Sundance par le Balancing Pool était attendue, et la Société veille à ce qu'elle reçoive l'indemnité de résiliation à laquelle elle estime avoir droit aux termes des CAÉ liés aux unités B et C de la centrale de Sundance et des lois applicables. Le Balancing Pool a versé à la Société environ 157 millions de dollars le 29 mars 2018 dans le cadre du paiement à la valeur comptable nette requis pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance. Toutefois, le Balancing Pool ne tient pas compte de certains actifs miniers et autres actifs qui, selon la Société, devraient être inclus dans le calcul de la valeur comptable nette, pour une indemnité additionnelle de 56 millions de dollars. Le litige est en cours de résolution par voie d'arbitrage.

Se reporter à la note 4 des états financiers consolidés annuels audités de 2018 pour une description des événements importants qui ont eu une incidence sur les résultats de l'exercice précédent.

Situation financière

Le tableau qui suit présente les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés du 31 décembre 2017 au 31 décembre 2018 :

Actifs	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(225)	Calendrier des encaissements et des décaissements
Liquidités soumises à restrictions (courants et non courants)	36	Liquidités soumises à restrictions liées aux obligations de TransAlta OCP (35 millions de dollars)
Créances clients et autres débiteurs	(177)	Calendrier des encaissements des montants dus par les clients et recouvrement des montants à recevoir au titre du renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga (108 millions de dollars), partiellement contrebalancés par le billet à recevoir d'Antrim (25 millions de dollars)
Stocks	23	Augmentation dans le secteur Charbon au Canada (50 millions de dollars), partiellement annulée par une réduction des crédits d'émission achetés (13 millions de dollars) et une baisse des stocks de pièces et matériaux (5 millions de dollars)
Créances au titre de contrats de location-financement (non courantes)	(24)	Remboursements de capital
Immobilisations corporelles, montant net	(414)	Amortissement pour la période (649 millions de dollars), révisions des frais de démantèlement et de remise en état (32 millions de dollars) et imputations pour dépréciation d'actifs (49 millions de dollars), le tout en partie contrebalancé par des acquisitions (294 millions de dollars) et des variations favorables des taux de change (39 millions de dollars)
Immobilisations incorporelles	9	Acquisitions (53 millions de dollars) et transferts nets des immobilisations corporelles (6 millions de dollars), en partie contrebalancés par un amortissement (50 millions de dollars)
Actifs de gestion du risque (courants et non courants)	(95)	Règlements de contrats et fluctuations défavorables des prix du marché, en partie contrebalancés par des variations favorables des taux de change
Divers	(9)	
Total de la variation des actifs	(876)	

Passif et capitaux propres	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Dettes fournisseurs et charges à payer	(98)	Calendriers des paiements et des charges à payer
Impôts sur le résultat à payer	(54)	Principalement en raison du paiement des taxes sur le rachat par FMG de la centrale électrique de Solomon
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement (y compris la tranche courante)	(440)	Remboursement de la dette à long terme (1 179 millions de dollars), en partie contrebalancé par des prélèvements sur la facilité de crédit (312 millions de dollars), une dette à long terme émise (345 millions de dollars) et des variations défavorables des taux de change (95 millions de dollars)
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (courantes et non courantes)	(14)	Passifs réglés (41 millions de dollars) et augmentation des taux d'actualisation ajustés en fonction du risque (37 millions de dollars), en partie contrebalancés par la désactualisation (24 millions de dollars), de nouveaux passifs contractés (22 millions de dollars), le paiement résiduel de l'acquisition de Big Level (8 millions de dollars) et des variations défavorables des taux de change (10 millions de dollars)
Passifs sur contrat	25	Augmentation attribuable à l'ajustement transitoire (17 millions de dollars) de l'IFRS 15, à la contrepartie reçue (13 millions de dollars) et aux intérêts courus et passés en charges au cours de la période (6 millions de dollars), partiellement compensée par des transferts aux produits des activités ordinaires (10 millions de dollars)
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	(10)	Diminution des obligations au titre des prestations définies (8 millions de dollars) et réduction du passif au titre du régime de rémunération incitative des employés (7 millions de dollars), en partie contrebalancées par une augmentation des autres passifs non courants (5 millions de dollars)

Passifs d'impôt différé	(48)	Diminution des différences temporaires imposables
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	(329)	Perte nette (198 millions de dollars), montant net des autres éléments du résultat global (12 millions de dollars), dividendes sur actions ordinaires (57 millions de dollars), dividendes sur actions privilégiées (50 millions de dollars), actions rachetées dans le cadre de l'OPRA (23 millions de dollars), incidence des modifications de nos méthodes comptables (14 millions de dollars), partiellement compensés par les variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables (24 millions de dollars)
Participations ne donnant pas le contrôle	78	Résultat net (108 millions de dollars), variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables liées à l'émission d'actions (133 millions de dollars) et juste valeur intersociétés par le biais des autres éléments du résultat global (16 millions de dollars), contrebalancés en partie par les distributions versées et à verser (180 millions de dollars)
Divers	14	
Total de la variation des passifs et des capitaux propres	(876)	

Flux de trésorerie

Le tableau suivant présente les variations importantes dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016 comparativement à l'exercice clos le 31 décembre 2018 :

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	314	305	9	
Flux de trésorerie liés aux :				
Activités d'exploitation	820	626	194	Augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant fonds de roulement (124 millions de dollars) et variation favorable du fonds de roulement hors trésorerie (70 millions de dollars)
Activités d'investissement	(394)	87	(481)	Baisse du produit tiré de la vente de l'installation éolienne de Wintering Hills et de la centrale de Solomon (476 millions de dollars), variation défavorable des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement (153 millions de dollars), et acquisition de Big Level et d'Antrim (30 millions de dollars), contrebalancées en partie par une baisse des acquisitions d'immobilisations corporelles (63 millions de dollars), une baisse de la charge d'impôts liée aux activités d'investissement (56 millions de dollars), une baisse des acquisitions d'immobilisations incorporelles (31 millions de dollars) et une diminution des émissions de prêts à recevoir (39 millions de dollars)
Activités de financement	(651)	(703)	52	Augmentation des emprunts aux termes des facilités de crédit (286 millions de dollars), hausse des émissions de titres de créance à long terme (85 millions de dollars) et augmentation du produit tiré de la vente des participations ne donnant pas le contrôle dans une filiale (144 millions de dollars), le tout en partie contrebalancé par une hausse des remboursements de la dette à long terme (365 millions de dollars), une baisse du profit réalisé sur les instruments financiers (58 millions de dollars) et le rachat d'actions ordinaires (23 millions de dollars)
Incidences de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	—	(1)	1	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	89	314	(225)	

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	305	54	251	
Flux de trésorerie liés aux :				
Activités d'exploitation	626	744	(118)	Variation défavorable du fonds de roulement hors trésorerie (187 millions de dollars), en partie contrebalancée par l'augmentation du résultat en trésorerie (69 millions de dollars)
Activités d'investissement	87	(327)	414	Produit de la vente de l'installation éolienne de Wintering Hills et de la cession de la centrale de Solomon (478 millions de dollars), prêt à recevoir, montant net (38 millions de dollars) et liquidités soumises à restrictions (30 millions de dollars)
Activités de financement	(703)	(163)	(540)	Augmentation des remboursements de la dette à long terme (726 millions de dollars), diminution des émissions de titres de créance à long terme (101 millions de dollars) et baisse du produit tiré de la vente des participations ne donnant pas le contrôle dans une filiale (162 millions de dollars), en partie contrebalancées par la diminution des emprunts aux termes des facilités de crédit (341 millions de dollars), l'augmentation des profits réalisés sur les instruments financiers (108 millions de dollars) et la diminution des dividendes versés sur les actions ordinaires (23 millions de dollars)
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	(1)	(3)	2	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	314	305	9	

Instruments financiers

En plus d'être utilisés à des fins de négociation pour compte propre, les instruments financiers servent à gérer le risque de taux d'intérêt, le risque lié aux prix des produits de base, le risque lié aux fluctuations des monnaies étrangères ainsi que d'autres risques du marché. À l'heure actuelle, nous pouvons recourir à des swaps prévoyant la livraison et à des swaps financiers, à des contrats de vente et d'achat à terme, à des contrats à terme standardisés, à des contrats de change, à des swaps de taux d'intérêt et à des options pour atteindre nos objectifs en matière de gestion du risque. Certains de nos contrats sur produits de base prévoyant la livraison ont été conclus et sont détenus aux fins de répondre à nos besoins prévus d'achat, de vente ou d'utilisation («à nos propres fins») et, à ce titre, ne sont pas considérés comme des instruments financiers et ne sont pas comptabilisés comme un actif ou un passif financier. Les autres contrats sur produits de base prévoyant la livraison qui ne sont pas détenus aux fins de répondre à des besoins d'achat ou de vente normaux et les instruments financiers dérivés sont comptabilisés à la juste valeur dans les états de la situation financière consolidés. La comptabilisation initiale de la juste valeur et les variations ultérieures de la juste valeur peuvent avoir une incidence sur le résultat présenté au cours de la période où la variation se produit si la comptabilité de couverture n'est pas utilisée. Sinon, les variations de la juste valeur n'auront généralement pas d'incidence sur le résultat jusqu'à la date de règlement de l'instrument financier.

Une partie de nos instruments financiers et de nos contrats sur produits de base prévoyant la livraison répondent aux critères d'application de la comptabilité de couverture et sont comptabilisés selon cette méthode. La comptabilisation de ces contrats pour lesquels nous avons choisi d'appliquer la comptabilité de couverture dépend du type de couverture. Nos instruments financiers sont principalement utilisés pour les couvertures de flux de trésorerie ou des éléments autres que de couverture. Ces catégories et leur traitement comptable connexe sont présentés plus en détail ci-dessous.

Pour tous les types de couvertures, nous vérifions l'efficacité à la fin de chaque période de présentation de l'information financière afin de déterminer si les instruments produisent le rendement escompté et s'il convient toujours d'appliquer la comptabilité de couverture. Les contrats d'instruments financiers auxquels nous devenons parties visent à assurer la prévisibilité des rentrées et sorties de fonds futures. Dans une relation de couverture, la partie efficace de la variation de

la juste valeur du dérivé de couverture n'a pas d'incidence sur le résultat net, tandis que toute partie inefficace est comptabilisée en résultat net.

Il y a certains contrats de notre portefeuille qui, dès leur mise en place, ne répondent pas aux critères d'application de la comptabilité de couverture, ou bien pour lesquels nous avons choisi de ne pas appliquer ce traitement. Pour ces contrats, nous comptabilisons en résultat net les profits et les pertes liés à la réévaluation à la valeur de marché découlant des variations des prix à terme comparativement aux prix auxquels ces contrats ont été conclus. Ces variations de prix modifient le calendrier de comptabilisation des résultats, mais ne déterminent pas nécessairement le montant du règlement final reçu. La juste valeur des contrats à terme standardisés continuera de fluctuer selon les variations des prix du marché.

La juste valeur des instruments dérivés qui ne sont pas négociés sur une Bourse active, ou qui se prolongent au-delà de la période où des cours sont disponibles, est calculée en recourant à des techniques ou modèles d'évaluation.

Couvertures de flux de trésorerie

Les couvertures de flux de trésorerie sont classées dans la catégorie des couvertures de projets, de change, de taux d'intérêt ou du prix des produits de base, et sont utilisées pour contrebalancer les risques de change et de taux d'intérêt et le risque lié aux prix des produits de base découlant des fluctuations du marché.

Des contrats de change à terme peuvent être utilisés pour couvrir les risques de change découlant de contrats prévus et d'engagements fermes libellés en monnaies étrangères, principalement liés aux dépenses d'investissement, ainsi que les risques de change liés à la dette libellée en dollars américains.

Les swaps prévoyant la livraison et les swaps financiers, les contrats de vente et d'achat à terme de gré à gré, les contrats à terme standardisés et les options peuvent être utilisés surtout pour contrebalancer les variations des flux de trésorerie futurs découlant des fluctuations des prix de l'électricité et du gaz naturel. Les contrats de change à terme et les swaps de devises peuvent être utilisés pour compenser les risques liés à la dette à long terme libellée en monnaies étrangères. Des swaps de taux d'intérêt peuvent être utilisés pour convertir les flux de trésorerie à intérêt fixe liés à la charge d'intérêts en dette à taux variable et vice-versa.

Aux fins de la comptabilisation des couvertures de flux de trésorerie, les variations de la juste valeur de l'instrument de couverture (p. ex., contrat à terme de gré à gré ou swap financier) sont comptabilisées dans les actifs ou les passifs de gestion du risque, et les profits ou les pertes connexes sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global. Ces profits ou pertes qui ont été comptabilisés dans les autres éléments du résultat global sont par la suite reclassés en résultat net dans la même période que celle au cours de laquelle les flux de trésorerie prévus couverts influent sur le résultat net et compensent les pertes ou les profits prévus découlant des transactions. Pour les couvertures de projets, les profits et les pertes reclassés des autres éléments du résultat global sont inclus dans la valeur comptable des immobilisations corporelles connexes.

En vertu de la norme IFRS 9 que nous avons adoptée le 1^{er} janvier 2018, les exigences relatives à la comptabilité de couverture ont été simplifiées afin d'adopter, pour les couvertures admissibles, une approche davantage fondée sur des principes, qui soit en accord avec l'approche d'une entité en matière de gestion des risques, et de réviser et simplifier les exigences en matière d'efficacité de couverture.

Lorsque nous ne choisissons pas d'appliquer la comptabilité de couverture ou lorsque la couverture n'est plus efficace et ne répond pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture, les profits ou les pertes découlant de variations des prix et des taux d'intérêt ou de change liés à ces instruments financiers sont comptabilisés en résultat net pour la période au cours de laquelle le profit ou la perte survient.

Couvertures de l'investissement net

La dette à long terme libellée en monnaies étrangères est utilisée pour couvrir le risque de variation de la valeur comptable de nos investissements nets dans les établissements à l'étranger qui ont une monnaie fonctionnelle autre que le dollar canadien. Nos couvertures d'investissement net au moyen de la dette libellée en dollars américains demeurent efficaces et en place. Les profits ou les pertes sur ces instruments sont comptabilisés et reportés dans les autres éléments du résultat global, puis reclassés dans le résultat net à la cession d'un établissement à l'étranger. Nous gérons également le risque de change en appariant les charges libellées en monnaies étrangères avec les produits, tels que les produits compensatoires provenant de nos activités aux États-Unis avec les paiements d'intérêts sur notre dette en dollars américains.

Éléments autres que de couverture

Les instruments financiers qui ne sont pas désignés comme couvertures sont utilisés pour les activités de négociation pour compte propre et pour réduire le risque lié au prix des produits de base et les risques de change et de taux d'intérêt. Les variations de la juste valeur des instruments financiers non désignés comme des couvertures sont comptabilisées dans les actifs ou les passifs de gestion du risque, et les profits ou les pertes connexes sont comptabilisés en résultat net pendant la période au cours de laquelle le changement survient.

Juste valeur

La juste valeur de nos couvertures de projets, de change, de taux d'intérêt, du prix des produits de base et de dérivés autres que de couverture est surtout calculée au moyen des cours du marché ajustés dans un marché actif ou à partir de données d'entrée validées par les cours des courtiers. Nous pouvons conclure des opérations sur des produits de base comportant des caractéristiques non standardisées pour lesquelles il n'y a pas de données du marché observables disponibles. Ces opérations sont définies comme des instruments de niveau III selon les IFRS. Les instruments de niveau III reposent sur des données d'entrée du marché non observables, et la juste valeur est donc établie à l'aide de techniques d'évaluation. Les justes valeurs sont validées à l'aide d'autres hypothèses possibles raisonnables à titre de données d'entrée de techniques d'évaluation, et toute différence importante est communiquée dans les notes des états financiers consolidés. Au 31 décembre 2018, la valeur comptable de l'actif net au titre des instruments financiers de niveau III était de 695 millions de dollars (771 millions de dollars au 31 décembre 2017). Se reporter à la rubrique «Méthodes et estimations comptables critiques» du présent rapport de gestion pour en savoir plus sur les techniques d'évaluation. Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2017.

Perspectives financières pour 2019

Le tableau suivant présente nos prévisions à l'égard des principaux objectifs financiers et hypothèses connexes pour 2019 :

Mesure	Cible
BAlIA aux fins de comparaison	De 875 millions de dollars à 975 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles	De 270 millions de dollars à 330 millions de dollars
Dividende	0,16 \$ par action par année, distribution de 14 % à 17 % des flux de trésorerie disponibles
Fourchette des principales hypothèses	
Marché	Prix de l'électricité (\$/MWh)
Alberta – au comptant	50 \$ à 60 \$
Alberta – visé par contrat	50 \$ à 55 \$
Mid-Columbia – au comptant (\$ US)	20 \$ à 25 \$
Mid-Columbia – visé par contrat (\$ US)	47 \$ à 53 \$

Autres hypothèses relatives aux perspectives financières pour 2019

Dépenses d'investissement de maintien	De 160 millions de dollars à 190 millions de dollars
Dépenses d'investissement liées à la productivité	De 10 millions de dollars à 15 millions de dollars
Facteur de capacité de la centrale au charbon de Sundance	30 %
Ressources d'énergie	Moyenne à long terme

Activités d'exploitation

Disponibilité et capacité

La disponibilité de notre portefeuille de centrales alimentées au charbon devrait se situer dans une fourchette de 87 % à 89 % en 2019. La disponibilité de nos autres centrales (gaz, énergies renouvelables) devrait être de l'ordre de 92 % à 96 % en 2019. Nous accélérerons la transition de notre production à partir du gaz et des énergies renouvelables et poursuivrons notre stratégie de conversion du charbon au gaz comme il est décrit à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion.

Prix du marché et stratégie de couverture

Pour 2019, les prix de l'électricité en Alberta devraient être légèrement plus élevés qu'en 2018, en raison d'un exercice complet d'une baisse de l'approvisionnement attribuable à la mise à l'arrêt et à la fermeture de certaines centrales alimentées au charbon en 2018. En 2019, les prix de l'électricité dans la région du nord-ouest Pacifique devraient être moins élevés qu'en 2018 puisque les prix de 2018 ont été touchés par des événements précis qui ne devraient pas se reproduire dans l'avenir. Les prix de l'électricité en Ontario devraient demeurer comparables aux prix de 2018.

L'objectif de notre stratégie de gestion de portefeuille est d'offrir un niveau de confiance élevé à l'égard des flux de trésorerie disponibles annuels, procurant ainsi une exposition favorable à la volatilité des prix en Alberta. Compte tenu de nos coûts d'exploitation au comptant, nous pouvons être plus ou moins couverts au cours d'une période donnée, et nous prévoyons atteindre nos objectifs annuels en matière de flux de trésorerie disponibles au moyen d'une combinaison de couverture par des contrats à terme de gré à gré et de vente de la production sur le marché au comptant.

Coûts du combustible

En Alberta, nous nous attendons à ce que les coûts du combustible au comptant de 2019 pour le charbon soient légèrement inférieurs à ceux de 2018 et que les coûts totaux du combustible soient inférieurs en raison d'une augmentation du niveau de cogénération avec le gaz naturel dans les unités marchandes.

Dans la région du nord-ouest Pacifique, notre mine du secteur Charbon aux États-Unis, adjacente à notre centrale, fait actuellement l'objet d'une remise en état. Le combustible dans le secteur Charbon aux États-Unis a été acheté principalement auprès de fournisseurs externes dans le bassin de Powder River et livré par chemin de fer. En 2017, nous avons modifié notre contrat de combustible et de transport ferroviaire de sorte que nos coûts fluctuent en partie en fonction des prix du gaz. Le coût du combustible livré en 2019 devrait être comparable à celui de 2018.

La majeure partie de notre production à partir du gaz est vendue aux termes de contrats prévoyant des dispositions de transfert au titre du combustible. Pour la production à partir du gaz à l'égard de laquelle aucune disposition de transfert n'est prévue, nous achetons du gaz naturel auprès de sociétés externes parallèlement à la production, atténuant ainsi notre risque lié à la variation des prix.

Nous suivons de près les risques auxquels les variations des prix de l'électricité et du combustible exposent nos activités futures et, lorsque nous le jugeons approprié, nous avons recours à divers instruments prévoyant la livraison et à des instruments financiers pour couvrir la valeur de nos actifs et de nos activités à l'égard de ces risques de prix.

Commercialisation de l'énergie

Le BAIIA de notre secteur Commercialisation de l'énergie est touché par les prix et la volatilité du marché, les stratégies globales adoptées, et les modifications apportées aux règlements et aux lois. Nous surveillons constamment le marché et notre exposition afin de maximiser les résultats, tout en maintenant un profil de risque acceptable. En 2019, nous visons à ce que la contribution du secteur Commercialisation de l'énergie dégage une marge brute se situant entre 75 millions de dollars et 85 millions de dollars pour l'exercice.

Exposition aux fluctuations des taux de change

Notre stratégie consiste à réduire au minimum l'incidence des fluctuations du dollar canadien par rapport au dollar américain et au dollar australien en compensant les actifs libellés en monnaies étrangères au moyen de passifs libellés en monnaies étrangères et en concluant des contrats de change. Nous avons aussi des charges libellées en monnaies étrangères, y compris des charges d'intérêts, qui contrebalancent grandement nos produits nets libellés en monnaies étrangères.

Charge d'intérêts nette

La charge d'intérêts nette pour 2019 devrait être moins élevée que celle en 2018, surtout en raison de la baisse de la dette. Cependant, la variation des taux d'intérêt et de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain pourrait avoir une incidence sur le montant de la charge d'intérêts nette engagée. De plus, la charge d'intérêts augmentera par suite de la mise en œuvre de l'IFRS 16. Voir la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Trésorerie et sources de capital

Nous prévoyons maintenir des liquidités disponibles adéquates sur nos facilités de crédit consenties. Actuellement, nous avons accès à des liquidités s'élevant à 1,0 milliard de dollars, dont 89 millions de dollars en trésorerie. Nous continuerons de mettre l'accent sur le repositionnement de notre structure de capital et nous comptons être bien positionnés pour respecter les prochaines échéances de la dette en 2020.

Dépenses d'investissement

Nos principaux projets sont axés sur le maintien de nos activités d'exploitation courantes et le soutien de notre stratégie de croissance de notre plateforme d'énergies renouvelables.

Les principaux projets de croissance et projets d'envergure en cours sont décrits sommairement ci-dessous :

Projet	Total du projet		2019	Date d'achèvement prévue	Détails
	Dépenses estimées	Engagées à ce jour ¹	Prévision des dépenses		
Projet de parc éolien Big Level ²	214	84	130	T3 2019	Projet de parc éolien de 90 MW assorti d'un CAÉ de 15 ans
Projet de parc éolien Antrim ³	97	25	72	T3 2019	Projet de parc éolien de 29 MW assorti de deux CAÉ de 20 ans
Partenariat pour le gazoduc Pioneer	90	15	75	T4 2019	Participation de 50 % dans le gazoduc de 120 kilomètres visant à alimenter en gaz les unités de production des centrales de Sundance et de Keephills
Projet de parc éolien de Windrise	270	—	47	T2 2021	Projet de parc éolien de 207 MW dans le cadre d'un accord de soutien pour l'électricité renouvelable d'une durée de 20 ans avec l'AESO
Total	671	124	324		

1) Représentent les montants engagés au 31 décembre 2018.

2) Les montants figurant ci-dessus sont en dollars canadiens, mais les dépenses réelles en liquidités de ce projet sont en dollars américains et, par conséquent, ces montants fluctueront en fonction des variations des taux de change. L'estimation du total des dépenses s'élève à 165 millions de dollars américains, les dépenses engagées à ce jour, à 65 millions de dollars américains, et l'estimation du total des dépenses pour 2019, à 100 millions de dollars américains. TransAlta Renewables financera les coûts de construction au moyen de liquidités existantes et d'avantages fiscaux.

3) Les montants figurant ci-dessus sont en dollars canadiens, mais les dépenses réelles en liquidités de ce projet sont en dollars américains et, par conséquent, ces montants fluctueront en fonction des variations des taux de change. L'estimation du total des dépenses s'élève à 75 millions de dollars américains, les dépenses engagées à ce jour, à 19 millions de dollars américains, et l'estimation du total des dépenses pour 2019, à 56 millions de dollars américains. TransAlta Renewables financera les coûts d'acquisition et de construction au moyen de liquidités existantes et d'avantages fiscaux. Le projet demeure assujéti à certaines conditions de clôture, y compris la réception d'une décision réglementaire favorable.

Une part importante de nos dépenses d'investissement de maintien et de nos dépenses d'investissement liées à la productivité consiste en des travaux d'entretien d'envergure planifiés, qui comprennent l'inspection, les réparations et l'entretien des composantes existantes, ainsi que leur remplacement. Les coûts liés aux travaux d'entretien d'envergure planifiés sont incorporés dans le coût des immobilisations corporelles et sont amortis selon le mode linéaire sur la période allant jusqu'aux prochains travaux d'entretien d'envergure planifiés. Il ne comprend pas les montants des travaux d'entretien courants, des travaux d'entretien non planifiés, et des inspections et révisions générales mineures, qui sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés.

Nos dépenses d'investissement de maintien et nos dépenses d'investissement liées à la productivité estimées sont réparties comme suit :

Catégorie	Description	Dépenses engagées en 2017	Dépenses engagées en 2018	Dépenses prévues en 2019
Dépenses d'investissement courantes ¹	Investissement requis afin de maintenir notre capacité de production existante	69	50	50 - 60
Entretien d'envergure planifié	Travaux d'entretien d'envergure planifiés	121	58	70 - 80
Dépenses d'investissement liées aux mines	Investissement lié au matériel minier et à l'achat de terrains	28	42	20 - 25
Contrats de location-financement	Paiements liés à des contrats de location-financement	17	18	20 - 25
Total des dépenses d'investissement de maintien		235	168	160 - 190
Recouvrements d'assurance au titre des dépenses d'investissement de maintien	Indemnité d'assurance liée à l'incendie survenu au parc éolien de Wyoming et à l'équipement du secteur Charbon au Canada	–	(7)	–
Total des dépenses d'investissement de maintien		235	161	160 - 190
Dépenses d'investissement liées à la productivité	Projets visant à accroître l'efficacité de la production d'électricité et initiatives d'amélioration du siège social	24	21	10 - 15
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité		259	182	170 - 205

1) Comprennent les coûts liés à la prolongation de la durée de centrales hydroélectriques.

Les interruptions importantes planifiées aux unités exploitées par TransAlta en 2019 comprennent ce qui suit :

- Deux interruptions pour travaux d'entretien d'envergure prévues à l'unité 1 de la centrale de Keephills et à l'unité 4 de la centrale de Sundance dans notre secteur Charbon au Canada au cours des premier et deuxième trimestres de 2019
- Interruption importante à notre installation de Sarnia, dans notre secteur Gaz au Canada, prévue au deuxième trimestre de 2019
- Dépenses d'entretien planifiées réparties à l'échelle de notre portefeuille de centrales hydroélectriques
- Dépenses réparties à l'échelle de notre portefeuille de parcs éoliens, notamment pour les remplacements de composantes planifiés

La perte de production imputable aux travaux d'entretien d'envergure planifiés, exclusion faite des travaux d'entretien d'envergure planifiés dans le secteur Charbon aux États-Unis qui sont prévus pendant une période d'optimisation de la répartition, est estimée comme suit pour 2019 :

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Total
GWh perdus	500 - 550	400 - 450	900 - 1 000

Financement des dépenses d'investissement

Le financement de ces dépenses d'investissement prévues devrait provenir des flux de trésorerie découlant des activités d'exploitation et des liquidités existantes. Nous avons accès à environ 1,0 milliard de dollars de liquidités, au besoin. Les fonds requis aux fins des dépenses de croissance, des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité ne devraient pas être touchés de manière importante par la conjoncture économique.

Autre analyse consolidée

Imputations pour dépréciation d'actifs et reprises

Dans le cadre de nos contrôles de surveillance, des prévisions à long terme sont préparées pour chaque unité génératrice de trésorerie («UGT»). Ces estimations de prévisions à long terme servent à évaluer l'importance des indicateurs potentiels de dépréciation et constituent des critères pour évaluer les changements défavorables dans l'exploitation. En présence d'indicateurs de dépréciation, nous estimons la valeur recouvrable de chaque UGT en calculant la juste valeur approximative diminuée des coûts de sortie au moyen des projections des flux de trésorerie actualisés selon les prévisions à long terme de la Société. Les évaluations utilisées sont assujetties à une incertitude relative à la mesure en raison des hypothèses posées et des données utilisées dans nos prévisions à long terme, y compris les fluctuations des coûts du combustible, des coûts d'exploitation, des dépenses d'investissement, des prix de l'électricité internationaux et de la durée d'utilité des actifs.

UGT marchande de l'Alberta

En 2018, 2017 et 2016, l'incertitude persistait dans la province d'Alberta au sujet du Plan de leadership sur le climat du gouvernement, des paramètres futurs qui serviront à définir le marché de l'électricité de l'Alberta et des politiques fédérales sur la taxe carbone et les émissions de GES. En outre, les conditions économiques ont contribué au débordement de l'offre et à la faiblesse des prix du marché de 2015 à 2017. La Société a évalué si ces facteurs et les événements qui se sont produits vers la fin de 2016, dont il est question plus en détail ci-dessous, représentaient des indicateurs de dépréciation possibles pour son UGT marchande de l'Alberta. Compte tenu de la composition de cette UGT, la Société a établi qu'il n'existait aucun indicateur de dépréciation à l'égard de l'UGT marchande de l'Alberta. La Société n'a donc pas réalisé de test de dépréciation détaillé pour ces exercices, mais elle a procédé à une analyse de sensibilité pour ces facteurs pour tous les exercices afin de confirmer que l'excédent de la valeur recouvrable estimative par rapport à la valeur comptable nette était suffisant. L'analyse de l'UGT marchande de l'Alberta a démontré qu'elle comptait une réserve importante en 2018, 2017 et 2016 en raison de l'important portefeuille de la Société dans le secteur d'énergies renouvelables exploitées sur une base de production marchande dans la province.

2018

Unité 2 de la centrale de Sundance

Au troisième trimestre de 2018, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation d'actifs d'un montant de 38 millions de dollars sur l'unité 2 de la centrale de Sundance en raison de sa décision de mettre cette unité hors service. La Société avait d'abord prévu que l'unité 2 de la centrale de Sundance resterait à l'arrêt pendant une période pouvant atteindre deux ans, et donc qu'elle ferait toujours partie de l'UGT marchande de l'Alberta, pour laquelle il existe une importante réserve. Le test de dépréciation était fondé sur la valeur d'utilité et comprenait les flux de trésorerie futurs estimatifs devant être générés par l'unité jusqu'à sa mise hors service le 31 juillet 2018. L'actualisation n'a pas eu d'incidence importante.

Lakeswind et Kent Breeze

Le 31 mai 2018, TransAlta Renewables a fait l'acquisition d'une participation financière dans Lakeswind par la souscription d'actions privilégiées reflet d'une filiale de la Société et a acquis Kent Breeze. Dans le cadre de ces acquisitions, les actifs ont été évalués à la juste valeur au moyen de taux d'escompte d'environ 7 % en moyenne. Par conséquent, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 12 millions de dollars en utilisant l'évaluation du contrat comme indicateur de la juste valeur diminuée des coûts de sortie en 2018. L'imputation pour dépréciation a eu une incidence de 11 millions de dollars sur les immobilisations corporelles et de 1 million de dollars sur les immobilisations incorporelles.

2017

Unité 1 de la centrale de Sundance

Au deuxième trimestre de 2017, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation d'actifs d'un montant de 20 millions de dollars sur l'unité 1 de la centrale de Sundance en raison de sa décision de devancer la mise hors service de cette unité. La Société avait d'abord prévu que l'unité 1 de la centrale de Sundance serait exploitée sur une base de production marchande jusqu'en 2018 ou 2019, et donc qu'elle ferait toujours partie de l'UGT marchande de l'Alberta, pour laquelle il existe une importante réserve. Le test de dépréciation était fondé sur la valeur d'utilité et comprenait les flux de

trésorerie futurs estimatifs devant être générés par l'unité jusqu'à sa mise hors service le 1^{er} janvier 2018. L'actualisation n'a pas eu d'incidence importante.

Aucun test de dépréciation séparé n'a été requis spécifiquement pour l'unité 2 de la centrale de Sundance, puisque son arrêt permet à la Société de prolonger l'exploitation de celle-ci dans le cadre de l'UGT marchande de l'Alberta de la Société jusqu'en 2021.

2016

Wintering Hills

Le 26 janvier 2017, la Société a annoncé la vente de sa participation de 51 % dans l'installation éolienne marchande de Wintering Hills, pour un montant d'environ 61 millions de dollars. Relativement à cette vente, les actifs de Wintering Hills ont été comptabilisés comme étant détenus en vue de la vente au 31 décembre 2016. Comme il est exigé, la Société a soumis les actifs à un test de dépréciation avant de les classer comme étant détenus en vue de la vente. Par conséquent, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 28 millions de dollars en utilisant le prix d'acquisition du contrat de vente comme indicateur de la juste valeur diminuée des coûts de sortie en 2016.

Frais de mise en valeur de projets

Au cours de 2018, la Société a radié des frais de mise en valeur de projets d'un montant de 23 millions de dollars liés à des projets qui ne sont plus en cours.

Entités structurées non consolidées ou arrangements

Il est nécessaire de présenter toutes les entités structurées non consolidées ou tous les arrangements comme des transactions, des contrats ou des arrangements contractuels avec des entités non consolidées, des entités financières structurées, des entités ad hoc ou des entités à détenteurs de droits variables, qui sont raisonnablement susceptibles d'influer de manière importante sur la liquidité ou la disponibilité des sources de financement ou sur les exigences s'y rapportant. Nous n'avons à l'heure actuelle aucune entité structurée non consolidée ni aucun arrangement de ce genre.

Contrats de garantie

Nous sommes tenus d'émettre des lettres de crédit et des garanties au comptant afin de garantir les obligations éventuelles à l'égard de certaines parties, y compris celles liées aux obligations environnementales, aux activités de gestion du risque lié aux produits de base, aux activités de couverture, aux projets de construction et aux obligations d'achat. Au 31 décembre 2018, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 720 millions de dollars (677 millions de dollars au 31 décembre 2017) et des garanties au comptant de 105 millions de dollars (67 millions de dollars au 31 décembre 2017). Ces lettres de crédit et garanties au comptant garantissent certains montants compris dans nos états de la situation financière consolidés aux postes Passifs de gestion du risque et Provision pour frais de démantèlement et autres provisions.

Engagements

Les engagements se présentent comme suit :

	2019	2020	2021	2022	2023	2024 et par la suite	Total
Contrats de gaz naturel, contrats de transport et autres contrats d'achat	28	15	13	11	12	157	236
Transport	9	10	6	4	3	—	32
Contrats d'approvisionnement en charbon et contrats d'exploitation minière ¹	158	160	27	24	24	95	488
Ententes de service à long terme	64	86	32	17	8	34	241
Contrats de location simple non résiliables ²	8	8	8	7	4	45	80
Dettes à long terme ³	130	486	91	947	141	1 439	3 234
Paiements sur le capital de l'obligation liée à des contrats de location-financement	18	16	9	5	5	10	63
Intérêt sur la dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement ⁴	161	152	129	123	84	694	1 343
Croissance	324	79	144	—	—	—	547
Projet de loi TransAlta Energy	6	7	6	6	6	—	31
Total	906	1 019	465	1 144	287	2 474	6 295

1) Les engagements liés à la centrale de Sheerness et à l'unité 3 de la centrale de Genesee pourraient subir les répercussions de l'élimination des émissions de centrales alimentées au charbon au plus tard le 31 décembre 2030.

2) Comprend des montants aux termes de contrats permanents selon l'hypothèse de la continuité des activités de la Société.

3) Exclut l'incidence des instruments dérivés.

4) L'intérêt sur la dette à long terme est établi en fonction de la dette en cours sans qu'il soit supposé qu'elle sera renouvelée à l'échéance.

Dans le cadre du projet de loi TransAlta Energy promulgué dans l'État de Washington et du protocole d'entente qui a suivi, nous nous sommes engagés à fournir des fonds totalisant 55 millions de dollars américains sur la durée de vie résiduelle de la centrale dans le secteur Charbon aux États-Unis afin de soutenir l'expansion économique, de développer la collectivité, de promouvoir l'efficacité énergétique et d'élaborer de nouvelles technologies énergétiques aux fins de protection de l'environnement. Le protocole d'entente contient certaines clauses de résiliation et, dans l'éventualité d'une résiliation ou de certaines circonstances, ce financement ou une partie de celui-ci ne sera plus nécessaire. Au 31 décembre 2018, la Société avait financé environ 33 millions de dollars américains de l'engagement.

Éventualités

Procédure de règlement sur les pertes en ligne

La Société est partie à une procédure de règlement sur les pertes en ligne devant l'Alberta Utilities Commission («AUC»). L'AUC a déterminé qu'elle avait la capacité d'ajuster rétroactivement à partir de 2006 les pertes en ligne. L'AUC a donc demandé à l'AESO, entre autres choses, de réaliser les calculs rétroactifs nécessaires. Les différentes décisions de l'AUC peuvent néanmoins être portées en appel et contestées. Une décision récente de l'AUC établit la méthode à utiliser rétroactivement, et il est maintenant possible d'estimer le total de l'exposition potentielle rétroactive de TransAlta pour sa capacité qui n'est pas visée par des CAÉ. L'estimation actuelle de l'exposition selon les données connues étant de 15 millions de dollars, la Société a fait passer la provision de 7,5 millions de dollars à 15 millions de dollars en 2018.

Litiges avec FMG

La Société est actuellement engagée dans deux litiges avec FMG. Le premier concerne la résiliation alléguée du CAÉ de la centrale de South Hedland par FMG. TransAlta poursuit FMG pour obtenir le paiement des montants facturés et impayés aux termes du CAÉ de la centrale de South Hedland et demande au tribunal de déclarer que le CAÉ est valable et exécutoire. Pour sa part, FMG demande au tribunal de déclarer que le CAÉ a été résilié légalement.

Le second litige porte sur les réclamations faites par FMG à TransAlta concernant le transfert de la centrale de Solomon à FMG. FMG réclame certains montants liés à l'état de la centrale, alors que TransAlta réclame le remboursement de certains coûts non réglés.

Litige avec le Balancing Pool

Aux termes d'une entente écrite, le Balancing Pool a versé à la Société environ 157 millions de dollars le 29 mars 2018 dans le cadre du paiement à la valeur comptable nette requis pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance. Toutefois, le Balancing Pool ne tient pas compte de certains actifs miniers et autres actifs qui, selon la Société, devraient être inclus dans le calcul de la valeur comptable nette, pour un montant additionnel de 56 millions de dollars. Le litige suit actuellement le processus d'arbitrage.

Méthodes et estimations comptables critiques

Le choix et l'application des méthodes comptables sont un processus important qui a évolué au rythme de nos activités et des changements aux règles comptables et aux lignes directrices. De manière générale, les règles comptables ne proposent pas de choix parmi plusieurs possibilités, mais elles prévoient la mise en œuvre et l'interprétation des règles existantes de même que l'exercice du jugement à l'égard des situations particulières propres à l'entreprise. Tous les efforts sont faits pour se conformer aux règles applicables dès leur entrée en vigueur ou avant, et nous considérons comme essentiel que ces règles soient mises en œuvre adéquatement et appliquées de manière uniforme.

Cependant, la documentation comptable ne traite pas nécessairement de toutes les situations. Pour les situations non prévues, nous faisons donc preuve du meilleur jugement possible pour adopter une méthode comptable appropriée. Nous établissons des analogies avec des situations semblables et les notes d'orientation concernant la comptabilité qui les régissent, examinons les normes comptables suivies à l'étranger et consultons nos auditeurs indépendants au sujet de l'interprétation appropriée de ces méthodes et de leur application. Chaque méthode comptable critique touche des situations complexes et requiert un jugement considérable, soit pour l'application et l'interprétation de la documentation existante, soit pour l'établissement des estimations qui ont une incidence sur nos états financiers consolidés.

Nos principales méthodes comptables sont décrites à la note 2 de nos états financiers consolidés audités annuels de 2018. Les plus importantes ont trait à la comptabilisation des produits des activités ordinaires, aux instruments financiers, à l'évaluation des immobilisations corporelles et des contrats connexes, aux frais de mise en valeur de projet, à la durée d'utilité des immobilisations corporelles, à l'évaluation du goodwill, aux contrats de location, aux impôts sur le résultat, aux avantages du personnel, à la provision pour frais de démantèlement et de remise en état, et aux autres provisions. Chaque méthode fait intervenir un certain nombre d'estimations et d'hypothèses posées quant à des questions dont l'issue demeure incertaine au moment de l'établissement de l'estimation. Des estimations différentes, résultant des principales variables utilisées dans les calculs ou des changements apportés aux estimations utilisées, pourraient avoir des répercussions significatives sur notre situation financière ou nos résultats des activités d'exploitation.

Nous avons discuté de l'élaboration et de la sélection de ces estimations comptables critiques avec notre comité d'audit et des risques et nos auditeurs indépendants. Le comité a passé en revue et a approuvé l'information fournie relativement aux estimations comptables critiques dans le présent rapport de gestion.

Ces estimations comptables critiques sont décrites comme suit :

Comptabilisation des produits des activités ordinaires

Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

La Société a adopté l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* («IFRS 15») le 1^{er} janvier 2018. La Société a choisi d'adopter l'IFRS 15 de façon rétroactive en appliquant la mesure de simplification prévue par la méthode de transition rétrospective modifiée et a choisi d'appliquer la norme uniquement aux contrats en cours à la date de première application. Les informations comparatives n'ont pas été retraitées et sont présentées selon l'IAS 18, *Produits des activités ordinaires* («IAS 18»). Les méthodes comptables de la Société pour la période considérée et les périodes antérieures concernant la comptabilisation des produits des activités ordinaires sont présentées à la note 2 des états financiers consolidés audités annuels de 2018. Les estimations et jugements importants sont présentés ci-dessous.

Nos produits des activités ordinaires tirés des contrats conclus avec des clients sont essentiellement tirés de la vente de capacité de production, d'électricité, d'énergie thermique, d'attributs renouvelables et de sous-produits de la production d'électricité. La Société évalue si les contrats qu'elle conclut répondent à la définition d'un contrat conclu avec un client à la passation du contrat et sur une base continue s'il y a une indication de changements importants dans les faits et les circonstances. Les produits des activités ordinaires sont évalués en fonction du prix de transaction spécifié dans un contrat conclu avec un client. Les produits sont comptabilisés lorsque le contrôle du bien ou du service est transféré au client. Dans le cas de certains contrats, les produits des activités ordinaires peuvent être comptabilisés au montant facturé, tel que le permet la mesure de simplification liée au moment de la facturation, si ce montant correspond directement à la prestation de la Société à la date considérée. La Société exclut des produits des activités ordinaires les montants perçus pour le compte de tiers.

Obligations de prestation

S'il est distinct, chaque bien ou service promis est comptabilisé séparément à titre d'obligation de prestation. Les contrats de la Société peuvent contenir plus d'une obligation de prestation.

Lorsque les contrats renferment plusieurs promesses de fourniture de biens et de services, la direction exerce son jugement pour établir si les biens ou services constituent des biens ou services distincts ou une série de biens ou services distincts qui sont essentiellement les mêmes et qui sont fournis au client au même rythme. La détermination de l'obligation de prestation influe sur la comptabilisation du prix de transaction, soit à un moment précis ou progressivement. La direction tient compte à la fois des mécanismes du contrat et de l'environnement économique et opérationnel du contrat pour déterminer si les biens ou les services d'un contrat sont distincts.

Prix de transaction

La Société répartit le prix de transaction stipulé dans le contrat entre chacune des obligations de prestation. Le prix de transaction attribué aux obligations de prestation peut comprendre une contrepartie variable. La contrepartie variable est incluse dans le prix de transaction pour chaque obligation de prestation lorsqu'il est hautement probable que le dénouement ultérieur de l'incertitude relative à la contrepartie variable ne donnera pas lieu à un ajustement à la baisse important du montant cumulatif des produits des activités ordinaires. La contrepartie variable est évaluée à chaque période de présentation de l'information financière afin de déterminer si la limitation a été levée. La contrepartie comprise dans certains contrats conclus entre la Société et les clients est essentiellement variable, et peut comprendre à la fois la variabilité de la quantité et celle du prix, notamment : les produits des activités ordinaires peuvent être tributaires des volumes de production futurs, lesquels dépendent de la demande de la clientèle et du marché ou de la capacité opérationnelle de la centrale; les produits des activités ordinaires peuvent être tributaires du coût variable de la production d'énergie; les produits des activités ordinaires peuvent être tributaires des prix du marché; et les produits des activités ordinaires peuvent être assujettis à divers indices et indexations.

Pour déterminer le prix de transaction et les estimations de la contrepartie variable, la direction prend en compte l'historique de l'utilisation passée du client et des besoins en capacité, pour évaluer les biens et services à fournir au client. La Société tient également compte des niveaux de production historiques et des conditions d'exploitation de ses actifs de production variables.

Répartition du prix de transaction entre les obligations de prestation

Lorsqu'un contrat renferme plusieurs obligations de prestation, la portion du prix de transaction qui est attribuée à chaque obligation de prestation reflète le montant de contrepartie auquel la Société s'attend à avoir droit en échange de la fourniture des biens ou des services.

Les contrats de la Société prévoient généralement un montant précis à facturer à un client associé à chaque obligation de prestation du contrat. Lorsque les contrats ne précisent pas de montants pour chacune des obligations de prestation, la Société estime le montant du prix de transaction à attribuer à chacune des obligations de prestation en fonction de son prix de vente spécifique, qui est principalement estimé en fonction des montants qui seraient facturés aux clients dans des conditions de marché similaires.

Obligations de prestation remplies

Pour remplir ses obligations de prestation, la direction doit faire preuve de jugement pour déterminer le moment où le contrôle du bien ou du service sous-jacent est transféré au client. La détermination du moment où une obligation de prestation est remplie influe sur le moment de la comptabilisation des produits des activités ordinaires. La direction tient compte à la fois de l'acceptation du bien ou du service par le client et de l'incidence des lois et des règlements, comme les exigences en matière de certification, pour déterminer à quel moment ce transfert a lieu. La direction fait également preuve de jugement pour déterminer si l'on peut se fier à la mesure de simplification liée au moment de la facturation pour évaluer la mesure dans laquelle une obligation de prestation est remplie. La mesure de simplification liée au moment de la facturation permet la comptabilisation des produits des activités ordinaires au montant de la facture, si ce montant correspond directement à la prestation de l'entité depuis le début du contrat.

La Société comptabilise une composante de financement importante si le calendrier des paiements du client diffère de celui de la prestation de la Société en vertu du contrat et que cet écart est le résultat du financement par la Société de la fourniture de biens et de services.

Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources

Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location

Dans certaines situations, un contrat de vente d'électricité et d'énergie thermique à long terme peut comprendre un contrat de location, ou être considéré comme tel. Les produits associés à des éléments ne relevant pas de contrats de location sont comptabilisés à titre de produits tirés de la vente de biens ou de la prestation de services, comme il est mentionné ci-dessus. Lorsque les modalités du contrat font en sorte que le client assume les principaux risques et avantages liés à la possession de l'actif sous-jacent, l'accord est considéré comme un contrat de location-financement, ce qui donne lieu à la comptabilisation de produits. Lorsque nous conservons les principaux risques et avantages, l'accord est un contrat de location simple. Les produits locatifs, y compris les loyers conditionnels, le cas échéant, sont comptabilisés sur la durée du contrat.

Produits des activités ordinaires tirés des instruments dérivés

Les instruments dérivés utilisés dans le cadre des activités de gestion du risque lié aux produits de base pour réaliser des produits et acquérir des renseignements sur le marché comprennent des swaps prévoyant la livraison et des swaps financiers, des contrats de vente à terme, des contrats à terme normalisés et des options. Ces instruments dérivés sont comptabilisés à la juste valeur. La juste valeur comptabilisée initialement et les variations ultérieures de la juste valeur ont une incidence sur le résultat net de la période au cours de laquelle les variations se produisent et sont présentées à leur montant net dans les produits des activités ordinaires. Les justes valeurs des instruments en cours à la fin de la période représentent les profits ou les pertes latents et sont présentées dans les états de la situation financière consolidés à titre d'actifs ou de passifs de gestion du risque.

Le calcul de la juste valeur des contrats conclus dans le cadre des activités de gestion du risque lié aux produits de base et des instruments dérivés est complexe et repose sur des jugements, notamment quant aux prix futurs, à la volatilité et à la liquidité. Certains de nos instruments dérivés ne sont pas négociés sur une Bourse active ou se prolongent au-delà de la période pour laquelle les cours de Bourse sont disponibles, ce qui nous oblige à recourir aux techniques ou modèles d'évaluation internes décrits ci-dessous.

Instruments financiers

La juste valeur d'un instrument financier correspond au prix de la contrepartie qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale entre des intervenants du marché à la date d'évaluation. La juste valeur peut être établie au moyen du prix négocié pour des instruments dans un marché actif auquel nous avons accès. En l'absence d'un marché actif, nous calculons les justes valeurs d'après des modèles d'évaluation ou par rapport à d'autres produits semblables dans les marchés actifs.

Les justes valeurs calculées selon les modèles d'évaluation exigent de recourir à des hypothèses. Afin de déterminer ces hypothèses, nous examinons d'abord les données du marché observables de l'extérieur. Toutefois, si elles ne sont pas disponibles, nous recourons à des données d'entrée qui ne sont pas fondées sur les données de marché observables.

Établissement des niveaux et classements

Les classements de niveaux I, II et III de la hiérarchie de la juste valeur utilisée par la Société sont définis ci-dessous. L'évaluation à la juste valeur d'un instrument financier est incluse dans un seul des trois niveaux, le calcul de celle-ci étant fondé sur les données d'entrée du niveau le plus bas qui sont importantes pour établir la juste valeur.

Niveau I

Les justes valeurs sont calculées en utilisant les cours du marché (non rajustés) dans les marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques auxquels nous avons accès. Pour calculer les justes valeurs de niveau I, nous utilisons les cours du marché pour des produits de base négociés identiques obtenus des Bourses actives comme la New York Mercantile Exchange.

Niveau II

Les justes valeurs sont évaluées, directement ou indirectement, au moyen de données qui sont observables pour l'actif ou le passif concerné.

Les justes valeurs de niveau II sont déterminées par l'utilisation des cours sur des marchés actifs, qui sont dans certains cas ajustés pour tenir compte des facteurs propres aux actifs ou aux passifs, comme les écarts de base, l'évaluation du crédit et les écarts liés à l'emplacement. Les instruments financiers au titre des activités de gestion du risque lié aux produits de base classés dans le niveau II comprennent les instruments dérivés négociés hors Bourse dont les valeurs sont fondées sur les courbes observables des contrats à terme normalisés sur produits de base ainsi que les instruments dérivés dont les données d'entrée sont validées par les cours des courtiers ou par d'autres fournisseurs de données de marché accessibles au public. Les justes valeurs de niveau II sont également déterminées en utilisant des techniques d'évaluation, comme les modèles d'évaluation des options et les formules de régression ou d'extrapolation, où les données sont déjà observables, y compris les prix des produits de base pour des actifs ou passifs semblables dans des marchés actifs, et les volatilités implicites des options.

Pour calculer les justes valeurs de niveau II des autres actifs et passifs de gestion du risque, nous utilisons des données observables autres que les cours du marché non ajustés qui sont observables pour l'actif ou le passif, comme les courbes de rendement du taux d'intérêt et les taux de change. Pour certains instruments financiers où il existe une insuffisance du volume des opérations ou une absence d'opérations récentes, la Société se fie aux données d'entrée sur les taux d'intérêt et les taux de change similaires et à d'autres informations de tiers comme les écarts de crédit.

Niveau III

Les justes valeurs sont calculées en utilisant des données sur l'actif ou le passif qui ne sont pas observables.

Nous pouvons conclure des opérations sur des produits de base pour lesquelles il n'y a pas de données de marché observables disponibles. Dans ces cas-là, les justes valeurs de niveau III sont établies en utilisant des techniques d'évaluation, comme le modèle de Black et Scholes, le modèle d'évaluation axé sur les prévisions et le modèle d'évaluation fondé sur les statistiques historiques («bootstrap»), à l'aide de données d'entrée reposant sur les données historiques comme la disponibilité de l'unité, la congestion du transport, les profils de la demande pour des contrats non standardisés distincts et des produits structurés, et/ou les volatilités ainsi que les corrélations entre les produits provenant des prix historiques. Nous sommes aussi partie à divers contrats ayant une durée s'étirant au-delà d'une période de négociation liquide. Comme les prix du marché à terme ne sont pas disponibles pour la durée complète de ces contrats, leur valeur est déterminée à partir d'une prévision reposant sur une combinaison de modèles fondamentaux externes et internes, y compris l'actualisation. Par conséquent, ces contrats sont classés dans le niveau III.

Notre politique de gestion du risque lié aux produits de base régit les opérations sur les produits de base effectuées dans le cadre de nos activités de négociation pour compte propre et celles effectuées afin de gérer le risque lié au prix des produits de base de notre entreprise de production. La politique définit et précise les responsabilités en matière de contrôle et de gestion associées aux opérations liées aux produits de base, ainsi que la nature et la fréquence des rapports exigés au titre de ces activités.

Les méthodes et procédures liées à l'évaluation de la juste valeur de niveau III au titre des activités de gestion du risque lié aux produits de base sont établies par notre service de gestion du risque. Les justes valeurs de niveau III sont calculées au moyen de notre système de gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques selon les données contractuelles sous-jacentes ainsi que les données d'entrée observables et non observables. L'établissement de données d'entrée non observables repose sur le jugement. Pour assurer la vraisemblance, les évaluations de la juste valeur de niveau III produites par le système sont passées en revue et validées par le service de gestion du risque et le service des finances. L'examen s'effectue officiellement chaque trimestre ou plus souvent si l'examen et les procédures de surveillance quotidiens permettent d'identifier des variations non prévues de la juste valeur ou des changements dans les principaux paramètres.

L'utilisation d'autres hypothèses raisonnablement possibles à titre de données d'entrée pour les techniques d'évaluation pour les contrats inclus dans les évaluations de niveau III au 31 décembre 2018 a une incidence positive estimée totale de 150 millions de dollars (156 millions de dollars en 2017) et une incidence négative estimée totale de 150 millions de dollars (157 millions de dollars en 2017) sur la valeur comptable des instruments financiers. Ces justes valeurs sont soumises à des simulations en ce qui concerne les volumes et les prix. Une tranche de 116 millions de dollars (130 millions de dollars en 2017) de l'incidence positive et une tranche de 116 millions de dollars (130 millions de dollars en 2017) de l'incidence négative au titre de la valeur soumise à des simulations découlent d'un contrat de vente d'électricité à long terme dans la région du nord-ouest Pacifique qui est désigné comme une couverture de flux de trésorerie, utilisant les prix d'électricité présumés dans une fourchette de 20 \$ US à 35 \$ US (25 \$ US à 34 \$ US au 31 décembre 2017) pour la période de 2019 à 2025, tandis que le solde résiduel se rapporte au reste du portefeuille. Les volumes variables sont soumis à des simulations selon un écart type à la hausse et à la baisse à partir des données de production historiques disponibles. Les prix sont soumis à des simulations concernant les contrats à long terme, pour lesquels il n'existe pas de cours sur les marchés liquides, au moyen de sources prévisionnelles internes et externes variées afin d'établir une fourchette de prix élevés et moins élevés.

Évaluation des immobilisations corporelles et des contrats connexes

À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, nous évaluons s'il existe un indice qu'une immobilisation corporelle ou une immobilisation incorporelle a subi une perte de valeur. Une perte de valeur existe lorsque la valeur comptable de l'actif ou l'UGT à laquelle l'actif appartient excède sa valeur recouvrable, qui correspond à la juste valeur de l'actif diminuée des coûts de sortie ou à sa valeur d'utilité, selon le plus élevé des deux montants.

Un rendement très faible par rapport aux résultats d'exploitation projetés ou passés, des changements importants au titre de l'utilisation des actifs ou de notre stratégie d'affaires globale, ou des tendances sectorielles ou économiques négatives notables sont quelques-uns des facteurs qui pourraient indiquer une dépréciation. Dans certains cas, ces événements sont manifestes. Toutefois, dans bien des cas, il n'existe pas d'événement isolable indiquant une dépréciation possible. Plutôt, une série d'événements sans conséquence, s'ils sont pris isolément, surviennent au cours d'une période et indiquent qu'un actif peut avoir subi une perte de valeur. La situation peut se compliquer lorsque nous ne sommes pas l'exploitant de l'installation. Des événements peuvent alors passer inaperçus pendant un certain temps.

Nos activités, le marché et l'environnement d'affaires font l'objet d'un suivi régulier, et des jugements et des évaluations sont formulés pour déterminer s'il s'est produit un événement indiquant une dépréciation possible. En pareil cas, nous faisons une estimation de la valeur recouvrable de l'immobilisation ou de l'UGT à laquelle elle appartient. La valeur recouvrable correspond à la juste valeur de l'actif diminuée des coûts de sortie ou à sa valeur d'utilité, selon le plus élevé des deux montants. La juste valeur est le prix qui serait reçu pour la vente d'un actif lors d'une transaction normale entre des intervenants du marché à la date d'évaluation. Pour déterminer la juste valeur diminuée des coûts de la vente, l'information au titre des transactions de tiers pour des actifs similaires est utilisée et, si aucune donnée n'est disponible, d'autres techniques d'évaluation, comme les flux de trésorerie actualisés, sont utilisés. La valeur d'utilité est calculée au moyen de la valeur actualisée des estimations les plus probables de la direction à l'égard des flux de trésorerie futurs selon l'utilisation actuelle et l'état existant de l'actif. Pour faire une estimation de la juste valeur diminuée des coûts de la vente ou de la valeur d'utilité au moyen des flux de trésorerie actualisés, des estimations doivent être faites et des hypothèses doivent être posées à l'égard des prix de vente, des coûts de la vente, de la production, de la consommation de combustible, et des coûts liés à la remise en état des autres entrées et sorties de trésorerie sur la durée d'utilité des installations, qui peut s'échelonner entre 30 et 60 ans. Pour formuler ces hypothèses, la direction se sert d'estimations fondées sur les prix

convenus et les prix futurs d'après l'offre et la demande sur le marché dans la région où la centrale est exploitée, les niveaux de production prévus, les interruptions planifiées et non planifiées, et la capacité ou les restrictions de transport pour la durée de vie résiduelle de l'installation. Des taux d'actualisation appropriés reflétant les risques spécifiques aux actifs faisant l'objet d'un examen sont utilisés dans le cadre des évaluations. Ces estimations et ces hypothèses peuvent changer d'une période à l'autre, et les résultats réels peuvent différer et diffèrent souvent des estimations. De plus, ils peuvent avoir une incidence positive ou négative sur la perte de valeur estimée, laquelle incidence pourrait être importante.

L'établissement des UGT ou des groupes d'UGT aux fins du test de dépréciation de l'actif et du goodwill peut également influencer sur le résultat du test. Une UGT est le plus petit groupe identifiable d'actifs qui génère des entrées de trésorerie en grande partie indépendantes de celles des autres actifs ou groupes d'actifs, et le goodwill est affecté à chacune des UGT ou aux groupes d'UGT qui devraient bénéficier des synergies de l'acquisition qui a donné lieu au goodwill. L'affectation du goodwill est réévaluée lorsque la composition des secteurs, des UGT ou des groupes d'UGT change. Pour l'établissement des UGT, il faut faire appel à beaucoup de jugement pour déterminer ce qui constitue des flux de trésorerie indépendants entre les centrales qui sont reliées au même réseau. Nous évaluons les mécanismes du marché, les contraintes liées au transport et le profil contractuel de chaque centrale, ainsi que nos propres plans et pratiques en matière de gestion du risque lié au prix des produits de base pour choisir les points à analyser. Pour ce qui est de l'affectation ou de la réaffectation du goodwill, il faut beaucoup de jugement pour évaluer les synergies et leurs incidences. Il existe également des seuils minimums relativement aux activités de sectorisation et de surveillance interne. Dans le cadre de cet exercice, nous évaluons les synergies en ce qui concerne les possibilités sur le plan du regroupement des talents et des technologies, de l'organisation fonctionnelle et du potentiel de croissance future, et examinons les processus d'évaluation du rendement. Nos UGT n'ont fait l'objet d'aucun changement en 2018.

Les imputations pour dépréciation peuvent être reprises au cours de périodes futures si les conditions s'améliorent. Rien ne garantit qu'il y aura reprise, et rien n'indique le montant ou le moment de cette reprise, le cas échéant. Par suite de l'examen effectué en 2018 et d'autres événements précis, diverses analyses ont été effectuées pour évaluer l'importance des indicateurs de dépréciation possibles. Se reporter à la rubrique «Imputations pour dépréciation d'actifs et reprises» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

Frais de mise en valeur de projets

Les frais de mise en valeur de projets différés englobent les frais externes, directs et différentiels nécessaires à la réalisation d'une acquisition ou d'un projet de construction. Ces frais sont comptabilisés dans les charges d'exploitation jusqu'à ce que la construction d'une centrale ou l'acquisition d'un placement ait lieu, lorsqu'il y a des raisons de croire que les coûts futurs pourront être recouverts et que les efforts fournis créeront de la valeur pour nous. Dans ces cas-là, les coûts engagés par la suite sont inclus dans les immobilisations corporelles ou les investissements. L'inscription à l'actif de ces coûts est évaluée chaque période, et les montants inscrits à l'actif à l'égard de projets devenus improbables sont passés en charges.

Durée d'utilité des immobilisations corporelles

Chaque composante importante d'un élément des immobilisations corporelles est amortie sur sa durée d'utilité estimée. Une composante est une partie corporelle d'un actif qui peut être identifié séparément et qui devrait procurer des avantages sur plus d'un an. La durée d'utilité des immobilisations corporelles est estimée d'après les faits et les résultats passés, compte tenu de la durée matérielle prévue de l'actif, des ententes et des contrats de vente à long terme en cours, de la demande courante et prévue, de la désuétude technologique possible et de la réglementation. La durée d'utilité des immobilisations corporelles et les taux d'amortissement utilisés sont examinés au moins une fois l'an afin d'assurer qu'ils continuent d'être appropriés.

En 2018, le total de la dotation aux amortissements s'est élevé à 710 millions de dollars (708 millions de dollars en 2017; 664 millions de dollars en 2016), dont un montant de 136 millions de dollars (73 millions de dollars en 2017; 63 millions de dollars en 2016) est lié au matériel minier et a été inscrit au poste Combustible et achats d'électricité.

Conformément à l'entente sur l'élimination du charbon conclue avec le gouvernement de l'Alberta mentionnée à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion, nous

éliminerons d'ici la fin de 2030 les émissions des centrales alimentées au charbon. Le 1^{er} janvier 2017, la durée d'utilité des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles amortissables liées à certains actifs de charbon en Alberta a été ramenée à 2030. Voir la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Évaluation du goodwill

Nous soumettons le goodwill à un test de dépréciation une fois par année, ou plus fréquemment, si des indices laissent croire à une dépréciation. Si la valeur comptable d'une UGT ou d'un groupe d'UGT, y compris le goodwill, excède sa juste valeur, l'excédent représente une perte de valeur au titre du goodwill. Une UGT est le plus petit groupe identifiable d'actifs qui génère des entrées de trésorerie en grande partie indépendantes de celles des autres actifs ou groupes d'actifs.

Aux fins du test de dépréciation du goodwill annuel des exercices 2018, 2017 et 2016, la Société a déterminé la valeur recouvrable des UGT en calculant la juste valeur diminuée des coûts de sortie au moyen des projections actualisées des flux de trésorerie selon les prévisions à long terme de la Société pour la période allant jusqu'à la dernière mise hors service d'actifs prévue en 2073. Le résultat de l'évaluation de la juste valeur est classé dans le niveau III de la hiérarchie de la juste valeur.

Nous avons examiné la valeur comptable du goodwill avant la fin de l'exercice et avons établi que la juste valeur des UGT ou des groupes d'UGT connexes auxquelles se rattachent le goodwill, selon les estimations des flux de trésorerie futurs, dépassait leur valeur comptable, et qu'il n'y avait pas de dépréciation du goodwill.

Le calcul de la juste valeur des UGT ou du groupe d'UGT est appelé à changer d'une période à l'autre, car la direction doit poser des hypothèses sur les flux de trésorerie futurs, les volumes de production et de négociation, les marges ainsi que les coûts du combustible et les coûts d'exploitation. Aucun changement raisonnablement possible dans les hypothèses formulées n'aurait entraîné une dépréciation du goodwill.

Contrats de location

Pour déterminer si les CAÉ et les autres contrats de vente d'électricité et d'énergie thermique à long terme de la Société contiennent ou sont des contrats de location, la direction doit faire preuve de jugement pour évaluer si l'exécution de l'accord requiert l'utilisation d'un actif précis et si l'accord donne au client le droit d'utiliser cet actif. Pour les accords qui sont considérés comme contenant ou comme étant des contrats de location, la direction doit poser un jugement pour déterminer si, en substance, tous les risques et avantages significatifs inhérents à la propriété sont transférés au client ou sont conservés par TransAlta, afin de comptabiliser l'accord de façon appropriée à titre de contrat de location-financement ou de contrat de location simple. Ces jugements peuvent être importants et influencer sur la façon dont la Société classe les montants liés à l'accord à titre d'immobilisations corporelles ou de créances liées à un contrat de location-financement dans les états de la situation financière consolidés. Par conséquent, la valeur de certains éléments de produits et de charges dépend de ces classements.

Impôts sur le résultat

Selon les IFRS, nous utilisons la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur le résultat. Selon cette méthode, les actifs et les passifs d'impôt différé sont comptabilisés d'après la différence entre la valeur comptable des actifs et des passifs et leur valeur fiscale respective.

La préparation des états financiers consolidés requiert l'estimation des impôts sur le résultat ou de la provision pour impôts sur le résultat pour chaque territoire où nous exerçons nos activités. Cela suppose aussi une estimation des impôts exigibles et des impôts qui devraient être payables ou recouvrables dans l'avenir, qui sont appelés impôts différés. L'impôt différé découle des effets des différences temporaires attribuables à des éléments dont le traitement à des fins fiscales diffère du traitement à des fins comptables. L'incidence fiscale de ces différences est prise en compte dans les états de la situation financière consolidés à titre d'actifs et de passifs d'impôt différé. Il convient également de déterminer la probabilité que notre résultat imposable futur sera suffisant pour permettre le recouvrement des actifs d'impôt différé. Dans la mesure où le recouvrement est improbable, les actifs d'impôt différé devront être réduits. La diminution des actifs d'impôt différé peut être reprise si le résultat imposable futur estimé s'améliore. Rien ne garantit qu'il y aura reprise, et

rien n'indique le montant ou le moment de cette reprise, le cas échéant. La direction doit avoir recours à son jugement pour évaluer les interprétations, les lois et les règlements fiscaux qui changent constamment, de façon à s'assurer de l'intégralité et de la présentation fiable des actifs et passifs d'impôt différé. L'utilisation d'interprétations et de traitements différents de nos estimations pourrait avoir des effets importants sur le montant comptabilisé au titre des actifs et des passifs d'impôt différé. Nos déclarations de revenus peuvent faire l'objet de vérifications par les autorités fiscales. Certaines vérifications pourraient entraîner une augmentation de notre passif fiscal, bien que nous estimions avoir une provision pour impôts sur le résultat suffisante, conformément aux IFRS, compte tenu de l'information dont nous disposons actuellement. L'issue des vérifications possibles n'est pas connue, et leur incidence éventuelle sur les états financiers consolidés ne peut être déterminée.

Des actifs d'impôt différé de 28 millions de dollars (24 millions de dollars en 2017) ont été comptabilisés dans les états de la situation financière consolidés au 31 décembre 2018. Ces actifs se rapportent principalement à des reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes. Nous sommes d'avis que le résultat imposable sera suffisant pour utiliser ces reports prospectifs de pertes, selon ce qui est permis par les différentes administrations fiscales.

Des passifs d'impôt différé de 501 millions de dollars (549 millions de dollars en 2017) ont été comptabilisés dans les états de la situation financière consolidés au 31 décembre 2018. Ces passifs se composent principalement d'impôts sur les profits latents sur les opérations de gestion du risque et de déductions fiscales en sus de l'amortissement connexe des immobilisations corporelles.

Avantages futurs du personnel

Nous offrons à nos employés des régimes de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi. Le coût de ces avantages dépend de nombreux facteurs qui tiennent compte des résultats réels et des hypothèses concernant les résultats futurs des régimes.

Les obligations au titre des prestations de retraite futures et les coûts connexes inclus dans la charge de rémunération annuelle dépendent des données réelles sur l'effectif, notamment l'âge, le salaire, la durée d'emploi, les cotisations versées et le rendement des actifs des régimes.

La modification des dispositions des régimes peut également se répercuter sur les coûts courants et futurs découlant des régimes de retraite. Les coûts découlant des régimes de retraite peuvent également être touchés de façon importante par des modifications des principales hypothèses actuarielles, y compris, par exemple, les taux d'actualisation utilisés pour établir l'obligation au titre des prestations définies et le coût financier net au titre du passif net des régimes à prestations définies. Pour évaluer notre obligation, nous utilisons un taux d'actualisation représentatif de titres à revenu fixe de sociétés de grande qualité disponibles actuellement et qui devraient être disponibles sur la durée restante des prestations de retraite.

Les actifs des régimes se composent essentiellement de placements en titres de capitaux propres et de placements en titres à revenu fixe. Les fluctuations du rendement des actifs des régimes découlant des rendements réels sur le marché boursier et des variations des taux d'intérêt peuvent entraîner une augmentation ou une diminution des coûts découlant des régimes de retraite au cours de périodes futures.

Provision pour frais de démantèlement et de remise en état

Nous comptabilisons une provision pour frais de démantèlement et de remise en état des immobilisations corporelles au cours de la période où elles sont constituées si nous avons une obligation juridique ou implicite de remettre la centrale ou le site en état. Le montant comptabilisé à titre de provision doit être la meilleure estimation des dépenses nécessaires au règlement de l'obligation. Les valeurs prévues sont pondérées en fonction d'un facteur de probabilité afin de tenir compte des risques et des incertitudes liés au moment et au montant du règlement d'un grand nombre de provisions. Les valeurs prévues sont actualisées au taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de l'évaluation de la solvabilité de la Société par le marché.

Au 31 décembre 2018, la provision pour frais de démantèlement et de remise en état comptabilisée dans les états de la situation financière consolidés s'établissait à 407 millions de dollars (437 millions de dollars en 2017). En 2017, essentiellement en raison de l'entente sur l'élimination du charbon, les taux d'actualisation applicables à la provision pour frais de démantèlement du secteur Charbon au Canada et des activités minières ont été changés, pour utiliser les taux sur 5 ans à 15 ans. L'utilisation de taux d'actualisation moins élevés et à plus court terme accroît les passifs correspondants. En moyenne, ces taux ont diminué d'environ 1,60 à 2,10 %. Le montant et le calendrier des décaissements pour certaines centrales et activités minières du secteur Charbon au Canada ont aussi été revus, ce qui a donné lieu à une augmentation des passifs correspondants.

Nous estimons à environ 1 milliard de dollars le montant non actualisé des flux de trésorerie nécessaires pour régler cette provision, montant qui sera engagé entre 2019 et 2073. La grande partie de ces coûts sera engagée entre 2020 et 2050. Certaines des installations adjacentes à des activités minières n'ont comptabilisé aucune obligation liée au démantèlement. En effet, les obligations associées à ces installations ne peuvent être déterminées à l'heure actuelle.

La sensibilité aux variations des principales hypothèses est présentée ci-dessous :

Facteur	Augmentation ou diminution (%)	Incidence approximative sur le résultat net
Taux d'actualisation	1	4
Provision pour frais de démantèlement et de remise en état non actualisée	10	2

Autres provisions

Lorsqu'il y a lieu, nous comptabilisons les provisions découlant des activités commerciales continues, comme l'interprétation et l'application des modalités contractuelles et les recours pour force majeure. Ces provisions et leurs modifications subséquentes sont établies selon notre meilleure estimation de l'issue de l'événement sous-jacent et peuvent également subir l'incidence d'estimations faites par des tiers, selon les exigences contractuelles. Le montant réel des provisions qui pourrait être requis peut être considérablement différent du montant comptabilisé.

Modifications comptables

Modifications comptables de l'exercice considéré

IFRS 15, Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

Nous avons adopté l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*, le 1^{er} janvier 2018.

Nous avons choisi d'appliquer la méthode de transition rétrospective modifiée. Selon cette méthode, les périodes comparatives présentées dans les états financiers consolidés audités annuels de 2018 ne seront pas retraitées, et les produits des activités ordinaires des périodes comparatives continuent d'être présentés comme comptabilisés selon l'IAS 18, *Produits des activités ordinaires*. Au lieu de retraiter les produits des activités ordinaires des exercices précédents, nous avons comptabilisé l'incidence cumulative de l'application initiale de la norme dans le déficit au 1^{er} janvier 2018. L'incidence cumulative de l'application à un contrat donné des exigences à l'égard de la composante financement importante de l'IFRS 15 a donné lieu à une hausse de 13 millions de dollars (déduction faite des impôts) du déficit, à une augmentation de 17 millions de dollars du passif sur contrat et à une diminution de 4 millions de dollars du passif d'impôt différé.

Selon l'IFRS 15, pour déterminer le prix de transaction, l'entité doit ajuster le montant de contrepartie promis pour tenir compte des effets de la valeur temps de l'argent si le calendrier des paiements stipulé dans le contrat procure à l'une des parties un avantage important relatif au financement de la fourniture des biens ou des services au client («composante financement importante»). L'ajustement du montant de contrepartie promis pour tenir compte d'une composante financement importante a pour objectif que les produits des activités ordinaires soient comptabilisés pour un montant reflétant le prix qu'un client paierait au comptant pour ces biens ou ces services au moment où ils lui sont fournis. Nous devons recourir à un tel ajustement à l'égard d'un contrat conclu avec un client. L'application des exigences relatives à la

composante financement importante entraînera la comptabilisation de charges d'intérêts durant la période de financement et de produits des activités ordinaires plus élevés.

De plus, nous ne comptabilisons plus les produits des activités ordinaires (ou les coûts du combustible) liés à la contrepartie autre qu'en trésorerie pour le gaz naturel fourni par un client à l'une de ses centrales alimentées au gaz, puisque selon l'IFRS 15, nous n'obtenons pas le contrôle du gaz naturel fourni par le client. Cette modification n'a pas eu d'effet sur l'incidence cumulative de la première application telle qu'elle a été comptabilisée dans le déficit au 1^{er} janvier 2018.

La note 2 et la note 3, respectivement, de nos états financiers consolidés audités annuels de 2018 présentent une analyse plus détaillée de nos méthodes comptables en vertu de l'IFRS 15 et de notre adoption de l'IFRS 15.

IFRS 9, Instruments financiers

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2018, nous avons adopté l'IFRS 9, qui introduit de nouvelles exigences en matière de :

- classement et évaluation des actifs financiers et des passifs financiers;
- comptabilisation et évaluation de la dépréciation des actifs financiers;
- nouveau modèle de comptabilité de couverture.

Conformément aux dispositions transitoires de la norme, nous avons choisi de ne pas retraiter les états financiers comparatifs des périodes antérieures.

Selon les nouvelles exigences en matière de classement et d'évaluation, les actifs financiers doivent être classés et évalués au coût amorti, à la juste valeur par le biais du résultat net ou à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global. Le classement et l'évaluation sont fonction des caractéristiques contractuelles des flux de trésorerie des actifs financiers et du modèle économique que suit l'entité pour gérer les actifs financiers. Les exigences en matière de classement des passifs financiers sont largement reprises. L'adoption des exigences de classification et d'évaluation de l'IFRS 9 n'a pas eu d'incidence directe sur la Société, mais elle a donné lieu à une augmentation de 1 million de dollars du déficit de TransAlta Renewables du fait de l'augmentation des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle.

L'IFRS 9 introduit un nouveau modèle de dépréciation pour les actifs financiers évalués au coût amorti. Le modèle de dépréciation fondé sur les pertes de crédit attendues exige que les entités comptabilisent les pertes de crédit attendues sur les actifs financiers à la date de comptabilisation initiale et qu'elles tiennent compte des variations des pertes de crédit attendues à chaque date de clôture afin de refléter les variations du risque de crédit. La correction de valeur pour pertes de l'actif financier est évaluée au montant de la perte de crédit attendue pour la durée de vie si le risque de crédit a augmenté de manière importante depuis la comptabilisation initiale. Si le risque de crédit que comporte l'actif financier n'a pas augmenté de manière importante depuis la comptabilisation initiale, sa correction de valeur pour pertes est évaluée au montant de la perte de crédit attendue pour les 12 mois à venir. La direction de la Société a examiné et évalué la dépréciation de ses actifs financiers existants en ayant recours à des informations raisonnables et justifiables conformément aux exigences de l'IFRS 9 afin de déterminer le risque de crédit des éléments respectifs à la date de leur comptabilisation initiale, et a comparé ce risque au risque de crédit au 1^{er} janvier 2018. Le risque de crédit n'a pas augmenté de façon importante par suite de l'application de l'IFRS 9.

Le nouveau modèle général de comptabilité de couverture vise à être plus simple et à mettre davantage l'accent sur la façon dont une entité gère ses risques et établit de nouvelles exigences en matière de tests d'efficacité axés sur le principe d'une relation économique et élimine l'exigence d'évaluer l'efficacité de la couverture de manière rétrospective. Les relations de couverture admissibles de la Société en vigueur au 1^{er} janvier 2018 étaient également admissibles à la comptabilité de couverture en vertu de l'IFRS 9 et étaient donc considérées comme des relations de couverture maintenues. Aucun rééquilibrage des relations de couverture n'a été nécessaire le 1^{er} janvier 2018.

La note 2 et la note 3, respectivement, de nos états financiers consolidés audités annuels de 2018 présentent une analyse plus détaillée de nos méthodes comptables en vertu de l'IFRS 9 et de notre adoption de l'IFRS 9.

Changements apportés aux estimations – durée d'utilité

Conformément à l'entente sur l'élimination du charbon conclue avec le gouvernement de l'Alberta mentionnée à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion, nous éliminerons d'ici la fin de 2030 les émissions des centrales alimentées au charbon. Le 1^{er} janvier 2018, la Société a ajusté la durée d'utilité de certains de ses actifs miniers afin de s'aligner sur ses plans de conversion du charbon au gaz. Par conséquent, la dotation aux amortissements comprise dans le poste Combustible et achats d'électricité a augmenté d'environ 38 millions de dollars. Le 1^{er} janvier 2017, la durée d'utilité des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles amortissables liées à certains actifs de charbon en Alberta a été ramenée à 2030. Par conséquent, la dotation aux amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 a augmenté d'environ 58 millions de dollars. Les durées d'utilité pourront être modifiées ou prolongées dans l'avenir, conformément aux méthodes comptables de la Société, si des décisions et des événements liés à l'exploitation le justifient, comme la conversion des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz.

Conformément à notre décision de mettre l'unité 1 de Sundance hors service le 1^{er} janvier 2018 (voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements), la durée d'utilité des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles amortissables de l'unité 1 de Sundance a été réduite de deux ans au cours du deuxième trimestre de 2017 pour la ramener jusqu'au 31 décembre 2017. Par conséquent, la dotation aux amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 a augmenté d'environ 26 millions de dollars.

Étant donné que l'unité 1 de la centrale de Sundance a été fermée deux ans plus tôt, la ministre fédérale d'Environnement et Changement climatique Canada a convenu de prolonger la durée d'utilité de l'unité 2 de la centrale de Sundance de 2019 à 2021. Ainsi, au cours du troisième trimestre de 2017, nous avons prolongé la durée d'utilité de l'unité 2 de la centrale de Sundance jusqu'en 2021. Par conséquent, la dotation aux amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 a diminué d'environ 4 millions de dollars.

Modifications comptables futures

Les normes comptables qui ont déjà été publiées par l'IASB, mais qui ne sont pas encore en vigueur et que nous n'avons pas encore appliquées, comprennent :

IFRS 16, Contrats de location

En janvier 2016, l'IASB a publié l'IFRS 16, *Contrats de location*, qui remplace les indications actuelles de l'IFRS pour les contrats de location. Selon les indications, les preneurs sont tenus de déterminer si le contrat est un contrat de location-financement ou un contrat de location simple, selon certains critères. Les contrats de location-financement sont comptabilisés à l'état de la situation financière, tandis que les contrats de location simple ne le sont pas. En vertu de l'IFRS 16, les preneurs devront comptabiliser un passif lié au contrat de location et un actif au titre du droit d'utilisation pour pratiquement tous les contrats de location. De plus, la nature et le calendrier des charges liées aux contrats de location changeront, car l'IFRS 16 remplace les charges liées aux contrats de location-exploitation selon la méthode linéaire par les charges d'amortissement des actifs et les intérêts débiteurs sur les passifs relatifs aux contrats de location. Pour les bailleurs, la comptabilisation reste essentiellement inchangée.

L'IFRS 16 est en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019. La norme doit être adoptée rétrospectivement ou selon une approche rétrospective modifiée. Au moment de la transition, TransAlta a choisi d'appliquer l'IFRS 16 selon l'approche rétrospective modifiée à compter du 1^{er} janvier 2019. À la première application de l'IFRS 16, la Société s'est prévaluée des mesures de simplification permises par la norme ci-après :

- Exemptions relatives aux contrats de location à court terme dont la durée résiduelle est d'au plus 12 mois au 1^{er} janvier 2019 et aux contrats de location dont l'objet sous-jacent est de faible valeur
- Exclusion des coûts directs initiaux aux fins de l'évaluation de l'actif au titre du droit d'utilisation à la date de la première application
- Utilisation des connaissances acquises a posteriori pour déterminer la durée d'un contrat de location qui renferme des options de prolongation ou de résiliation

- Ajustement de l'actif au titre du droit d'utilisation du montant au titre de la provision pour les contrats de location déficitaires en vertu de l'IAS 37 immédiatement avant la date de la première application
- Évaluation de l'actif au titre du droit d'utilisation au montant de l'obligation locative, ajusté du montant des loyers payés d'avance ou à payer comptabilisés dans l'état de la situation financière relativement au contrat de location immédiatement avant la date de la première application

La Société a achevé en grande partie son évaluation des contrats de location simple existants. De l'avis de la Société, nous comptabiliserons l'actif au titre du droit d'utilisation et l'obligation locative connexe découlant des contrats de location simple existants dans le cadre desquels nous sommes le preneur d'une somme variant de 42 millions de dollars à 52 millions de dollars. Ces modifications seront en partie contrebalancées par la décomptabilisation d'un actif au titre des contrats de location-financement et d'un passif au titre des contrats de location-financement, et une diminution nette du déficit, relativement à un accord contractuel comptabilisé comme un contrat de location-financement en vertu de l'IAS 17, qui n'est plus considéré comme un contrat de location selon l'IFRS 16.

Forces concurrentielles

L'équilibre entre l'offre et la demande est le principal moteur des prix de l'électricité. La croissance économique sous-jacente est le facteur déterminant de l'évolution à long terme de la demande d'électricité, tandis que la capacité des systèmes, les prix du gaz, les tarifs au titre des GES, les subventions gouvernementales et la disponibilité des ressources renouvelables sont déterminants pour l'offre. La croissance de la production consommée sur place à l'égard de l'investissement dans les activités minières est essentielle au développement du secteur Gaz en Australie.

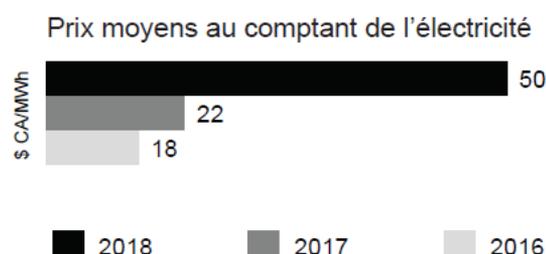
L'ajout de capacité provenant des énergies renouvelables a été solide au cours des derniers exercices en raison des incitatifs gouvernementaux. On prévoit que la nouvelle offre à court et à moyen terme proviendra surtout d'investissements dans des sources d'énergies renouvelables ainsi que dans la production à partir de gaz naturel. Cette prévision découle de la faiblesse des prix sur le marché du gaz naturel conjuguée aux politiques publiques qui favorisent les réductions des émissions de carbone.

Nos activités en Alberta et dans la région du nord-ouest Pacifique ont une importante capacité marchande. Dans ces régions, nous concluons des contrats et établissons des relations d'affaires avec des clients commerciaux et industriels afin de vendre de l'électricité à long terme, jusqu'à concurrence de notre capacité disponible dans les marchés. Nous réduisons davantage la portion de la production non vendue à l'avance en concluant des contrats prévoyant la livraison et des contrats sur instruments financiers à court terme, et nous optimisons la production en temps réel selon notre position et la conjoncture du marché.

Nous livrons concurrence également pour des possibilités de contrats à long terme dans la production d'électricité tant à partir du gaz que des énergies renouvelables, y compris la cogénération, partout au Canada, aux États-Unis et en Australie. Nos clients cibles dans ce domaine sont les fournisseurs de services publics titulaires et les grands exploitants industriels et du secteur minier.

Alberta

Environ 58 % de notre capacité installée brute est située en Alberta, et environ 50 % de celle-ci est visée par des CAÉ réglementés de l'Alberta. Ces CAÉ ont été conclus en 2001 pour faciliter la transition de la production réglementée vers le marché de l'énergie actuel de la province. Les CAÉ des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance sont arrivés à échéance à la fin de 2017, ceux des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance sont arrivés à échéance le 31 mars 2018 et ceux des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills, de la centrale de Sheerness et des centrales hydroélectriques



viennent à échéance à la fin de 2020. Le Balancing Pool agit à titre d'acheteur aux termes des CAÉ des centrales de Keephills et Sheerness, les acheteurs initiaux les ayant résiliés en 2016.

Au quatrième trimestre de 2017, nous avons annoncé notre stratégie de mise à l'arrêt de certaines installations, ainsi que notre plan de conversion de centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz pour lesquels nous avons publié des mises à jour en décembre 2018. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

La production à partir du charbon vendue dans le cadre de CAÉ de l'Alberta est exposée aux prix du marché, puisque nous versons des pénalités ou recevons des paiements pour la production, respectivement, en sus ou en deçà de la disponibilité visée en fonction d'une moyenne mobile des prix de l'électricité au comptant sur 30 jours. Nous pouvons également conserver le produit tiré de la vente d'énergie et de services accessoires qui dépasse les obligations sur nos CAÉ de l'Alberta («demande de pointe d'hydroélectricité»). Nous concluons des contrats financiers afin de réduire notre exposition aux fluctuations des prix de l'électricité pour la plus grande partie du reste de notre production.

La demande annuelle de l'Alberta a augmenté d'environ 3 % de 2017 à 2018. La hausse de la demande s'est reflétée dans le prix moyen du pool, qui est passé de 22,19 \$/MWh en 2017 à 50,29 \$/MWh en 2018. L'augmentation du prix du pool est attribuable principalement à la hausse des coûts de conformité liés au carbone découlant de la production thermique. La hausse des prix a également eu une incidence positive sur notre portefeuille d'installations éoliennes et hydroélectriques marchandes.

En 2018, notre part de marché du contrôle de l'offre en Alberta était d'environ 22 % (16 % en excluant du contrôle de l'offre les unités de la centrale de Sundance mises à l'arrêt).

À la fin novembre 2016, nous avons annoncé la conclusion de l'entente sur l'élimination du charbon avec le gouvernement de l'Alberta qui versera des paiements de transition découlant de l'élimination, au plus tard le 31 décembre 2030, des émissions des centrales alimentées au charbon, notamment l'unité 3 de la centrale de Keephills, l'unité 3 de la centrale de Genesee et la centrale de Sheerness. Toutefois, les centrales touchées peuvent en tout temps continuer à produire de l'électricité en utilisant tout autre mode de production que la combustion du charbon. De plus, nous avons conclu avec le gouvernement de l'Alberta un protocole d'entente qui prévoit de collaborer et de coopérer à la mise en place d'un marché de capacité en Alberta qui veillera à ce que tant les producteurs d'électricité actuels que les nouveaux producteurs puissent jouir de règles du jeu économique plus équitables pour produire, vendre et acheter de l'électricité, et à ce qu'un cadre réglementaire soit défini en vue de faciliter la conversion au gaz des centrales alimentées au charbon.

Nous nous attendons à engager des coûts de conformité additionnels en raison du cadre proposé par le gouvernement fédéral qui prévoit l'instauration d'une politique en matière de GES par chacune des provinces selon laquelle le coût au titre du carbone s'établirait à 50 \$ la tonne d'ici 2022. Nous croyons que notre important portefeuille d'actifs nous offrira des possibilités de réaménagement de sites désaffectés pour l'exploitation des sources d'énergie éolienne, solaire, hydroélectrique et gazière qui nous procureront un avantage sur nos concurrents en matière de coûts au moment de construire des installations de production qui utilisent ces types de combustible.

Aux termes de l'*Electric Utilities Act* (Alberta), le Balancing Pool a annoncé la résiliation complète des CAÉ des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance, avec prise d'effet le 31 mars 2018. La production de la centrale de Sundance est devenue marchande le 1^{er} avril 2018. Aucune annonce n'a encore été faite concernant le CAÉ de Keephills.

TransAlta continue d'exploiter les unités de production de Keephills assorties de CAÉ dans le cours normal des activités et reçoit les paiements en matière de capacité et d'énergie qui lui sont dus en vertu des CAÉ.

Conversion du charbon au gaz

Le 18 décembre 2018, le gouvernement fédéral a publié le *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel*. Le règlement final prévoit des dispositions particulières pour la conversion du charbon au gaz. Les règles concernant les unités converties permettront aux centrales converties de

fonctionner pour un certain nombre d'années après la fin de la durée de vie de l'unité prévue par les règlements sur le charbon, nombre d'années qui sera déterminé en fonction d'un test de performance unique au moment de la conversion.

Nous planifions la conversion au gaz des unités de la centrale de Sundance et de la centrale de Keephills à partir de 2020 jusqu'en 2023. Les conversions fourniront une énergie concurrentielle, fiable et à faible coût au marché albertain et devraient bien les positionner dans le marché de capacité proposé. Nous prévoyons que la première vente aux enchères de capacité aura lieu en 2020 pour livraison en novembre 2021.

En juillet 2018, nous avons mis hors service l'unité 2 de la centrale de Sundance, alors mise à l'arrêt, en raison de sa durée d'utilité plus courte que les autres unités, de son âge, de sa taille et des besoins en capital nécessaires à sa remise en service.

Région du nord-ouest Pacifique aux États-Unis

Dans la région du nord-ouest Pacifique aux États-Unis, notre capacité se résume à notre centrale alimentée au charbon de Centralia de 1 340 MW. Il est prévu que la moitié de la capacité de la centrale sera mise hors service à la fin de 2020, et l'autre moitié, à la fin de 2025. La capacité du système se compose principalement de centrales de production hydroélectrique et gazière, en plus de quelques installations éoliennes qui se sont ajoutées au cours des dernières années avec la mise sur pied de programmes gouvernementaux favorables à la production à partir d'énergies renouvelables. La croissance de la demande dans la région a été limitée, en plus d'être entravée par l'intérêt porté à l'efficacité énergétique. La croissance de la demande dans la région a été limitée, en plus d'être entravée par l'intérêt porté à l'efficacité énergétique.



Notre centrale alimentée au charbon peut efficacement rivaliser avec les centrales alimentées au gaz, bien que la baisse des prix du gaz qui a suivi l'expansion de la production de gaz de schiste en Amérique du Nord ait exercé une pression à la baisse supplémentaire sur les prix de l'électricité.

Notre compétitivité est renforcée par notre contrat à long terme conclu avec Puget Sound Energy pour une capacité maximale de 380 MW sur la durée de vie résiduelle de la centrale. Le contrat et nos couvertures nous permettent de satisfaire les besoins en électricité du marché durant les périodes où les prix sont bas.

Nous conservons le droit de réaménager Centralia en centrale alimentée au gaz après la mise hors service des installations au charbon, ainsi que la possibilité d'accélérer l'obtention des permis prévus dans notre entente pour le passage à des sources d'énergie autres que le charbon conclue avec l'État de Washington en 2011.

Production à partir du gaz et des énergies renouvelables faisant l'objet de contrats

Le marché de l'aménagement ou de l'acquisition de centrales alimentées au gaz et aux énergies renouvelables est hautement concurrentiel dans tous les marchés où nous menons nos activités. Notre solide bilan en tant qu'exploitant et promoteur renforce notre position concurrentielle. Nous prévoyons, lorsque cela sera possible, de réduire notre coût du capital et d'améliorer notre profil concurrentiel en recourant au financement de projets et en tirant parti de la baisse du coût du capital avec TransAlta Renewables. Aux États-Unis, nos importants attributs fiscaux renforcent notre compétitivité.

Pendant que la baisse des prix des produits de base ralentit la croissance sectorielle dans les secteurs du pétrole, du gaz et des mines, le changement crée en même temps des occasions pour nous en tant que fournisseur de services, puisque certains de nos clients potentiels évaluent plus attentivement des activités secondaires et cherchent à maximiser l'efficacité opérationnelle. Dans le secteur des énergies renouvelables, nous évaluons principalement les occasions de nouveaux projets dans l'ouest du Canada ou des acquisitions dans d'autres marchés où nous menons déjà des activités.

Nous maintenons en poste des équipes de développement hautement qualifiées et expérimentées dont la principale fonction est de déceler et de développer ces occasions.

Certaines de nos plus anciennes centrales alimentées au gaz arrivent au bout de leur durée d'utilité initiale. Ces centrales ont généralement un avantage substantiel sur le plan du coût sur les nouvelles constructions, et nous avons réussi à apporter une valeur ajoutée en concluant avec elles de nouveaux contrats au moyen de certaines dépenses d'investissement qui prolongent leur durée d'utilité. Nous avons récemment prolongé la durée d'utilité de nos centrales à Ottawa (expiration en 2033), à Windsor (expiration en 2031), à Parkeston (expiration en 2026) et à Fort Saskatchewan (expiration en 2030) de cette façon.

Capital de TransAlta

Les principales catégories de capital de TransAlta, soit le capital financier, le portefeuille de production d'électricité, le capital humain, le capital intellectuel, le capital relationnel et social, et le capital naturel, sont décrites ci-dessous.

Capital financier

Au cours des derniers exercices, notre objectif était de bâtir notre souplesse financière en utilisant de multiples sources de financement pour repositionner notre structure de capital. Ces dernières années, toutes les agences de notation ont exercé des pressions sur nos titres d'emprunt non garantis. Nous avons réagi à ces pressions en prenant d'importantes mesures à partir de 2014 pour réduire notre dette et renforcer nos données financières.

En décembre 2015, Moody's a abaissé la note de nos titres d'emprunt non garantis de premier rang à Ba1 avec perspective stable. L'incidence financière directe de cette révision à la baisse a été limitée. En juin 2018, Moody's a révisé la perspective de sa note de crédit, la faisant passer de stable à positive. En 2018, Fitch Ratings a renouvelé la note de crédit des titres de créance non garantis et la note à titre d'émetteur de la Société, soit BBB- avec perspective stable, DBRS Limited a renouvelé la note de crédit des titres de créance non garantis et des billets à moyen terme, soit BBB (faible), la note de crédit des actions privilégiées, soit Pfd-3 (faible), et la note à titre d'émetteur de la Société, soit BBB (faible) avec perspective stable, et Standard and Poor's a renouvelé la note de crédit des titres de créance non garantis et la note à titre d'émetteur de la Société, soit BBB- avec perspective négative. La Société tient à renforcer sa situation financière et ses ratios de couverture des flux de trésorerie de façon à obtenir des notes de crédit de première qualité stables. Les notes de crédit fournissent des renseignements sur les coûts de financement, les liquidités et l'exploitation de la Société et influent sur la capacité de la Société d'obtenir du financement à court et à long terme ou sur le coût de ce financement. Le renforcement de la situation financière de la Société permet à son équipe commerciale de conclure des contrats avec différentes contreparties selon des modalités et des prix ayant une incidence favorable sur ses résultats financiers et facilite son accès aux marchés financiers tout au long des cycles des produits de base et du crédit. Les risques associés à nos notes de crédit sont analysés à la rubrique «Risque de liquidité» du présent rapport de gestion.

Structure du capital

Notre structure du capital comprend les composantes qui suivent :

Aux 31 décembre	2018		2017		2016	
	\$	%	\$	%	\$	%
TransAlta Corporation						
Dette avec recours – débetures en dollars canadiens	647	9	1 046	14	1 045	12
Dette avec recours – billets de premier rang en dollars américains	943	13	1 499	19	2 151	25
Facilités de crédit	174	2	–	–	–	–
Financement de la masse fiscale aux États-Unis	28	–	31	–	39	–
Divers	11	–	13	–	15	–
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(16)	–	(294)	(4)	(290)	(3)
Déduire : capital des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	(27)	–	–	–	–	–
Déduire : juste valeur positive des instruments de couverture économique sur la dette ¹	(10)	–	(30)	–	(163)	(2)
Dette avec recours	1 750	24	2 265	29	2 797	32
Dette sans recours	469	6	208	3	245	3
Obligations au titre des contrats de location-financement	63	1	69	1	73	1
Total de la dette nette consolidée – TransAlta Corporation	2 282	31	2 542	33	3 115	36
TransAlta Renewables						
Facilité de crédit	165	2	27	–	–	–
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(73)	(1)	(20)	–	(15)	–
Dette avec recours	92	1	7	–	(15)	–
Dette sans recours	767	11	814	11	793	9
Total de la dette nette consolidée – TransAlta Renewables	859	12	821	11	778	9
Total de la dette nette consolidée	3 141	43	3 363	44	3 893	45
Participations ne donnant pas le contrôle	1 137	16	1 059	14	1 152	14
Capitaux propres attribuables aux actionnaires						
Actions ordinaires	3 059	42	3 094	40	3 094	36
Actions privilégiées	942	13	942	12	942	11
Surplus d'apport, déficit et cumul des autres éléments du résultat global	(1 004)	(14)	(710)	(9)	(525)	(6)
Total du capital	7 275	100	7 748	100	8 556	100

1) Au cours du premier trimestre de 2017, nous avons cessé d'appliquer la comptabilisation de couverture pour certaines couvertures de dette libellée en dollars américains. Les dérivés de change demeurent en place comme couverture économique. Se reporter à la rubrique « Instruments financiers » du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Nous avons continué de solidifier notre situation financière en 2018 et nous avons réduit de près de 800 millions de dollars le total de notre dette nette consolidée depuis la fin de 2016 et avons amélioré la valeur pour les actionnaires par les moyens suivants :

2018

- Le rachat anticipé de nos billets de premier rang à 6,650 % en circulation d'un capital de 500 millions de dollars américains échéant le 15 mai 2018 pour environ 617 millions de dollars (516 millions de dollars américains), à même le produit tiré de l'indemnité de résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance et des liquidités existantes
- Le rachat anticipé de nos débetures à 6,40 % en circulation d'un capital de 400 millions de dollars, échéant en novembre 2019, pour environ 425 millions de dollars
- Le remboursement de la dette sans recours de 25 millions de dollars américains liée aux projets Mass Solar
- Le rachat et l'annulation de 3 264 500 actions ordinaires au prix moyen de 7,02 \$ l'action dans le cadre de l'OPRA pour un coût total de 23 millions de dollars

2017

- Remboursement prévu d'un billet de premier rang de 400 millions de dollars américains à même les liquidités existantes. Ce paiement était couvert par un swap de devises conclu lors de l'émission de la créance qui a réduit effectivement d'environ 107 millions de dollars nos paiements libellés en dollars canadiens
- Rachat par anticipation de toutes les débetures sans recours en circulation de Canadian Hydro Developers Inc. («CHD»)

Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

En 2016, 2017 et 2018, nous avons continué la mise en œuvre de notre stratégie d'emprunter des fonds garantis par nos flux de trésorerie contractuels et avons conclu les placements de titres d'emprunt suivants :

- Obligation sans recours d'un montant de 345 millions de dollars le 20 juillet 2018, dont le capital et les intérêts sont payables tous les semestres, venant à échéance le 5 août 2030, et garantie par les paiements que nous recevons en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon
- Obligation axée sur le projet de 260 millions de dollars le 2 octobre 2017, dont le capital et les intérêts sont payables trimestriellement, venant à échéance le 30 novembre 2033 et garantie par le parc éolien de Kent Hills
- Obligation sans recours d'un montant de 202,5 millions de dollars le 7 décembre 2016, dont le capital et les intérêts sont payables trimestriellement, venant à échéance le 31 décembre 2030, et garantie par notre contrat de location-financement de Poplar Creek
- Obligation sans recours d'un montant de 159 millions de dollars le 3 juin 2016, dont le capital et les intérêts sont payables tous les semestres, venant à échéance le 30 juin 2032, et garantie par notre projet éolien de New Richmond, au Québec

Ces mesures cadrent avec notre stratégie d'émettre des titres d'emprunt amortissables axés sur des projets afin de gérer de manière proactive les échéances de titres à venir.

Entre 2019 et 2021, des titres d'emprunt totalisant environ 707 millions de dollars viendront à échéance. Nous prévoyons poursuivre notre stratégie de désendettement au cours des trois prochains exercices dans le cadre de notre plan de répartition équilibrée du capital.

Le raffermissement du dollar américain a augmenté nos soldes de dette à long terme de 76 millions de dollars au 31 décembre 2018. La quasi-totalité de notre dette libellée en dollars américains est couverte¹ par des contrats financiers ou des investissements nets dans nos établissements aux États-Unis. Au cours de la période, les variations de notre dette libellée en dollars américains ont été contrebalancées comme suit :

Aux 31 décembre	2018	2017
Incidence du change sur la valeur comptable des activités aux É.-U. (couverture de l'investissement net) ¹ et créances au titre de contrats de location-financement	42	(43)
Couvertures de flux de trésorerie en monnaies étrangères sur la dette	11	(45)
Couvertures économiques et autres	21	(18)
Non couvert	2	(7)
Total	76	(113)

1) Au cours du premier trimestre de 2017, nous avons cessé d'appliquer la comptabilisation de couverture pour certaines couvertures de dette libellée en dollars américains. Les dérivés de change demeurent en place comme couverture économique. Se reporter à la rubrique «Instruments financiers» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Nos facilités de crédit sont pour nous une source de liquidités considérable. Au 31 décembre 2018, nous disposions de 2,0 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars en 2017) de facilités de crédit consenties, dont un montant de 0,9 milliard de dollars (1,4 milliard de dollars en 2017) était disponible. Nous respectons les modalités des facilités de crédit. Au 31 décembre 2018, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 1,1 milliard de dollars (0,6 milliard de dollars au 31 décembre 2017), ce qui correspondait à des emprunts réels de 0,3 milliard de dollars (néant au 31 décembre 2017) et à des lettres de crédit de 0,7 milliard de dollars (0,6 milliard de dollars au 31 décembre 2017). Ces facilités comprennent une facilité bancaire consortiale consentie de 1,3 milliard de dollars venant à échéance en 2022, une facilité bancaire

consortiale consentie de TransAlta Renewables de 500 millions de dollars venant à échéance en 2022 et trois facilités de crédit bilatérales totalisant 240 millions de dollars venant à échéance en 2020.

Les obligations sans recours des parcs éoliens de Melancthon et Wolfe, de la centrale de Pingston, de TAPC Holdings LP, du parc éolien de New Richmond, de KHWLP et de TransAlta OCP dont la valeur comptable s'élève à 1 235 millions de dollars (1 022 millions de dollars au 31 décembre 2017) sont assujetties aux conditions financières habituelles et aux clauses restrictives qui pourraient limiter la capacité de la Société d'accéder aux fonds générés par les activités des centrales. Si certains tests de distribution (effectués généralement une fois par trimestre) sont réussis, les fonds peuvent être distribués par les filiales à leur société mère respective. Ces conditions comprennent l'atteinte d'un ratio de couverture du service de la dette avant la distribution, lequel a été atteint par ces entités au quatrième trimestre. Toutefois, les fonds de ces entités qui se sont accumulés depuis le test du quatrième trimestre ne seront pas distribués jusqu'à ce que le prochain ratio de couverture du service de la dette soit calculé au premier trimestre de 2019. Au 31 décembre 2018, un montant de 33 millions de dollars (35 millions de dollars au 31 décembre 2017) en trésorerie était assujetti à ces restrictions financières.

En outre, certaines obligations sans droit de recours requièrent l'établissement et le financement de certains comptes de réserve au moyen de trésorerie en dépôt et de lettres de crédit. La Société a choisi d'utiliser les lettres de crédit au 31 décembre 2018.

Fonds de roulement

L'excédent des actifs courants sur les passifs courants, y compris la partie courante de la dette à long terme, était de 439 millions de dollars au 31 décembre 2018 (101 millions de dollars en 2017). Notre fonds de roulement a augmenté d'un exercice à l'autre en raison principalement d'une baisse de la tranche de la dette à long terme à payer d'ici un an (l'an dernier, nous avions un billet de premier rang de 500 millions de dollars américains à rembourser). Si on exclut la tranche courante de la dette à long terme de 148 millions de dollars, l'excédent des actifs courants sur les passifs était de 587 millions de dollars au 31 décembre 2018 (848 millions de dollars au 31 décembre 2017), soit une diminution de 261 millions de dollars attribuable essentiellement à une baisse de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des créances clients et autres débiteurs.

Capital social

Le rajustement de taux des actions privilégiées rachetables à taux fixe rajusté et à dividende cumulatif de série A eu lieu en 2016 au taux d'intérêt nominal de 2 709 %. Comme le permettent les clauses des actions privilégiées, certains actionnaires ont choisi de convertir leurs actions en actions à taux variable. Par conséquent, 1 824 620 des 12 millions d'actions privilégiées rachetables à taux fixe rajusté et à dividende cumulatif de série A ont été offertes à des fins de conversion, à raison de une pour une, en actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série B. Nos actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série C et de série E n'ont pas obtenu le nombre minimal requis de votes en 2017 pour donner effet à la conversion en actions de série D et de série F, respectivement, de sorte que les actions privilégiées de série C et de série E donneront droit, si le conseil en déclare et au moment où il le fera, à des dividendes en espèces privilégiés à taux fixe cumulatifs sur une base trimestrielle. Le taux des actions privilégiées de série G sera rajusté en 2019.

Le tableau ci-dessous présente les actions ordinaires et privilégiées émises et en circulation :

Aux	26 févr. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Nombre d'actions (en millions)			
Actions ordinaires émises et en circulation, à la fin de la période	284,6	284,6	287,9
Actions privilégiées			
Série A	10,2	10,2	10,2
Série B	1,8	1,8	1,8
Série C	11,0	11,0	11,0
Série E	9,0	9,0	9,0
Série G	6,6	6,6	6,6
Actions privilégiées émises et en circulation, à la fin de la période	38,6	38,6	38,6

Participations ne donnant pas le contrôle

Au 31 décembre 2018, nous détenons une participation de 60,9 % (64,0 % au 31 décembre 2017) dans TransAlta Renewables. En 2018, notre pourcentage de participation a diminué en raison de l'émission par TransAlta Renewables d'environ 12 millions d'actions ordinaires dans le cadre d'un placement par voie de prise ferme et d'environ un million d'actions ordinaires dans le cadre de son régime de réinvestissement des dividendes. Nous n'avons participé à aucune de ces émissions.

En 2017, la centrale de South Hedland a commencé ses activités commerciales le 28 juillet 2017, et le 1^{er} août 2017, la Société a converti ses 26,1 millions d'actions de catégorie B détenues dans TransAlta Renewables en 26,4 millions d'actions ordinaires de TransAlta Renewables. De ce fait, le pourcentage de participation en capitaux propres attribuables aux actions ordinaires dans TransAlta Renewables a augmenté pour passer de 59,8 % à 64 %.

En janvier 2016, nous avons conclu la vente à TransAlta Renewables d'une participation financière dans la centrale de cogénération de Sarnia de 506 MW et de deux centrales alimentées à partir d'énergies renouvelables d'une capacité totale de 105 MW pour un produit de 540 millions de dollars. La contrepartie reçue de TransAlta Renewables comprenait un produit brut provenant d'un appel public à l'épargne visant 17 692 750 actions ordinaires au prix de 9,75 \$ par action pour un produit brut de 173 millions de dollars, 15,6 millions d'actions ordinaires de TransAlta Renewables d'une valeur de 152 millions de dollars et 215 millions de dollars de débetures subordonnées non garanties convertibles en actions ordinaires de TransAlta Renewables à un prix de 13,16 \$ par action ordinaire à leur échéance le 31 décembre 2020. Le 9 novembre 2017, TransAlta Renewables a remboursé par anticipation la débeture moyennant le versement d'un montant global de 218 millions de dollars, composé d'un montant en capital de 215 millions de dollars et des intérêts courus de 3 millions de dollars. En novembre 2016, la participation financière de TransAlta Renewables a été convertie en participation directe dans la centrale de Sarnia, la centrale de Ragged Chute et le parc éolien Le Nordais.

TransAlta Renewables est une société dont les actions ordinaires se négocient à la Bourse de Toronto sous le symbole «RNW». TransAlta Renewables détient un portefeuille diversifié d'actifs faisant en grande partie l'objet de contrats et dont l'intensité carbone est relativement faible.

Nous demeurons déterminés à maintenir notre participation d'actionnaire majoritaire et à agir comme promoteur pour TransAlta Renewables dans le but de maintenir notre participation entre 60 % et 80 %.

Nous détenons également 50,01 % de TA Cogen, qui détient et exploite trois centrales alimentées au gaz naturel et une centrale alimentée au charbon, ou qui possède une participation dans ces centrales. En 2016, nous avons reconduit le contrat de notre centrale de cogénération de Mississauga, ce qui a entraîné un profit avant impôts d'environ 191 millions de dollars, un amortissement accéléré de 46 millions de dollars et la comptabilisation d'une charge sur le combustible par suite de l'annulation de la désignation à titre de couvertures du gaz naturel de 14 millions de dollars. Les centrales de Mississauga, d'Ottawa, de Windsor et de Fort Saskatchewan sont détenues grâce à la participation de 50,01 % que nous détenons dans TA Cogeneration L.P. Comme nous détenons une participation conférant le contrôle dans TA Cogen et TransAlta Renewables, nous consolidons la totalité des résultats, des actifs et des passifs relativement à ces actifs.

Rendements aux fournisseurs de capitaux

Charge d'intérêts nette

Les composantes de la charge d'intérêts nette sont présentées ci-dessous :

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Intérêt sur la dette	184	218	218
Produit d'intérêts	(11)	(7)	(2)
Intérêts incorporés au coût de l'actif	(2)	(9)	(16)
Perte au titre du rachat des obligations	24	6	1
Intérêts sur les obligations au titre des contrats de location-financement	3	3	3
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	13	18	19
Intérêts courus (reprises d'intérêts) au titre de l'interruption de l'unité 1 de la centrale de Keephills	—	—	(10)
Divers ¹	15	(3)	(4)
Désactualisation des provisions	24	21	20
Charge d'intérêts nette	250	247	229

1) En 2018, des coûts d'environ 5 millions de dollars ont été passés en charges en raison du financement de projet qui n'est plus réalisable et un montant d'environ 7 millions de dollars est lié à la composante financement importante exigée en vertu de l'IFRS 15.

Bien que l'intérêt sur la dette ait diminué en raison de la baisse de la dette, la charge d'intérêts nette a augmenté en 2018 en raison de la prime au remboursement anticipé de 5 millions de dollars liée au rachat anticipé des billets de premier rang de 500 millions de dollars américains, d'un montant de 5 millions de dollars de coûts passés en charges dans le cadre du financement d'un projet qui n'est plus réalisable, de la prime au remboursement anticipé de 19 millions de dollars liée au rachat anticipé de la débenture de 400 millions de dollars et d'une baisse des intérêts incorporés au coût de l'actif.

La charge d'intérêts nette a augmenté en 2017 par rapport à celle de 2016, en raison de la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif et de la prime de rachat comptabilisée pour le rachat anticipé des débentures de CHD, qui, ensemble, ont plus que contrebalancé la hausse du produit d'intérêts. En 2016, la reprise d'intérêts courus découlant de l'arbitrage de l'interruption à l'unité 1 de la centrale de Keephills a réduit la charge d'intérêts.

Dividendes aux actionnaires

Le 14 janvier 2016, nous avons annoncé la diminution de notre dividende sur actions ordinaires pour le faire passer de 0,72 \$ annuellement à 0,16 \$ annuellement. Cette mesure a été prise dans le cadre d'un plan visant à améliorer notre souplesse financière à long terme. La déclaration des dividendes est à la discrétion du conseil.

Le tableau suivant présente les dividendes sur actions ordinaires et sur actions privilégiées déclarés chaque trimestre en 2018 :

Date de déclaration	Date de paiement		Dividendes sur actions ordinaires	Dividendes sur actions privilégiées				
	Actions ordinaires	Actions privilégiées		A	B	C	E	G
	2 févr. 2018	1 ^{er} avr. 2018		31 mars 2018	0,04	0,16931	0,17889	0,25169
19 avr. 2018	3 juill. 2018	3 juill. 2018	0,04	0,16931	0,19951	0,25169	0,32463	0,33125
19 juill. 2018	1 ^{er} oct. 2018	30 sept. 2018	0,04	0,16931	0,20984	0,25169	0,32463	0,33125
10 oct. 2018	1 ^{er} janv. 2019	31 déc. 2018	0,04	0,16931	0,22301	0,25169	0,32463	0,33125
14 déc. 2018	1 ^{er} avr. 2019	31 mars 2019	0,04	0,16931	0,23073	0,25169	0,32463	0,33125

Participations ne donnant pas le contrôle

Le résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle présenté pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 a augmenté de 66 millions de dollars pour s'établir à 108 millions de dollars par rapport à celui de 2017. Le résultat a augmenté à TransAlta Renewables en 2018 en raison d'une hausse des produits financiers tirés de son investissement dans les activités en Australie et de la dépréciation d'un placement en 2017. Le résultat réalisé par TA Cogen a reculé en 2018 en raison surtout du règlement du litige visant la clause d'indexation du contrat avec la SFIEO relativement aux centrales d'Ottawa et de Windsor qui a eu une incidence positive sur le résultat de 2017.

Le résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle présenté pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 a diminué de 65 millions de dollars par rapport à celui de 2016. Le résultat net a subi l'incidence négative de la dépréciation du placement de TransAlta Renewables dans les activités en Australie comptabilisée par suite de la vente de la centrale de Solomon à FMG et de la résiliation alléguée du CAÉ de South Hedland, ainsi que de la hausse de la charge d'intérêts nette attribuable à la hausse de l'encours des emprunts. Le renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga a aussi eu une incidence sur le résultat net, puisque nous avons comptabilisé en résultat un profit de 191 millions de dollars en 2016.

Capital du portefeuille de production d'électricité

Nous surveillons de près la disponibilité, un facteur clé permettant d'atteindre nos objectifs financiers. Nous ajustons nos dépenses d'entretien et d'investissement de maintien afin d'optimiser le rendement financier de nos investissements et de les aligner sur nos orientations stratégiques.

Disponibilité et production

Notre objectif pour la disponibilité de notre portefeuille de centrales du secteur Charbon au Canada se situait dans une fourchette de 87 % à 89 % en 2018. Nous avons atteint une disponibilité de 93 % dans ce secteur. Notre objectif pour la disponibilité de nos autres centrales (gaz et énergies renouvelables) était de 95 % en 2018. Dans le secteur Gaz au Canada, nous avons atteint 93 %, dans le secteur Gaz en Australie, 94 %, et dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire, nous avons dépassé notre objectif, soit 95,4 %.

En 2018, la disponibilité de l'ensemble de notre portefeuille, compte tenu de l'ajustement lié à l'optimisation de la répartition dans le secteur Charbon aux États-Unis, s'est chiffré à 91,3 % (86,8 % en 2017; 89,2 % en 2016), en hausse par rapport à l'exercice précédent. La baisse du nombre d'interruptions et de réductions de la capacité nominale dans le secteur Charbon au Canada et une hausse de la disponibilité dans le secteur Gaz au Canada attribuable à la baisse du nombre d'interruptions ont été contrebalancées en partie par l'incidence des interruptions et des réductions de la capacité non planifiées dans le secteur Charbon aux États-Unis au deuxième semestre de l'exercice.

Disponibilité ajustée

2018	91,3 %
2017	86,8 %
2016	89,2 %

Production (GWh)

2018	28 409
2017	36 900
2016	38 157

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 a diminué de 8 491 GWh par rapport à celle de 2017. Cette diminution est principalement attribuable au secteur Charbon au Canada où la production a reculé de 8 229 GWh du fait essentiellement de la mise à l'arrêt et de la mise hors service de certaines unités de la centrale de Sundance. La production dans le secteur Charbon aux États-Unis a diminué de 104 GWh en raison du calendrier de l'optimisation de la répartition. La production dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire a également diminué de 92 GWh en raison surtout d'une baisse des ressources d'énergie éolienne en Alberta et aux États-Unis, en partie compensée par une hausse des ressources d'énergie éolienne dans l'est du Canada.

Stratégie d'exploitation

Dans les secteurs de la production, nos charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration reflètent les coûts d'exploitation de nos centrales. Ces coûts peuvent fluctuer selon le calendrier et la nature des activités d'entretien planifiées et non planifiées. En 2017, nous avons lancé le projet Greenlight dans l'ensemble de l'organisation dans le but d'apporter des améliorations à l'échelle de la Société. Les économies réalisées dans le secteur Charbon au Canada, dans les activités minières et dans le secteur Gaz au Canada ont été annulées par la hausse des coûts dans le secteur Charbon aux États-Unis et Gaz en Australie. La hausse au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration est expliquée à la rubrique Résultats sectoriels aux fins de comparaison du présent rapport de gestion.

Le tableau qui suit présente nos charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration aux fins de comparaison de la production au cours des trois derniers exercices :

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration aux fins de comparaison - production	405	412	396
Coûts du projet Greenlight inclus dans les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration :			
Charbon au Canada	(6)	(20)	—
Charbon aux États-Unis	(2)	(2)	—
Gaz, Énergie éolienne et énergie solaire et Hydroélectricité	(5)	(7)	—
Montant ajusté des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration aux fins de comparaison - production	392	383	396

Dépenses d'investissement de maintien

Nos activités sont caractérisées par un cycle long, sont très capitalistiques et nécessitent d'importantes dépenses d'investissement. Notre objectif est d'engager des dépenses d'investissement de maintien qui garantissent la fiabilité et la sécurité de nos centrales sur une longue période. Les dépenses d'investissement de maintien comprennent également les investissements requis à la suite de l'inondation en Alberta en 2013, dont la plus grande partie a été recouvrée auprès de tiers.

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Dépenses d'investissement courantes	50	69	83
Dépenses d'investissement liées aux mines	42	28	23
Entretien planifié d'envergure	58	121	148
Contrats de location-financement	18	17	16
Total des dépenses d'investissement de maintien	168	235	270
Dépenses d'investissement liées à la productivité	21	24	8
Dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations	—	—	2
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	189	259	280
Recouvrements d'assurance au titre des dépenses d'investissement de maintien	(7)	—	(1)
Montant net	182	259	279

La perte de production découlant des travaux d'entretien d'envergure planifiés se présente comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
GWh perdus¹	381	1 234	938

1) La perte de production exclut les périodes des travaux d'entretien d'envergure planifiés du secteur Charbon aux États-Unis qui ont lieu pendant les périodes d'optimisation de la répartition.

En 2018, le total des dépenses d'investissement de maintien a reculé de 67 millions de dollars par rapport à celui de 2017 et le total des dépenses d'investissement liées à la productivité a été inférieur de 3 millions de dollars par rapport à celui de 2017. Les dépenses d'investissement liées à la productivité se rapportent au financement de certaines initiatives de transformation du projet Greenlight. Dans certains cas, le délai de récupération devrait être d'au plus trois ans. Nous avons aussi effectué des interruptions importantes planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee, à l'unité 2 de la centrale de Centralia et à la centrale de Sarnia.

Croissance stratégique et transformation de l'entreprise

Acquisition de deux projets de parc éolien aux États-Unis

Le 20 février 2018, TransAlta Renewables a annoncé avoir conclu une entente visant l'acquisition de deux projets prêts à construire aux États-Unis. Ces projets de parc éolien, dont la construction a commencé, consistent en : i) un projet de 90 MW situé en Pennsylvanie faisant l'objet d'un CAÉ de 15 ans avec Microsoft Corp. («Big Level»); et ii) un projet de 29 MW situé au New Hampshire faisant l'objet de deux CAÉ de 20 ans («Antrim») (collectivement les «projets de parc éolien aux États-Unis»), avec des contreparties détenant des notes de crédit de Standard & Poor's d'au moins A+. L'acquisition d'Antrim demeure assujettie à certaines conditions de clôture, y compris la réception d'une décision réglementaire favorable. La Société s'attend à ce que la clôture de l'acquisition ait lieu au début de 2019. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Projet du parc éolien de Kent Hills

En 2017, TransAlta Renewables a conclu un CAÉ de 17 ans avec Énergie NB en vue de la vente de toute l'énergie produite par une capacité de production supplémentaire de 17,25 MW dans le cadre du projet du parc éolien de Kent Hills. Le 19 octobre 2018, TransAlta Renewables a annoncé la mise en service de la capacité supplémentaire, portant ainsi à 167 MW la capacité de production totale du parc éolien de Kent Hills.

Partenariat pour le gazoduc Pioneer

Le 17 décembre 2018, la Société a exercé son option d'acquérir une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer. Tidewater construira et exploitera le gazoduc de 120 km qui aura un débit initial de 130 Mpi³/j et un potentiel d'expansion à environ 440 Mpi³/j. Le gazoduc Pioneer permettra à TransAlta d'augmenter la quantité de gaz naturel qu'elle produit à ses unités alimentées au charbon des centrales de Sundance et Keephills, ce qui réduira les émissions de carbone et les coûts. De plus, le gazoduc Pioneer devrait fournir une quantité importante du gaz nécessaire à la conversion complète au gaz naturel des unités alimentées au charbon. L'investissement pour TransAlta s'élèvera à environ 90 millions de dollars. La construction du gazoduc a commencé en novembre 2018 et il devrait être pleinement exploitable d'ici le deuxième semestre de 2019. L'investissement de TransAlta est assujetti aux approbations réglementaires finales.

Projet éolien de Windrise

Le 17 décembre 2018, le projet de parc éolien de Windrise de 207 MW a été choisi par l'AESO comme l'un des deux projets retenus lors de la troisième ronde du programme d'électricité renouvelable. Le projet de Windrise est situé sur un terrain de 11 000 acres dans le comté de Willow Creek, en Alberta. Le projet, qui fait l'objet d'un accord de soutien pour l'électricité renouvelable d'une durée de 20 ans avec l'AESO, devrait coûter environ 270 millions de dollars et devrait entrer en service au cours du deuxième trimestre de 2021.

Projet d'installation de réserve pompée à la centrale hydroélectrique de la rivière Brazeau

Le projet d'installation de réserve pompée à la centrale hydroélectrique de la rivière Brazeau produira de l'électricité propre et appuiera l'électricité propre dans la province d'Alberta. L'installation permettra de stocker de l'eau qui servira à produire de l'électricité au besoin ainsi que de l'électricité excédentaire en cas de baisse de la demande. Le projet d'installation de réserve pompée à la centrale hydroélectrique de la rivière Brazeau est une priorité pour nous pour les raisons suivantes : l'infrastructure est déjà en place, ce qui réduit le coût du projet et son empreinte environnementale, il est situé à proximité d'une infrastructure de transport existante et il permet d'accroître le développement des énergies renouvelables en assurant une production équilibrée par intermittence à partir de l'énergie éolienne et solaire.

Le projet d'installation de réserve pompée à la centrale hydroélectrique de la rivière Brazeau devrait offrir une nouvelle capacité maximale de 900 MW, ce qui portera la capacité totale de la centrale de 755 MW à 1 255 MW, à l'achèvement des travaux. Nous estimons que l'investissement se situera dans une fourchette de 1,5 milliard de dollars à 2,7 milliards de dollars. Au cours des neuf premiers mois de 2018, nous avons investi environ 2 millions de dollars pour faire avancer l'étude environnementale, travailler avec les parties prenantes et procéder à des travaux géotechniques en prévision des phases de conception et de construction. La poursuite du projet dépend de l'obtention d'un contrat à long terme.

En mai 2018, l'AESO a publié un rapport indiquant que le marché de l'Alberta n'avait pas besoin de capacité de production d'énergie renouvelable sur commande avant 2030. La valeur et l'avantage du projet d'installation de réserve pompée à la centrale hydroélectrique de la rivière Brazeau se feraient sentir bien au-delà de 2030. La Société est toujours d'avis que la production provenant de la réserve pompée devrait faire partie des futures demandes d'électricité en vertu du programme d'énergies renouvelables de l'Alberta. La Société ne dépense pas plus d'argent lié au développement pour le projet en ce moment, mais continuera de travailler avec les gouvernements pour trouver des mécanismes financiers appropriés permettant d'introduire des énergies renouvelables abordables, vertes et acheminables sur le marché afin de soutenir des émissions et des prix bas pour les clients de l'Alberta.

Projet Greenlight

Le projet Greenlight est un programme pluriannuel pour transformer la stratégie de la Société et sa mise en œuvre. Les unités fonctionnelles se concentrent à la fois sur l'amélioration des flux de trésorerie et sur la façon dont la Société offre une valeur durable.

Dans le cadre de ce programme, nous avons réalisé des projets qui ont rehaussé notre rendement en améliorant l'efficacité de la production et les tarifs de chauffage, en réduisant les coûts du combustible, en abaissant les émissions de GES et les coûts d'exploitation et d'entretien, en optimisant nos dépenses d'investissement, en évitant de nouveaux coûts, en réduisant les frais généraux et les coûts de financement, en améliorant notre fonds de roulement, en monétisant des actifs, en simplifiant les procédés et en réalisant des gains d'efficacité. Les économies de valeur ont été contrebalancées par les coûts des programmes et des projets de l'exercice en cours, constitués principalement de dépenses d'investissement. Nous estimons que les initiatives du projet Greenlight ont généré un montant net de 70 millions de dollars en marge brute, en charges liées au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration, et en économies en capital. Cela a permis une flexibilité financière pour de nouveaux investissements. Nous avons investi environ 16 millions de dollars (29 millions de dollars en 2017) dans ce programme et un montant additionnel de 21 millions de dollars (25 millions de dollars en 2017) en dépenses d'investissement liées à la productivité en 2018.

Profil contractuel

Environ 70 % de notre capacité pour les deux prochaines années est vendue dans le cadre de contrats à long terme. Exclusion faite des CAÉ de l'Alberta pour nos centrales hydroélectriques et alimentées au charbon, la majorité de ces contrats ont des échéances de plus de 10 ans. Au quatrième trimestre de 2017, nous avons conclu un contrat à long terme visant notre centrale alimentée au gaz naturel de Fort Saskatchewan, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2020. Le contrat a une durée initiale de 10 ans. En 2016, nous avons conclu un contrat à long terme avec la centrale hydroélectrique Akolkolex en Colombie-Britannique, qui vient à échéance en 2045. La centrale de South Hedland est entrée en service le 28 juillet 2017 et fait l'objet de contrats jusqu'en 2042.

Capital humain

Susciter l'intérêt de son effectif, assurer le perfectionnement de ses employés et réduire au minimum les incidents liés à la sécurité sont les facteurs clés du programme de stratégie pour la création de valeur au titre du capital humain pour TransAlta. Les facteurs ayant la plus grande incidence sur le rendement du capital humain sont susciter l'intérêt de son effectif et réduire au minimum les incidents liés à la sécurité.

Au 31 décembre 2018, nous avons un effectif de 1 883 employés (2 228 en 2017). Ce chiffre a diminué de 15 % au cours de 2017 à la suite d'une réduction des postes dans notre portefeuille de centrales alimentées au charbon et de la mise en œuvre d'initiatives de restructuration visant à réduire les coûts et à accroître l'efficacité. Certains postes non comblés ont également été éliminés.

Nos employés étant syndiqués dans une proportion d'environ 50 %, nous nous efforçons d'entretenir des relations ouvertes et positives avec les représentants syndicaux et nous nous réunissons régulièrement pour échanger de l'information, écouter les préoccupations et partager avec eux des idées qui appuient nos objectifs communs. Les négociations collectives se déroulent de bonne foi, et nous respectons les droits de tous les employés d'y participer.

Culture et structure de l'entreprise

Nos employés sont au cœur de la création de valeur. Notre culture d'entreprise est fondée sur un héritage de plus de 100 ans de façons novatrices de générer de manière sécuritaire et responsable de l'électricité fiable et à prix abordable. En 2016, nous avons officialisé nos valeurs de base pour fournir une orientation stratégique claire à nos employés. Nous voulons que nos gens s'approprient nos valeurs de base, qui comprennent l'innovation, le respect, la loyauté, la responsabilité, l'intégrité et la sécurité. Nous les encourageons à relever des défis afin d'optimiser leur potentiel. Nous encourageons l'harmonisation avec nos valeurs et notre éthique de travail, qui reposent sur le leadership, la collaboration, le soutien à la collectivité, la croissance et l'équilibre entre la vie professionnelle et la vie personnelle.

Notre structure organisationnelle compte six niveaux, ce qui permet de soutenir le rythme et facilite la prise de décision. Nos activités fonctionnent selon un modèle axé sur les affaires, les secteurs Charbon et extraction minière, Gaz et énergies renouvelables, Australie, et Commercialisation et négociation de l'énergie représentant nos quatre grands secteurs d'activité. Notre secteur Siège social supervise nos activités et définit notre stratégie.

Diversité femmes-hommes

Un certain nombre d'études de cas ont mis en évidence le lien entre la diversité femmes-hommes et la valeur ajoutée des entreprises. TransAlta est un ardent défenseur de la diversité femmes-hommes en tant que moteur de valeur, mais aussi en tant que pratique commerciale éthique. Notre engagement à accroître la participation des femmes au sein de notre entreprise se reflète dans leur taux de participation au sein de notre conseil de direction et de notre conseil d'administration. Au 31 décembre 2018, les femmes représentaient 50 % de notre équipe de direction et 40 % de notre conseil d'administration, ce qui est bien supérieur au niveau atteint par nos pairs du secteur de l'électricité. L'Association canadienne de l'électricité a indiqué qu'en 2017, le pourcentage moyen de femmes au sein des conseils de direction et d'administration était respectivement de 25,5 % et 31,5 %. Cette proportion est également bien supérieure à celle visée par l'Accord Catalyst, signé par un certain nombre d'organisations de premier plan au Canada, qui sont toutes en faveur d'une représentation féminine cible de 30 % au sein des conseils de direction et d'administration d'ici 2022.

Exercices clos les 31 décembre	TransAlta (%)	Moyenne du secteur (%)	Objectifs de l'Accord Catalyst (%)
Nombre de femmes siégeant au conseil de direction	50	25	30
Nombre de femmes siégeant au conseil d'administration	40	31	30

Avantages du personnel

TransAlta est un employeur attrayant dans les trois pays où elle exerce ses activités. Nous offrons une rémunération à nos employés à tous les échelons qui est concurrentielle selon leur emplacement respectif. Nous nous efforçons d'être un employeur de choix grâce à notre programme de rémunération totale, qui inclut divers régimes d'intéressement conçus pour aligner le rendement sur nos objectifs annuels et à moyen terme déterminés annuellement par le conseil d'administration.

De même, la rémunération englobe divers régimes d'épargne-retraite. Nous offrons des régimes de retraite agréés au Canada et aux États-Unis, ainsi qu'un régime de retraite gouvernemental en Australie. Les régimes couvrent essentiellement tous les employés de la Société, les employés de ses filiales dans ces pays et des employés désignés qui travaillent dans des établissements à l'étranger. Ces régimes comprennent des composantes à prestations définies et à cotisations définies et, au Canada, comprenaient un autre régime à prestations définies complémentaire pour les employés dont les revenus annuels dépassaient le plafond prévu par la *Loi de l'impôt sur le revenu*. Le régime à prestations définies complémentaire a été fermé le 31 décembre 2015 et un nouveau régime à cotisations définies complémentaire à l'intention des dirigeants a été ouvert le 1^{er} janvier 2016. Les dirigeants en poste au 31 décembre 2015 peuvent continuer

de participer au régime à prestations définies complémentaire. Le régime de retraite gouvernemental en Australie est obligatoire pour les employeurs, le taux de cotisation étant fixé par le gouvernement et correspondant actuellement à 9,5 % du salaire des employés.

Les régimes de retraite à prestations définies au Canada et aux États-Unis ne sont pas offerts aux nouveaux participants, à l'exception du régime de retraite de Highvale acquis en 2013. Le régime de retraite à prestations définies des États-Unis a été gelé en date du 31 décembre 2010; par conséquent, aucune prestation future n'a été acquise. Les régimes de retraite à prestations définies sont capitalisés par la Société conformément à la réglementation en vigueur et aux évaluations actuarielles. Nous offrons des régimes complémentaires d'assurance-maladie et d'assurance dentaire aux participants invalides et aux participants retraités, généralement jusqu'à l'âge de 65 ans. Le régime canadien d'avantages sociaux des retraités a été fermé pour tous les nouveaux employés en date du 1^{er} mars 2017. Le régime complémentaire de retraite n'est pas agréé et il est entièrement à la charge de la Société. Nous ne sommes pas tenus de le capitaliser, mais devons verser des prestations en vertu des modalités du régime à mesure qu'elles sont exigibles.

Développement du talent et perfectionnement des employés

Le développement du talent et le perfectionnement des employés constituent un des piliers de la santé organisationnelle. En 2018, misant sur la formation donnée en 2017 à nos hauts dirigeants, nous avons étendu notre forum sur le leadership en matière de changement à nos gestionnaires. La formation de deux jours est axée sur la transformation organisationnelle et plus particulièrement sur les principales barrières au changement.

En 2018, nous avons mis en place un programme de leadership par les pairs d'une durée de six mois appelé Elevate et destiné à nos professionnels ou experts en la matière. Ce programme a été offert à 75 cadres intermédiaires en 2017. Le programme a pour objectif de stimuler le désir d'apprendre, de bâtir la confiance et l'influence, de miser sur le leadership basé sur les forces, de favoriser la transparence, de fournir de la rétroaction, et d'inspirer l'esprit d'équipe et l'innovation.

En plus du programme Elevate, en 2018, nous avons poursuivi notre programme de leadership de deux jours destiné à tous nos employés. Intitulé Execution Engine, le programme a été conçu pour permettre à nos gens d'acquérir de nouvelles compétences afin de créer une organisation qui soit à la fois efficace et capable de s'adapter, tout en incarnant nos valeurs. Le programme de formation est fondé sur des recherches portant sur ce dont ont besoin nos gens pour provoquer et soutenir le changement. Jusqu'ici, quelque 830 employés (ou 44 %) ont suivi ce cours. Les employés sont formés en gestion de projets (définition de l'idée, planification, résolution de problèmes et établissement des priorités), en communication efficace (présentations, réunions et courriels), sur les façons de tirer le meilleur de nos employés (mentorat, influence) et sur la santé (santé organisationnelle et résilience personnelle).

De plus, nous cherchons des moyens uniques d'exposer les employés à la transformation et à la perturbation de l'énergie. On encourage les employés à cibler le perfectionnement dans des domaines où l'on poursuit cet objectif. En 2018, nous avons envoyé 25 de nos employés à la conférence Energy Disruptors à Calgary, où Richard Branson a prononcé un discours. Forts de l'expérience des chefs de file mondiaux qui travaillent à la transition énergétique, les membres de ce groupe sont revenus pour intégrer des idées et des solutions à notre entreprise, dans le cadre de notre programme projet Greenlight.

Sécurité

La sécurité de nos gens, de nos collectivités et de l'environnement est l'une de nos sept valeurs de base. TransAlta exploite d'importantes installations complexes. Souvent, l'environnement dans lequel nous travaillons, notamment les hivers canadiens et la brousse australienne, constitue un autre défi dont il faut tenir compte pour assurer la sécurité de nos employés. La sécurité de nos employés, de nos entrepreneurs et de nos visiteurs est la plus importante de nos priorités au titre du rendement social. Chaque année, la sécurité fait de plus en plus partie intégrante de la culture de TransAlta. Chaque réunion de plus de quatre personnes commence par un volet sur la sécurité, ce qui nous permet de transmettre les procédures importantes en matière de sécurité à l'échelle de la Société.

Notre approche en matière de sécurité a été revue en 2015, année où nous avons recentré notre travail en matière de sécurité professionnelle sur la sécurité des processus. En collaboration avec ScottishPower, organisation reconnue pour sa performance exceptionnelle en matière de sécurité, nous avons lancé notre système de gestion totale de la sécurité. Ce système de gestion s'inspire de notre programme de sécurité au travail, Target Zero, qui est axé sur la protection de nos

travailleurs sur place au moyen d'équipement de protection personnel, d'inspections, de contrôles de sécurité, d'analyses de la sécurité au travail, d'évaluations des risques sur les sites et des communications en matière de sécurité. Notre système de gestion totale de la sécurité met l'accent sur la prévention des incidents liés à notre équipement et à nos processus, par la définition et l'évaluation de mesures de rendement et de limites d'exploitation essentielles pour la sécurité.

En 2018, la première année complète de mise en œuvre d'une transformation de la culture de sécurité au sein de notre secteur Charbon et extraction minière a été achevée. La majorité des employés du secteur Charbon au Canada ont reçu de nouveaux outils et de nouvelles capacités pour améliorer leur sécurité personnelle et celle de leurs collègues de travail. En outre, des améliorations ont été apportées parallèlement aux normes de sécurité, aux commodités, à l'entretien ménager et au leadership en matière de sécurité.

Cette combinaison d'initiatives a permis de progresser et d'obtenir des résultats. En 2018, notre taux de fréquence des blessures était de 0,54 (0,72 en 2017). Le taux de fréquence des blessures est défini comme le nombre de blessures (avec aide médicale ou arrêt de travail) par tranche de 200 000 heures travaillées. Notre objectif final est d'enrayer complètement les incidents causant des blessures, mais annuellement nous cherchons à nous améliorer par rapport à l'exercice précédent. Notre taux de fréquence des blessures cible pour 2019 est de 0,43, ce qui correspond à une diminution de 20 % par rapport à 2018.

En 2017, nous avons adopté un nouvel indicateur clé du rendement qui nous aidera à améliorer notre rendement en matière de sécurité. Le taux de fréquence totale des incidents fait le suivi du nombre total de blessures (avec aide médicale, arrêt de travail, travail restreint ou premiers soins) relativement au nombre d'heures travaillées. Les incidents avec premiers soins peuvent être mineurs, comme une coupure ou une égratignure, mais la sensibilisation aux incidents et la compréhension de ceux-ci peuvent s'avérer des sources de connaissances pour la prévention des incidents, et ainsi permettre aux employés d'éviter d'autres blessures. Notre taux de fréquence totale des incidents en 2018 était de 1,98, soit une amélioration de 44 % par rapport à 2017. Nous visons un taux de fréquence totale des incidents de 1,58 en 2019, soit une diminution de 20 % par rapport à 2017. Comme il est mentionné plus haut, notre objectif à long terme est un taux de zéro.

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Taux de fréquence des blessures	0,54	0,72	0,85
Taux de fréquence totale des incidents	1,98	3,54	—

Le 29 décembre 2018, nous avons été avisés d'un incident qui a entraîné la mort d'un employé de Coalview Centralia LLC, qui exploite un projet de récupération de fines de charbon à la mine de Centralia. Coalview Centralia LLC est une société qui fournit des services de remise en état à TransAlta et n'est pas affiliée autrement à la Société. Nous sommes tous profondément attristés de cette situation et nos pensées et nos prières accompagnent les membres de la famille, les collègues et les amis touchés. La sécurité est une valeur fondamentale de TransAlta et nous poursuivons nos efforts quotidiens à rendre notre milieu de travail sécuritaire.

Chaque année, nous récompensons nos unités fonctionnelles pour leur leadership en matière de sécurité à l'occasion de la remise des prix du président. Cette année, le prix pour le leadership en matière de sécurité a été décerné à l'équipe responsable du portefeuille de centrales hydroélectriques, qui a atteint l'objectif zéro en 2018. En 2018, aucune assistance médicale n'a été fournie et aucune blessure n'a été signalée, malgré 145 000 heures d'exposition dans 27 centrales en exploitation. C'est une réalisation extraordinaire pour notre secteur Hydroélectricité qui est une source d'inspiration pour nos autres unités fonctionnelles.

Capital intellectuel

Chez TransAlta, nous définissons le capital intellectuel comme notre actif fondé sur le savoir. L'évaluation de ces actifs vise deux objectifs. Premièrement, nous cherchons à comprendre nos actifs fondés sur le savoir afin d'améliorer notre gestion et notre rendement de ces actifs. Deuxièmement, nous cherchons à comprendre ces actifs pour communiquer leur valeur

réelle. Le texte qui suit présente certains de nos actifs axés sur le savoir qui, à notre avis, nous procurent un avantage concurrentiel et contribuent à la valeur pour les actionnaires.

Reconnaissance de la marque

Notre culture d'entreprise s'appuie sur une stratégie d'entreprise durable, à long terme et axée sur des objectifs précis, soit la croissance d'une production d'énergie abordable et propre. TransAlta exploite des actifs de production d'électricité depuis plus de 100 ans, ce qui reflète cette approche d'affaires à long terme et durable. Un engagement à long terme envers l'entreprise et les partenariats se prête bien à l'estime et à la reconnaissance de la marque, à laquelle nous accordons beaucoup de valeur et que nous ne tenons pas pour acquises. Nous sommes d'avis que notre stratégie d'énergie propre à faible coût, soutenue par nos valeurs internes et notre approche durable des affaires, nous aidera à continuer d'améliorer la reconnaissance de notre marque.

Connaissance diversifiée

L'expérience et la perspicacité de nos employés rehaussent encore notre création de valeur au titre du capital intellectuel. Notre entreprise compte plus de 100 ans d'existence et un grand nombre d'employés sont avec nous depuis plus de 30 ans.

Notre expérience dans le développement et l'exploitation de technologies de production d'électricité est mise en évidence ci-dessous. La transition de nos centrales alimentées au charbon à des centrales alimentées au gaz naturel s'inscrit naturellement dans le cadre de notre expérience d'exploitation. Par rapport au charbon, les activités gazières ont des coûts d'exploitation moins élevés, une fiabilité et une souplesse d'exploitation accrues, nécessitent moins de main-d'œuvre et réduisent les émissions de GES et d'air. Nos activités de négociation et de commercialisation complètent notre connaissance des actifs de production d'énergie en exploitation.

Sources de production d'électricité	Expérience en exploitation (années)
Hydroélectricité	107
Gaz naturel	68
Charbon	68
Énergie éolienne	16
Énergie solaire	3

Innovation : développement des idées et gestion de projets

Nous croyons que les bouleversements sur le marché mondial sont la nouvelle norme et nous savons que si nous voulons être capables de nous adapter au rythme du changement et demeurer concurrentiels, nos processus doivent être agiles et nos employés doivent s'adapter et travailler plus efficacement et rapidement. Pour plus de détails sur notre investissement dans notre personnel, veuillez consulter «Développement du talent et perfectionnement des employés» dans la sous-rubrique «Capital humain» du présent rapport de gestion.

La preuve en est notre transformation interne en cours, appelée projet Greenlight, qui en est à sa troisième année depuis sa mise en œuvre. Ce projet est axé sur une innovation ascendante et nourrit une culture de génération d'idées et de développement des idées en projets avec des indicateurs clés de performance, des jalons et des dates d'exécution ou de livraison, ainsi qu'une gestion continue de projet pour en garantir la réussite. Lorsque nous échouons, nous générons, élaborons et testons de nouvelles idées. Depuis nos débuts, nous avons consacré beaucoup de temps à éduquer et à former nos employés pour qu'ils pensent différemment et qu'ils gèrent ensuite leur analyse de rentabilisation, de l'idée à la création de valeur durable. La troisième année est la dernière année du projet et nous prévoyons implanter le projet Greenlight au sein de l'entreprise en tant que processus continu.

Pour en savoir plus sur notre investissement dans notre personnel, veuillez consulter «Développement du talent et perfectionnement des employés» dans la sous-rubrique «Capital humain» du présent rapport de gestion.

Innovation : technologies appliquées

TransAlta a été à l'avant-garde de l'innovation dans le secteur de la production d'électricité depuis le début du 20^e siècle lorsque nous avons développé nos actifs hydroélectriques. Pour préciser le contexte, ces actifs ont été développés en même temps que l'automobile. Nous avons fait partie des pionniers de la technologie éolienne au Canada et, aujourd'hui,

nous sommes l'un des plus importants producteurs d'énergie éolienne au pays. À l'heure actuelle, nous exploitons un centre de contrôle éolien unique en son genre au Canada qui surveille, à la seconde près, toutes les turbines éoliennes que nous exploitons à l'échelle de l'Amérique du Nord. En 2015, nous avons effectué notre premier investissement dans la technologie solaire avec l'achat d'une installation solaire de 21 MW au Massachusetts.

Dans notre quête de devenir le leader de l'énergie propre au Canada d'ici 2025, nous continuerons de chercher des solutions pour innover et créer de la valeur pour les investisseurs, la société et l'environnement. Cela se reflète dans les annonces qui ont été faites concernant nos plans de conversion accélérée du charbon au gaz, l'expansion de notre parc éolien de Kent Hills au Nouveau-Brunswick, les projets de parc éolien Big Level et Antrim de respectivement 90 MW et 29 MW aux États-Unis, le projet éolien de Windrise de 207 MW en Alberta, le projet de développement solaire sur notre site minier remis en état à notre centrale de Centralia dans l'État de Washington et l'exploration hydraulique visant à accroître notre production.

Nous nous tenons au fait des dernières technologies de l'énergie qui ont le potentiel de bouleverser les marchés de l'énergie d'aujourd'hui et de demain. L'innovation est constante à une microéchelle chez TransAlta. Pour en lire davantage sur l'innovation au sein de TransAlta, visitez le site <http://www.transalta.com/about-us/innovation>.

De plus, nos équipes continuent d'explorer l'utilisation de technologies appliquées ou de nouvelles technologies afin de trouver des solutions pour élargir ou adapter notre portefeuille dans un monde en constante évolution, ce qui nous permet de protéger la valeur pour nos actionnaires et de maintenir la livraison d'électricité fiable et abordable. Les paragraphes qui suivent présentent des exemples des solutions organisationnelles novatrices que nous avons trouvées afin d'optimiser notre portefeuille et d'en maximiser la valeur.

Centre de diagnostic de l'exploitation

TransAlta opère son centre de diagnostic de l'exploitation (le «Centre») depuis 2008. Le Centre surveille les centrales alimentées au charbon et au gaz ainsi que les parcs éoliens au Canada, aux États-Unis et en Australie. Une équipe centralisée d'ingénieurs et de spécialistes de l'exploitation surveille à distance nos centrales afin de régler les problèmes liés à la fiabilité de l'équipement et à la performance. Le personnel du Centre a reçu une formation quant à la mise en œuvre et à l'utilisation du logiciel de surveillance de l'équipement spécialisé et peut tirer parti de son expérience dans l'exploitation d'une centrale. Si un problème d'équipement est détecté, le Centre avise le service de l'exploitation de la centrale afin qu'il mène une enquête et règle le problème avant qu'il ne se répercute sur les activités. La surveillance, l'analyse et le diagnostic réalisés par le Centre visent la détection rapide de problèmes d'équipement selon une analyse des tendances à long terme et complètent les activités quotidiennes des centrales.

Programme sur l'intégrité opérationnelle

Notre programme sur l'intégrité opérationnelle a pour but d'intégrer le développement durable, plus particulièrement en matière de sécurité, dans la gestion d'actifs. Il s'agit d'un programme conçu pour assurer la sécurité des processus et de l'équipement par la compréhension et la surveillance des risques opérationnels importants et la mise en place de mesures d'atténuation. On peut le voir comme de la sécurité proactive. En 2017, nous avons mis en œuvre notre système de gestion de la sécurité, qui intègre nos travaux en matière de sécurité dans nos programmes existants de sécurité au travail. Nous observons un accroissement positif des déclarations volontaires et de la résolution des risques en matière de sécurité des processus à mesure que des campagnes de sensibilisation sont mises sur pied et que de nouveaux outils sont adoptés, comme en témoigne notre tendance en matière d'incidents liés à la sécurité, lesquels ont diminué en 2018, le taux de fréquence des blessures se chiffrant à 0,54 (0,72 en 2017). Il s'agit d'un des meilleurs rendements en matière de sécurité de notre histoire. Notre objectif est un taux de zéro, et notre programme d'intégrité opérationnelle est un outil éprouvé qui nous aidera à atteindre ce but.

Capital relationnel et social

Créer de la valeur partagée pour nos actionnaires est un élément clé du programme de stratégie d'une création de valeur sociale et relationnelle chez TransAlta. Les répercussions les plus importantes sur notre rendement social et relationnel sont la santé et la sécurité du public, les comportements anticoncurrentiels et la promotion de meilleures relations avec

les Autochtones, les collectivités, les intervenants, les gouvernements, l'industrie et les propriétaires fonciers où nous exerçons nos activités.

Santé et sécurité du public

Nous cherchons à protéger la santé et la sécurité du public notamment en limitant l'accès physique à nos sites d'exploitation et en réduisant notre incidence sur l'environnement. Nous trouvons essentiel d'assurer la sécurité de nos employés ainsi que celle des gens et des collectivités dans lesquelles nous exerçons nos activités.

Nous cherchons à atténuer les risques suivants :

- Préjudices corporels
- Dommages matériels
- Responsabilité accrue pour négligence
- Atteinte à la réputation et à l'intégrité organisationnelle

Nous surveillons constamment les émissions atmosphériques de nos centrales alimentées au charbon et au gaz. Nos grandes centrales alimentées au charbon ont des systèmes de surveillance continue des émissions en place, ce qui nous permet de nous assurer que le taux d'émissions de polluants est conforme aux seuils acceptés. Lorsqu'il y a violation des limites réglementaires, nous en informons les organismes de réglementation et menons une analyse pour en établir les causes profondes afin d'éviter que cette situation ne se reproduise. En 2018, nous avons eu deux cas de dépassement de la teneur en mercure à notre centrale alimentée au charbon de Centralia et une fuite de NOx à notre centrale de Sundance. Tous les incidents ont été consignés par nos systèmes de surveillance et réglés rapidement par conséquent. Ces incidents ont tous été signalés aux organismes de réglementation et ont été jugés mineurs.

Il convient de noter que les installations alimentées au charbon captent actuellement 80 % des émissions de mercure et la majorité des émissions de particules fines. Ces émissions sont réputées nocives pour la santé, ce que nous admettons, et nous visons à les réduire au moyen du captage. Le risque d'incidence sur la santé lié aux émissions qui atteignent l'environnement est réduit en raison de l'emplacement de nos installations, qui sont situées loin des milieux urbains. Des études indépendantes datées du 19 novembre 2015 et menées par le Dr Warren Kindzierski, scientifique à l'Université de l'Alberta, à l'aide des données de surveillance du gouvernement provincial recueillies sur neuf ans, démontrent également qu'environ 10 % ou moins des particules fines dans le bassin d'air du plus grand milieu urbain situé près de nos installations, à Edmonton, peuvent être imputées aux émissions découlant de la combustion du charbon. La «signature» chimique des émissions pointait vers différentes sources en ce qui a trait aux préoccupations liées à la qualité de l'air à Edmonton, dont l'industrie locale, les véhicules et les foyers au bois.

En supposant des scénarios raisonnables de croissance et d'exploitation, nous prévoyons que les émissions de GES et de polluants atmosphériques futurs attribuables à nos actifs existants seront grandement réduites avec la mise en œuvre de notre stratégie de conversion du charbon au gaz. Les émissions de GES dues au charbon devraient être réduites d'environ 60 % ou 12 millions de tonnes d'équivalent en dioxyde de carbone («éq. CO₂»). Nous captions actuellement 80 % des émissions de mercure de nos centrales au charbon et les émissions de mercure seront éliminées après la conversion du charbon au gaz. Les émissions de particules fines et de dioxyde de soufre et la combustion de diesel seront pratiquement éliminées ou considérées comme négligeables après la conversion du charbon au gaz. Nos émissions de dioxyde d'azote seront aussi réduites d'environ 50 %.

Relations et partenariats avec les groupes autochtones

Nos efforts en cette matière visent principalement à respecter les principes d'engagement de TransAlta et à nous assurer que nous respectons nos engagements envers nos voisins autochtones. Nous nous efforçons d'établir et de maintenir des relations solides et d'établir des voies de communication efficaces qui permettent à TransAlta de partager de l'information sur ses activités et ses initiatives de croissance, de recueillir des commentaires pour guider la planification des projets et de comprendre les priorités et intérêts pour mieux répondre aux préoccupations.

Plus particulièrement, notre équipe de travail sur les relations avec les Autochtones continue de renforcer et d'améliorer les relations avec les Autochtones en ce qui a trait à l'emploi, au développement économique, à l'engagement communautaire et aux investissements.

Chaque année, TransAlta accorde sept bourses de 3 000 \$ pour les études postsecondaires et trois bourses de 1 000 \$ pour les étudiants dans le domaine des métiers spécialisés afin de soutenir la réussite des étudiants autochtones dans leurs programmes d'études. Les critères fixés par TransAlta pour accéder à la bourse comprennent tout programme d'études dont le but vise le bien-être des peuples et communautés autochtones. La bourse est ouverte à tous les candidats autochtones qui ont terminé leurs études secondaires. Dans le cadre d'ententes et d'engagements relationnels suivis, TransAlta diffuse l'information sur les postes offerts dans les collectivités autochtones et fournit aux sous-traitants les modalités d'inclusion des considérations relatives au contenu autochtone pour les initiatives d'approvisionnement.

En 2017, nous avons encore une fois obtenu la certification de niveau argent du programme Relations autochtones progressives de la part du Conseil canadien pour le commerce autochtone. La certification a lieu tous les trois ans. En 2016, nous avons lancé le programme de suivi STAR, qui permet d'effectuer un suivi des communications et sert d'outil de mesure des engagements. Grâce à ce programme, nous nous conformons à nos exigences de consultation des parties prenantes et des groupes autochtones, et produisons des rapports (notamment des rapports à l'intention des gouvernements) en témoignage de nos efforts de collaboration et de consultation.

En 2018, pour favoriser davantage l'accès à l'éducation, TransAlta a créé, avec le Southern Alberta Institute of Technology (SAIT), un programme destiné aux élèves autochtones qui ont besoin de cours de rattrapage au niveau secondaire pour pouvoir s'inscrire à un programme dans un métier spécialisé.

En 2017, nous avons appuyé un programme de leadership autochtone au Banff Centre for Arts and Creativity. Environ 250 dirigeants autochtones de plus de 120 communautés ont participé aux programmes de leadership avec l'aide de TransAlta et d'autres partenaires.

Au cours des cinq dernières années, l'appui de TransAlta a permis d'octroyer 39 bourses d'études grâce auxquelles des membres de communautés autochtones ont pu participer aux programmes et mettre à profit les connaissances ainsi acquises dans leurs communautés. Ces participants viennent de communautés à l'échelle de l'Alberta et de la Colombie-Britannique : les Premières Nations d'Alexis Nakota Sioux, Bearspaw, Chiniki, Enoch Cree, Ermineskin Cree, Fort McKay, Kainai, Montana, Paul, Piikani, Samson Cree, Siksika, Squamish, Tsuu T'ina et Wesley.

Relations avec les parties prenantes

Les relations sont importantes pour TransAlta. Inspirés par nos valeurs, nous cherchons à maximiser la création de valeur pour nos parties prenantes et pour TransAlta.

Parties prenantes de TransAlta

Quels que soient nos parties prenantes ou leurs représentants, notre objectif est d'agir dans l'intérêt supérieur de la Société et de créer une valeur financière, environnementale ou sociale pour nos parties prenantes et TransAlta. Les principaux groupes de parties prenantes sont essentiellement les actionnaires, les créanciers, les partenaires d'affaires, les entrepreneurs, les conseillers, les clients, les organismes communautaires, les employés, les gouvernements, les groupes autochtones, les organismes sectoriels ou professionnels, les médias, les ONG, les Affaires publiques et réglementaires, les résidents et les fournisseurs. Les parties prenantes comprennent aussi notre chaîne de valeur. Notre but est de créer de la valeur dans l'ensemble de cette chaîne par le développement de relations et de partenariats.

Cadre d'engagement

Notre cadre d'engagement des parties prenantes repose sur l'engagement des parties prenantes au titre de l'ISO 14001, norme reconnue à l'échelle internationale en matière de gestion de l'environnement, et y est étroitement lié. Ce cadre constitue une approche simplifiée à l'échelle de la Société qui vise à s'assurer que les pratiques au chapitre de la collaboration et de l'établissement des relations sont uniformes dans tous les sites de TransAlta et pour tous les types de travail.

Méthodes d'engagement

Afin de connaître du succès en affaires, nous entretenons un dialogue constant avec la plupart de nos parties prenantes, avec certaines davantage que d'autres. Par exemple, notre dialogue avec les clients est quotidien, itératif et prend plusieurs

formes, y compris les réunions (en personne, virtuelles et individuelles), les appels, les courriels, les infolettres et systèmes de rétroaction (boucles en ligne). C'est un dialogue à la fois proactif et réactif. Notre approche et notre but sont d'agir de façon proactive, c'est-à-dire de communiquer continuellement des messages et de l'information de façon transparente. Souvent, il nous faudra être réactif, comme en cas de plainte d'un client, et nous nous engageons à travailler rapidement et professionnellement à la résolution de ces plaintes grâce à un dialogue fondé sur nos valeurs. Nous travaillons ensuite à déterminer comment colmater les brèches qui pourraient mener à d'autres problèmes semblables selon notre approche proactive.

Une partie de nos activités est fondée sur la croissance que nous générons en aménageant ou en achetant de nouveaux actifs. Nous collaborons de façon proactive avec de nombreuses parties prenantes dans tous les territoires où nous exerçons des activités en Australie, au Canada et aux États-Unis afin de créer et d'entretenir des relations; évaluer les besoins et la pertinence; et trouver de nouvelles occasions de création de valeur collaboratives et durables.

Nous avons récemment terminé la construction de notre centrale à cycle combiné de 150 MW à South Hedland, en Australie-Occidentale. Le projet a duré quatre ans, du processus d'appel d'offres à l'activité commerciale. Ce sont l'engagement et la collaboration de parties prenantes qui ont permis d'aller de l'avant avec la construction et d'atteindre les critères de l'exploitation commerciale de la centrale. Nous avons récemment annoncé notre plan de transition du charbon au gaz, aussi rendu possible grâce à l'engagement collaboratif de parties prenantes. Ce plan comprend la signature d'un protocole d'entente avec le gouvernement de l'Alberta, qui souligne que le projet ne profitera pas seulement à TransAlta mais aussi à la province. Le projet de transition du charbon au gaz devrait permettre de réduire considérablement l'incidence environnementale du charbon (réduction de la pollution de l'air et des émissions de GES) tout en permettant la transition et l'ajout de 5 000 MW d'énergie renouvelable d'ici 2030.

Pour plus de détails sur l'engagement de nos parties prenantes, veuillez vous reporter à nos différents canaux sur les médias sociaux.

Suivi et documentation de l'engagement

Notre programme de suivi des relations avec les parties prenantes et les groupes autochtones sert d'outil de documentation des communications à l'échelle de la Société, et il est géré par notre équipe des relations avec les parties prenantes et les groupes autochtones. Grâce à ce programme, nous nous conformons à nos exigences de consultation des parties prenantes et des groupes autochtones, et produisons des rapports (notamment des rapports à l'intention des gouvernements) en témoignage de nos efforts de collaboration et de consultation. Il s'agit d'une application développée en interne sans coûts d'exploitation dans laquelle il est possible de définir différents niveaux d'accès à l'information. En outre, l'outil enregistre les courriels, les documents et les messages vocaux liés à tout projet, événement ou problème et les utilise pour la production de rapports. Il peut aussi produire toute une gamme de rapports statistiques présentant la fréquence et les volumes d'engagement liés à un projet, une partie prenante, un groupe de parties prenantes, un problème, ou des mots clés.

Engagement et communication avec le conseil

Le conseil est d'avis qu'il est important d'avoir des engagements constructifs avec ses actionnaires et d'autres parties prenantes et a mis en place des mesures pour que les actionnaires de la Société et les autres parties prenantes puissent communiquer avec le conseil. Par exemple, les employés et d'autres parties prenantes peuvent communiquer avec le conseil, en soumettant une demande écrite au comité d'audit et des risques, ou encore en appelant au numéro sans frais ou la ligne d'aide en matière d'éthique de la Société (pour de plus amples renseignements, consultez la rubrique «Système de dénonciation» ci-dessous). Les actionnaires sont également invités à communiquer directement avec le conseil, aux termes de la politique d'engagement des actionnaires de la Société qui décrit l'approche de la Société en matière d'engagement proactif des administrateurs et des actionnaires lors des assemblées annuelles des actionnaires de la Société et entre celles-ci. En vertu de la politique d'engagement des actionnaires, les actionnaires peuvent demander la tenue de réunions avec les membres du conseil et peuvent soumettre des questions ou des demandes de renseignements au conseil, auxquelles la Société répondra. Une copie de la politique d'engagement des actionnaires est disponible sur notre site Web à l'adresse <https://www.transalta.com/about-us/governance/shareholder-engagement-policy/>. Les actionnaires et d'autres parties prenantes peuvent, à leur discrétion, communiquer avec le conseil sous le couvert de l'anonymat. De plus, le conseil d'administration a adopté un vote consultatif non exécutoire annuel sur la stratégie de la

Société à l'égard de la rémunération des membres de la haute direction de la Société. La Société s'assure de maintenir de bonnes relations et de bonnes communications avec les actionnaires et les autres parties prenantes et évalue continuellement ses pratiques en tenant compte des nouvelles initiatives ou des nouveaux développements en matière de gouvernance afin de maintenir de saines pratiques de gouvernance d'entreprise.

Clients

Au début de 2018, nous avons lancé nos nouveaux services d'énergie pour nos clients. Notre équipe de solutions pour les clients s'est associée à des fournisseurs d'énergie de premier plan pour aider les entreprises avec ce qui suit :

- La gestion de la consommation et du coût de l'énergie
- L'atténuation de l'exposition aux risques de cours de marché et aux volumes
- Initiatives de développement durable comme l'autoproduction d'électricité
- Le suivi des changements de conception des marchés, des signaux de prix et des mesures incitatives disponibles pertinentes

Les services d'énergie comprennent le solaire, les audits d'efficacité énergétique, la production décentralisée et l'automatisation des immeubles. Pour en savoir plus, visitez la page des services d'énergie sur notre site Web à l'adresse <https://www.transalta.com/customers/>.

Chaîne d'approvisionnement

Nous continuons de chercher des solutions pour améliorer la chaîne d'approvisionnement dans une optique de développement durable. En 2017, nous avons fait appel à Ivalua inc. pour optimiser la gestion mondiale de notre chaîne d'approvisionnement. Après un examen exhaustif des principaux fournisseurs, Ivalua a été choisie en raison de sa plateforme complète Source-to-Pay, de son architecture souple et de sa capacité générale à donner à TransAlta un avantage concurrentiel. Les principales valeurs auxquelles nous nous attendons sont une hausse de l'efficacité de la chaîne d'approvisionnement, une diminution des délais, une baisse des coûts et une amélioration du rendement des fournisseurs.

Nous continuons à présenter à nos unités fonctionnelles des conditions en matière de développement durable qu'elles peuvent inclure dans leurs ententes avec les fournisseurs. Par exemple, que les fournisseurs communiquent leurs politiques, leur stratégie et leur rendement en matière de développement durable; des systèmes documentés pour les conditions de travail; des systèmes de gestion environnementale; des rapports sur les manquements en matière d'environnement; des rapports sur les comportements anticoncurrentiels; des rapports sur la gestion des changements climatiques; la certification des produits par des tierces parties; et la démonstration d'investissements dans les collectivités. En outre, dans le cadre de l'évaluation de projets importants, nous évaluons les fournisseurs autant dans le cadre de l'appel d'offres que de demandes d'information sur des éléments comme la sécurité au travail, les pratiques environnementales et les investissements dans les groupes autochtones. Nous voulons par exemple obtenir de l'information sur ce qui suit :

- La valeur estimative des services qui seront impartis à des entreprises locales des communautés autochtones (cet élément fait partie du modèle d'appel d'offres)
- Le nombre estimatif d'employés issus des groupes autochtones locaux (cet élément fait partie du modèle d'appel d'offres)
- Une compréhension générale des investissements et de l'engagement dans les collectivités
- Une compréhension, grâce à des entrevues et à des travaux des parties prenantes, de l'état des relations avec les collectivités

De plus, au début de 2019, le conseil d'administration a adopté un code de conduite à l'intention des fournisseurs qui s'adresse à tous les fournisseurs de TransAlta. En vertu du code, les fournisseurs de biens et services de TransAlta sont tenus de se conformer à nos valeurs de base, y compris celles se rapportant à la santé et à la sécurité, à la conduite éthique et au leadership en matière d'environnement. En vertu de ce code, les fournisseurs peuvent également signaler toute préoccupation d'ordre éthique ou juridique liée au code en appelant la ligne d'aide en matière d'éthique de TransAlta.

Collectivités locales

TransAlta crée de la valeur pour les collectivités locales en fournissant un service essentiel. Nous produisons de l'énergie fiable, économique et propre en Australie, au Canada et aux États-Unis.

Compte tenu de l'élimination progressive du charbon, les collectivités à proximité de nos centrales seront touchées puisque nous devons réduire considérablement notre effectif. Toutefois, notre projet de conversion des centrales au charbon en centrales au gaz nous permet de maintenir certains emplois aux centrales hydroélectriques beaucoup plus longtemps qu'il n'aurait été possible de le faire si les centrales avaient continué d'être alimentées uniquement au charbon. La production d'électricité et d'énergie a toujours été au cœur de l'économie de l'Alberta; par conséquent, tout changement apporté au secteur doit tenir compte de nos collectivités. Grâce à la conversion, les recettes fiscales des paliers municipaux, provinciaux et fédéraux soutiendront ces collectivités. TransAlta défend fermement un plan de transition énergétique intelligent et à long terme en Alberta afin d'éviter autant que possible les interruptions et les incidences économiques négatives, d'offrir du soutien pour la remise en valeur des centrales, et de fournir des fonds pour le perfectionnement professionnel et la diversification économique de la province.

Investissements dans les collectivités

En 2018, TransAlta a remis 2,4 millions de dollars sous forme de dons et de commandites (2,6 millions de dollars en 2017). Un de nos plus importants investissements dans les collectivités est la campagne Centraide au Canada et aux États-Unis. Cette année, les employés, retraités et entrepreneurs de TransAlta et la Société ont recueilli plus de 1,1 million de dollars pour Centraide.

En 2018, nous nous sommes intéressés à l'éducation des jeunes et nous avons atteint nos objectifs de remettre 0,75 million de dollars en investissements dans la collectivité pour cette cause. Nous comptons parmi nos partenariats l'Université de Calgary, le Southern et le Northern Alberta Institute of Technology, l'Université Mount Royal, le Banff Centre for Arts and Creativity (bourses du leadership autochtone), l'école à chartre Mother Earth Children pour les enfants autochtones (de la maternelle à la neuvième année), le Stampede de Calgary (jeunes Canadiens de 7 à 18 ans), des bourses d'études à l'échelle du Canada et des États-Unis destinées aux Autochtones (études professionnelles postsecondaires ou universitaires), et l'Alberta Council for Environmental Education.

Le 30 juillet 2015, nous avons annoncé un investissement dans la collectivité de 55 millions de dollars américains sur 10 ans au titre de projets de promotion de l'efficacité énergétique, d'expansion économique et de développement de la collectivité, et de formation et de perfectionnement dans l'État de Washington. L'investissement de 55 millions de dollars américains dans la collectivité fait partie du projet de loi intitulé *TransAlta Energy Transition Bill* adopté en 2011 (le «projet de loi TransAlta Energy»). Ce projet de loi représente un accord historique entre décideurs politiques, environnementalistes, dirigeants syndicaux et TransAlta visant l'abandon du charbon dans l'État de Washington avec la fermeture de deux unités à la centrale de Centralia, une en 2020 et l'autre en 2025. Afin d'investir les 55 millions de dollars, trois conseils de financement ont été formés : le Weatherization Board (10 millions de dollars), l'Economic & Community Development Board (20 millions de dollars) et l'Energy Technology Board (25 millions de dollars). Jusqu'à présent, le Weatherization Board a investi 5,9 millions de dollars, l'Economic & Community Development Board, 12 millions de dollars, et l'Energy Technology Board, 3,9 millions de dollars.

Capital naturel

Nous continuons d'accroître la valeur financière des activités liées au capital naturel et environnemental tout en réduisant notre empreinte carbone. Le BAIIA aux fins de comparaison de la production d'énergie renouvelable s'est chiffré à 322 millions de dollars en 2018 (289 millions de dollars en 2017). Nos produits provenant des crédits d'émission de carbone se sont établis à 21,6 millions de dollars en 2018 (27,7 millions de dollars en 2017). En outre, en 2018, la vente de sous-produits du charbon et le recyclage de déchets ont généré une valeur financière s'établissant entre 25 millions de dollars et 35 millions de dollars.

Voici les tendances des principaux indicateurs clés du rendement du capital naturel :

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
BAIIA aux fins de comparaison lié à la production d'énergie renouvelable	322,0	289,0	277,0
Produits tirés des crédits d'émission de carbone	21,6	27,7	29,0
Émissions de GES (en millions de tonnes d'éq. CO ₂)	20,8	29,9	30,7

Gestion du capital naturel

Toutes les sources d'énergie utilisées pour produire de l'électricité ont une certaine incidence sur l'environnement. Bien que nous suivions une stratégie commerciale comprenant l'investissement dans les sources d'énergies renouvelables comme l'énergie éolienne, l'hydroélectricité et l'énergie solaire, nous pensons également que le gaz naturel continuera de jouer un rôle important dans la satisfaction des besoins énergétiques dans le cadre de la transition vers les énergies propres. Nous planifions la conversion au gaz naturel de nos unités alimentées au charbon en Alberta à partir de 2020 jusqu'à 2023.

Quel que soit le type de combustible, nous accordons la priorité à la conformité aux règles environnementales et à la diminution des répercussions sur l'environnement afin de nous assurer de pouvoir offrir notre électricité à bas prix. Actuellement, les incidences les plus importantes sur nos activités au titre du capital naturel ou environnemental sont les émissions de GES, les émissions atmosphériques (polluants, métaux) et l'utilisation de l'énergie. Parmi les autres incidences importantes que nous gérons et dont nous suivons le rendement, mentionnons les systèmes de gestion de l'environnement, les incidents environnementaux et les déversements, l'utilisation de terrains, l'utilisation de l'eau et la gestion des déchets.

Nous appliquons des procédures pour les incidents environnementaux semblables à celles que nous appliquons pour la sécurité, en assurant un suivi, en effectuant une analyse et en assurant une gestion active afin d'éliminer leur occurrence, et en suivant constamment notre programme d'intégrité opérationnelle. En ce qui concerne la gestion de la biodiversité, nous voulons établir une collecte solide des données pour la recherche environnementale afin d'avoir des bases solides sur le plan scientifique du milieu naturel entourant nos installations et de surveiller étroitement l'air, la terre et l'eau dans ces secteurs pour déceler et réduire les impacts éventuels.

Rendement environnemental

La réduction de l'incidence environnementale de nos activités comporte des avantages non seulement pour nos résultats d'exploitation et nos résultats financiers, mais également pour les collectivités où nous exerçons nos activités. Nous prévoyons que les émissions dans l'environnement et la conformité à la réglementation feront l'objet d'une plus grande surveillance; c'est pourquoi nous avons adopté une approche proactive afin de réduire les risques auxquels nos résultats sont exposés. Notre conseil d'administration supervise le suivi, par la Société, de la réglementation en matière d'environnement et des changements apportés à la politique publique de même que l'établissement et le respect de pratiques, de procédures et de politiques en matière d'environnement qui font écho aux normes juridiques et réglementaires, aux normes du secteur et aux meilleures pratiques.

Nous présentons ci-dessous une analyse de notre performance en matière de gestion des incidences environnementales, de réduction de notre incidence environnementale et de la façon dont nous tirons parti de nos initiatives en matière d'environnement.

Énergie renouvelable

Au cours des dix derniers exercices, nous avons ajouté environ 1 200 MW en capacité d'énergie renouvelable. Plus de 1 000 MW ont été consacrés au développement de l'énergie éolienne, et nous sommes aujourd'hui un chef de file dans ce secteur. Nous continuons d'exploiter plus de 900 MW d'énergie hydroélectrique et nous comptons plus de 100 ans d'expérience dans ce domaine. En 2015, nous avons effectué notre premier investissement dans l'énergie solaire, 21 MW au Massachusetts, et nous continuons à chercher des possibilités de développer et d'exploiter l'énergie solaire. Notre production provenant des énergies renouvelables en 2018 a compensé l'équivalent d'environ 2,9 millions de tonnes d'éq. CO₂ ou l'élimination d'environ 620 000 voitures des routes en 2018.

Crédits compensatoires de carbone

En 2018, 200 MW de notre capacité éolienne en Alberta pouvaient générer des crédits compensatoires à raison de 30 \$ la tonne d'éq. CO₂. Les produits annuels générés par ces crédits compensatoires variaient entre 10 et 15 millions de dollars. En 2019, conformément aux règles liées au nouveau règlement *Carbon Competitiveness Incentive Regulation* de l'Alberta, notre capacité admissible à produire des crédits compensatoires sera accrue pour inclure la capacité additionnelle de nos centrales éoliennes et hydroélectriques. Nous prévoyons donc que les produits tirés de ces crédits compensatoires augmentent d'environ 25 millions de dollars en 2019.

Transition vers d'autres énergies que le charbon

Notre plan de conversion des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz en Alberta devrait nous permettre d'améliorer grandement notre rendement environnemental. L'utilisation d'énergie, les émissions de GES, les émissions atmosphériques, la production de déchets et l'utilisation de l'eau devraient grandement diminuer. La conversion des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz devrait éliminer la totalité des émissions de mercure, la majorité des émissions de dioxyde de soufre («SO₂») et réduire considérablement nos émissions de dioxyde d'azote («NO_x»).

Systèmes de gestion de l'environnement

Nos 73 centrales ont toutes des systèmes de gestion de l'environnement en place, dont la majorité est conforme à la norme ISO 14001 reconnue à l'échelle mondiale. Nous exploitons nos centrales selon la norme ISO 14001 depuis 19 ans; par conséquent, nos systèmes sont à la fine pointe et nous en maîtrisons la gestion. Nous n'avons plus la certification ISO 14001 pour les centrales au charbon en Alberta, mais celles-ci continueront d'observer les meilleures pratiques selon les systèmes de gestion de l'environnement en place. Seulement deux de nos centrales ne sont pas exploitées entièrement selon la norme ISO 14001 en raison d'ententes commerciales (nous ne sommes pas le principal exploitant), mais ces centrales ont tout de même des systèmes de gestion de l'environnement.

Incidents environnementaux et déversements

Nous avons déclaré sept incidents environnementaux significatifs en 2018 (cinq incidents en 2017), ce qui est inférieur à notre objectif de neuf. Nous classons dans cette catégorie les cas importants de violation ou de non-conformité aux règlements ou de dépassement des limites dans les approbations d'exploitation de société qui ont donné lieu ou qui auraient pu être susceptibles de donner lieu à des mesures d'application de la réglementation. Nous avons connu cette année encore un excellent rendement, ce qui reflète notre amélioration continue en matière de suivi, de signalement et d'identification des dangers potentiels. Cinq de nos incidents se sont produits dans nos centrales au charbon et deux dans nos centrales au gaz. Aucun de ces incidents n'a eu de retombées importantes sur l'environnement.

Voici les incidents environnementaux par type de combustible :

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Charbon	5	5	13
Gaz et énergies renouvelables	2	—	3
Total des incidents environnementaux	7	5	16

En 2018, les types d'incidents étaient principalement de nature réglementaire, c'est-à-dire que nous avons commis des infractions mineures à des exigences réglementaires établies. Parmi ces infractions, mentionnons deux dépassements de la teneur en mercure à notre centrale au charbon de Sundance, un dépassement de la teneur en dioxyde d'azote à notre centrale au charbon de Sundance, le défaut d'aviser adéquatement l'organisme de réglementation de la présence de terre végétale non récupérée, conformément à la condition d'approbation 3.2.1 de l'EPEA, à notre mine de Sunhills, et un pH dépassant la valeur du séparateur huile/eau à notre centrale au gaz de Sarnia. Nous avons également eu deux rejets, un de liquide et un de gaz, soit le déversement de l'eau de drainage secondaire à notre mine de Sunhills et un rejet de réfrigérant à notre centrale au gaz d'Ottawa. Tous les incidents ont été gérés conformément à nos systèmes de gestion de l'environnement et réglés rapidement. Nous continuons d'apporter des améliorations et notre cible pour l'ensemble de la Société en 2019 est de cinq incidents ou moins. Nous continuons également d'assurer le suivi et la gestion des incidents environnementaux sans obligation de rapports (mineurs), afin de pouvoir identifier ce qui cause les incidents. Bien comprendre la source des incidents nous aide à faire de la prévention, de la planification et de la sensibilisation.

Les déversements de TransAlta sont généralement des déversements d'hydrocarbure, qui se produisent dans des environnements à faible incidence et sont presque toujours contenus et récupérés. Il est extrêmement rare que nous fassions face à d'importants déversements qui ont une incidence sur l'environnement. Les déversements qui se produisent et que nous devons divulguer sont habituellement juste au-dessus des limites réglementaires acceptables et sont toujours traités en tenant compte du facteur temps. Le volume estimatif des déversements en 2018 a été de 5 m³ (15 m³ en 2017).

Émissions atmosphériques

En 2018, les émissions atmosphériques ont diminué considérablement par rapport aux niveaux de 2017. Cette diminution est attribuable à une réduction importante de la production d'énergie à partir du charbon à notre centrale au charbon de Sundance et à une augmentation du niveau de cogénération avec le gaz naturel à nos unités marchandes. Les émissions de SO₂ ont diminué de 47 %, les émissions de NO_x de 37 %, les émissions de particules de 62 % et les émissions de mercure de 41 %. Ces réductions reflètent les commentaires que nous avons formulés dans notre rapport intégré annuel de 2017, dans lequel nous indiquions que nous réduirions considérablement nos émissions atmosphériques dans le cadre de notre projet de conversion de deux unités alimentées au charbon à la centrale de Sundance, en Alberta, et des trois unités alimentées au charbon à la centrale de Keephills, en Alberta, en unités alimentées au gaz à partir de 2020 jusqu'en 2023.

Nous continuons de capter 80 % des émissions de mercure à nos centrales au charbon et, en 2025, à l'ère post-charbon, les émissions de mercure seront éliminées. Les émissions de particules fines et de SO₂ seront aussi pratiquement éliminées ou considérées comme négligeables à l'ère post-charbon. Les émissions de NO_x seront aussi réduites à des niveaux de moins de 20 000 tonnes par an.

Nous sommes sur la bonne voie et gardons le cap pour atteindre notre objectif de réduction des émissions de SO₂ de 95 % d'ici 2030. Depuis 2005, nous avons réduit nos émissions de SO₂ de 72 %. Comme nous l'avons mentionné précédemment, nous sommes en bonne voie d'atteindre notre objectif de réduction des émissions de SO₂ d'ici 2025, soit bien en avance sur notre objectif 2030. En 2018, nous avons révisé notre objectif de réduction des NO_x pour le faire passer de 95 % à 50 % d'ici 2030. Nous avons ainsi la souplesse voulue pour convertir nos centrales au charbon en centrales au gaz naturel et élargir notre portefeuille de centrales au gaz naturel.

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Dioxyde de soufre (tonnes)	19 300	36 200	39 600
Dioxyde d'azote (tonnes)	28 000	44 400	48 400
Particules fines (tonnes)	7 800	14 500	13 800
Mercure (kilogrammes)	70	110	130

Eau

Nous utilisons l'eau principalement pour le refroidissement et la production de vapeur dans les centrales alimentées au charbon et au gaz, et pour la production d'hydroélectricité. Généralement, TransAlta extrait entre 220 millions et 240 millions de m³ d'eau pour l'ensemble de ses centrales. En 2018, nous avons utilisé 245 millions de m³ d'eau et retourné à la source environ 208 millions de m³. L'eau provient principalement de rivières pour lesquelles nous détenons des permis d'extraction de l'eau et nous nous conformons aux règlements en matière de qualité de l'eau. Nous déversons ou retournons à la source environ 70 % de l'eau, ce qui est conforme aux niveaux de qualité réglementaires qui existent dans les divers endroits où nous menons nos activités. La différence entre extraction et déversement, qui représente la consommation, est principalement attribuable aux pertes découlant de l'évaporation.

Le tableau qui suit présente la consommation d'eau totale (en millions de m³) au cours des trois derniers exercices :

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Eau utilisée	245	213	239
Eau retournée à la source	208	172	197
Consommation d'eau totale	37	41	42

Les secteurs où les risques liés à l'eau sont les plus élevés sont l'est de Perth dans nos centrales alimentées au gaz à cycle simple en Australie-Occidentale, et le sud de l'Alberta, dans nos centrales hydroélectriques. Nous surveillons et gérons les risques liés à l'eau dans les territoires à l'est de Perth où nous exerçons nos activités. Dans le sud de l'Alberta, depuis l'inondation de 2013, nos centrales hydroélectriques sont appelées à jouer un rôle accru sur le plan de la gestion de l'eau. En 2016, nous avons conclu un accord de cinq ans avec le gouvernement de l'Alberta portant sur la gestion de l'eau de Bow River à notre réservoir Ghost afin de participer aux efforts visant à réduire les inondations, ainsi que sur notre système hydraulique de Kananaskis (qui comprend les lacs Interlakes, Pocaterra et Barrier) afin de participer aux efforts visant à réduire la sécheresse.

Utilisation des terrains

La plus grande utilisation de terrains dans le cadre de nos activités d'exploitation concerne l'extraction du charbon en surface. Parmi les trois mines que nous exploitons, la mine de Whitewood en Alberta est totalement remise en état, et le processus de certification des terrains est en cours. Notre mine de Centralia dans l'État de Washington est actuellement à l'étape de la remise en état (phase achevée à 35 %), et notre mine de Highvale en Alberta est exploitée activement, tandis que la remise en état se poursuit dans certaines sections. Nos plans de remise en état sont établis en fonction du cycle de vie et comprennent la configuration des zones touchées, le rétablissement du drainage, le remplacement du sol végétal et du sous-sol, la revégétalisation et la gestion du terrain. Nos pratiques minières comprennent la remise en état progressive, l'utilisation finale du terrain étant prise en compte à toutes les étapes de la planification et du développement.

En 2018, nous avons remis en état 28 acres (11 hectares) à notre mine de Highvale, ce qui est inférieur à notre objectif de 74 acres (30 hectares). Cette situation est attribuable aux conditions météorologiques qui ont limité la quantité de terre végétale remplacée. Le remplacement de la terre végétale est l'étape finale des travaux de remise en état. Nous avons réaffecté des ressources à d'autres étapes des travaux de remise en état (comme le nivellement du terrain) pour nous rapprocher de l'étape finale des travaux dans les prochaines années, ce qui nous permet de suivre notre plan de remise en état à long terme. La mine de Centralia n'est plus activement utilisée comme centrale alimentée au charbon, mais les activités de remise en état se poursuivent. En 2018, nous avons remis en état 113 acres (46 hectares) de terre. Depuis 1991, plus de 3 000 acres de terres ont été remises en état et environ 1,7 million de semis ont été plantés dans le cadre des travaux de remise en état.

En 2016, nous avons mis hors service le parc éolien de Cowley Ridge, la première centrale éolienne commerciale au Canada, qui avait été construite en 1993 et qui a atteint la fin de sa vie en 2016. Dans le cadre de ce processus, notre équipe des centrales éoliennes a recyclé ce qui suit :

- 54 tours pesant plus de 9 000 kilogrammes («kg»)
- 61 nacelles, qui abritent les composantes de la turbine, pesant 10 000 kg
- 19 transformateurs pesant plus de 4 000 kg
- 32 000 litres de pétrole

Nos initiatives de recyclage ont permis de détourner près de 1 200 000 kg de déchets du site d'enfouissement. Cette opération a été réalisée de façon sécuritaire, et la valeur générée par les composantes recyclées s'est établie à environ 0,15 million de dollars. L'opération reflète les valeurs d'innovation et de sécurité chères à TransAlta, tout en ayant une incidence environnementale positive pour nos activités.

Déchets

En 2018, nos activités ont généré environ 1,3 million de tonnes de déchets. Les volumes de déchets sont tous essentiellement non dangereux. Seulement 0,1 % des volumes de déchets sont des matières dangereuses. En 2018, seulement 0,1 % des déchets ont été envoyés à la décharge. Sur les 99,9 % de déchets restants, 56 % ont été retournés à la mine (cendres provenant de la combustion du charbon), 43 % ont été réutilisés et les 0,3 % restants ont été recyclés.

Nos déchets de réutilisation ou déchets de sous-produits sont revendus sur les marchés. Les produits annuels tirés des ventes de sous-produits et d'autres produits connexes varient entre 25 millions de dollars et 35 millions de dollars. Nos équipes d'exploitation s'efforcent non seulement de réduire au minimum les déchets, mais aussi de maximiser la valeur de récupération des déchets. Au fil des ans, nous avons investi dans du matériel conçu pour récupérer les sous-produits découlant de la combustion du charbon, tels que les cendres volantes, les cendres résiduelles, le gypse et la cénosphère, en vue de les revendre. Ces produits non dangereux ajoutent de la valeur à des produits comme le ciment et l'asphalte, les panneaux muraux, la peinture et les plastiques.

Utilisation de l'énergie

TransAlta utilise l'énergie de nombreuses façons. Nous générons de l'électricité grâce à nos centrales alimentées au charbon, au gaz naturel et au diesel. Nous exploitons l'énergie cinétique de l'eau et du vent pour produire de l'électricité. Nous utilisons également le soleil pour produire de l'électricité. En plus des sources de combustion, nous faisons également le suivi du carburant utilisé par les véhicules et de l'énergie utilisée par les bâtiments que nous occupons. Les données recueillies sur l'utilisation de l'énergie nous permettent d'optimiser l'efficacité énergétique et d'en créer. En tant que

société productrice d'énergie, nous sommes naturellement à la recherche de solutions d'optimisation et de création d'efficacités pour ce qui est de l'utilisation de l'énergie. La conversion du charbon au gaz est l'une des façons novatrices que nous avons l'intention d'utiliser pour réduire considérablement notre utilisation d'énergie et notre empreinte environnementale, tout en produisant de l'électricité de façon fiable et à faible coût pour nos clients de l'Alberta.

Le tableau qui suit présente notre utilisation d'énergie (en millions de gigajoules). Aux fins de comparaison, l'énergie utilisée a baissé de 30 % par rapport à 2017, du fait du retrait de centrales alimentées au charbon et de la baisse de la production à partir du charbon à notre centrale de Sundance. La conversion du charbon au gaz permettra de réduire considérablement notre utilisation d'énergie puisque le gaz requiert moins d'énergie pour produire un MWh.

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Charbon	309,8	447,4	469,1
Gaz et énergies renouvelables	48,6	49,4	59,2
Siège social	0,1	0,1	0,1
Total de l'utilisation d'énergie	358,5	496,9	528,4

Conditions météorologiques

Les phénomènes météorologiques exceptionnels peuvent avoir une incidence sur nos activités et entraîner des risques. Entre autres, sur 12 mois, les variations normales des vents, de l'ensoleillement, des quantités de précipitations et des températures entraînent différents niveaux de risques liés aux volumes selon le carburant utilisé par chaque centrale, les événements à l'extérieur des paramètres de nos installations entraînent un risque lié au matériel, et les variations des températures peuvent entraîner un risque lié au prix des produits de base et avoir une incidence sur la demande de chauffage ou de climatisation des clients. Se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion pour une analyse plus approfondie sur chaque risque et notre stratégie de gestion connexe.

Au cours des cinq derniers exercices, certaines fluctuations par rapport aux schémas de conditions météorologiques prévus ont eu une incidence négative sur nos résultats financiers annuels :

- L'inondation de 2013 dans le sud de l'Alberta a perturbé nos activités d'exploitation hydroélectrique et nous a obligés à engager des coûts importants en travaux de réparation. Nos pertes ont été en grande partie couvertes par les assurances.
- Les températures chaudes en Alberta en 2015 ont fait croître les réductions de la capacité nominale de nos centrales alimentées au charbon et ont eu une incidence sur les bassins de refroidissement de nos installations de Sundance. Ces bassins de refroidissement sont sensibles aux températures chaudes; toutefois, nous prévoyons que la diminution de la production à partir de charbon découlant de la mise hors service à moyen terme des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance réduira le stress causé par cette situation.
- Notre mine en Alberta a reçu des pluies abondantes en août 2016, qui ont causé des inondations pendant plusieurs semaines et ont mis en péril nos livraisons de charbon. Nous nous sommes concentrés sur l'amélioration de l'infrastructure de drainage et sur l'utilisation de terrils de déchets afin d'atténuer les risques dans l'avenir.

Changements climatiques

Nous croyons en une présentation d'information ouverte et transparente sur les changements climatiques. Notre rapport sur les changements climatiques est fondé sur les recommandations du Groupe de travail du Conseil de stabilité financière («CSF») sur les informations à fournir relativement aux changements climatiques. Les paragraphes qui suivent expliquent notre gestion, notre rendement et notre leadership en ce qui a trait aux incidences des changements climatiques. Pour obtenir plus de renseignements, veuillez consulter la page sur la gestion des changements climatiques de notre site Web à l'adresse : <https://www.transalta.com/sustainability/climatechange-management/>.

Gouvernance

Le niveau le plus élevé de surveillance des répercussions des changements climatiques sur les activités commerciales se situe au niveau de notre conseil d'administration, plus particulièrement le comité de gouvernance, de la sécurité et du développement durable et le comité d'audit et des risques du conseil. Les répercussions des changements climatiques sur les activités sont évaluées trimestriellement par notre équipe de direction et font l'objet d'un rapport à ces deux comités du conseil d'administration, selon le cas.

Stratégie

Notre objectif est de devenir un leader de l'énergie propre d'ici 2025. Pour réaliser cette vision, nous poursuivons nos objectifs stratégiques, comme la croissance des énergies renouvelables et du gaz, tout en réduisant considérablement les émissions de nos centrales au charbon en misant sur la conversion du charbon au gaz et en mettant hors service des centrales alimentées au charbon.

Notre objectif est de réduire nos émissions de GES de 19,7 millions de tonnes d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2015, tout en nous efforçant d'accroître la production à partir d'énergies renouvelables et du gaz. Notre modélisation montre que notre objectif nous dirige, dans de nombreux scénarios, vers l'établissement d'objectifs basés sur la science, ce qui fait ressortir la résilience de notre entreprise à 2 degrés de réchauffement climatique. Nous n'avons pas officiellement validé d'objectifs basés sur la science, mais nous continuons de surveiller et de modéliser notre rendement futur à l'aide de l'approche sectorielle de décarbonisation dans le cadre de l'initiative des cibles basées sur la science.

Conformément à notre stratégie d'entreprise, nos unités d'affaires cherchent constamment à améliorer l'efficacité énergétique, à élaborer des portefeuilles de crédits compensatoires pour réduire les émissions à des coûts concurrentiels et à mettre au point des technologies de combustion propres.

Nous cherchons à investir dans des mesures d'atténuation des changements climatiques, comme la mise en valeur d'énergies renouvelables, afin d'optimiser la création de valeur pour nos actionnaires, les collectivités locales et l'environnement. La conversion de notre important portefeuille de centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz illustre bien cette approche et nous permettra également d'exploiter nos actifs plus longtemps que l'échéancier prévu par le gouvernement fédéral en vue du retrait des centrales alimentées au charbon. Les objectifs de ces mesures sont d'accroître la valeur pour nos actionnaires et de fournir de l'électricité à faible coût et fiable aux Albertains, tout en réduisant l'incidence sur l'environnement des centrales alimentées au charbon.

La diversification de notre portefeuille d'actifs de production d'énergies renouvelables illustre bien notre investissement et notre croissance à cet égard. Nous exploitons actuellement une capacité de plus de 2 200 MW en production d'hydroélectricité, d'énergie éolienne et d'énergie solaire. Nous sommes l'un des plus importants producteurs d'énergie éolienne au Canada et le plus important producteur d'hydroélectricité en Alberta. La production à partir d'énergies renouvelables en 2018 nous a permis d'éviter l'émission d'environ 2,9 millions de tonnes d'éq. CO₂, ce qui équivaut au retrait de plus de 620 000 véhicules des routes en Amérique du Nord pour la même année. Pour plus de renseignements sur la gouvernance et les risques, se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion.

Gestion du risque

Les risques et les possibilités sont déterminés à l'échelle des unités fonctionnelles et des fonctions de la Société (relations avec les gouvernements, réglementation, échange de quotas d'émission et développement durable). De plus, les risques et les possibilités sont surveillés au moyen de nos processus de gestion des risques à l'échelle de la Société et font l'objet d'une gestion active sur une base prioritaire. Comme il est indiqué ci-dessus, les risques et les possibilités sont examinés par notre équipe de direction tous les trimestres, et un rapport est soumis au comité de gouvernance, de la sécurité et du développement durable et au comité d'audit et des risques du conseil, selon le cas.

Le tableau qui suit présente les risques ou occasions en matière de changements climatiques relevés qui ont été évalués et intégrés dans les activités.

Risque ou occasion	Approche de la direction
Politique	TransAlta appuie la réglementation et la tarification intelligentes du carbone qui stimulent la croissance économique et assurent la certitude des investissements. Nous avons aussi fait preuve de coopération et de collaboration quant aux politiques sur les changements climatiques, tout en nous assurant de protéger la valeur pour nos employés et nos actionnaires. En font foi notre entente sur l'élimination du charbon avec le gouvernement de l'Alberta, totalisant 524 millions de dollars, et notre protocole d'entente visant la conversion au gaz de centrales au charbon. Pour des mises à jour concernant la politique en matière de changements climatiques, se reporter à la sous-rubrique «Capital naturel : Mise à jour sur la réglementation et la conformité» du présent rapport de gestion.
Tarification du carbone	Le siège social établit des tarifs au titre du carbone pour chaque région. Les tarifs actuels et prévus sont utilisés comme mécanisme pour gérer les risques futurs liés aux incertitudes du marché du carbone et comme dispositif de protection afin d'anticiper les incidences futures des changements réglementaires sur les installations. Cette information est acheminée à l'échelle des unités fonctionnelles pour plus d'intégration. Les possibilités et les risques liés aux changements climatiques relevés et à la tarification du carbone sont pris en compte dans les processus annuels de prévisions de moyen à long terme de TransAlta. Nous tirons un profit économique des marchés du carbone grâce à la production de crédits d'énergie renouvelable ou de crédits compensatoires et grâce à notre fonction d'échange de quotas d'émission, qui cherche à marchandiser le carbone et à en tirer profit.
Nouvelle technologie	Nous avons démontré notre capacité à faire croître notre production d'énergie alimentée au gaz et aux énergies renouvelables. De 2000 à 2018, nous avons fait passer notre capacité provenant des énergies renouvelables d'environ 900 MW à plus de 2 200 MW. Nous avons récemment annoncé la mise en valeur de trois projets de parc éolien d'une capacité totale de plus de 330 MW de capacité future.
Adaptation et atténuation	Selon notre stratégie d'énergie propre, nos nouveaux investissements doivent répondre à des normes en matière d'énergie propre afin d'atténuer le risque potentiel futur lié aux politiques et à la tarification du carbone. Notre objectif est que la totalité de notre capacité de production nette provienne de centrales au gaz ou aux énergies renouvelables d'ici 2025. Notre plan de conversion du charbon au gaz en Alberta constitue une mesure d'adaptation dans le cadre de la politique en matière de changements climatiques. L'utilisation des infrastructures existantes réduit considérablement les dépenses d'investissement en comparaison avec la construction de nouvelles installations au gaz et permet de réduire d'environ 15 \$ le MW la tarification du carbone (en supposant un prix du carbone de 30 \$ par tonne). Notre nouvelle centrale alimentée au gaz de South Hedland a été conçue pour pouvoir s'adapter. L'installation affichera une intensité des émissions de GES parmi les meilleures de sa catégorie et elle utilisera moins d'eau que les centrales alimentées au gaz traditionnelles, puisqu'elle compte sur des tours de refroidissement à sec, par opposition aux tours de refroidissement humides normales, lesquelles utilisent beaucoup d'eau. La centrale est conçue pour résister aux cyclones de catégorie 5, qui peuvent être fréquents dans le nord-ouest de l'Australie-Occidentale. La catégorie 5 est la catégorie de cyclone la plus élevée. Le risque d'inondation dans la région a été atténué en construisant la centrale au-dessus du niveau normal d'inondation.
Stress hydrique	Nos centrales thermiques ont besoin d'eau pour fonctionner. La plupart de nos centrales thermiques sont situées dans des environnements de faible stress hydrique. Nos activités faisant face au plus important stress hydrique sont celles de Sarnia, mais en raison de la nature de la centrale, 98 % de l'eau est recyclée. Il s'agit d'une centrale de cogénération. Pour toutes nos centrales alimentées au charbon, nous détenons des permis pour pomper l'eau dans des régions de faible stress. En Australie, nous achetons de l'eau pour nos activités, de sorte que même si elles se trouvent dans des endroits reculés, elles ne sont pas aux prises avec un stress hydrique. L'achat d'eau nous permettra de minimiser le stress hydrique local, en cas de besoin. Le risque de hausse des coûts d'exploitation attribuable à l'eau en Australie est bas puisque nos activités thermiques ne sont pas de grande taille.

Émissions de gaz à effet de serre

En 2018, selon nos estimations, 20,8 millions de tonnes de GES d'une intensité de 0,77 tonne par MWh (29,9 millions de tonnes de GES d'une intensité de 0,86 tonne par MWh en 2017) ont été émises dans le cours normal des activités d'exploitation. Notre importante réduction des émissions de GES est le résultat des fermetures de centrales alimentées au charbon et de la réduction de la production d'énergie au charbon à notre centrale de Sundance, en Alberta, et de l'augmentation du niveau de cogénération avec le gaz dans les unités marchandes alimentées au charbon. En particulier, nos réductions d'émissions en 2018 ont contribué à l'atteinte de notre objectif de 2021 de réduction des émissions de GES de 30 % par rapport aux niveaux de 2015, soit 32,2 millions de tonnes d'éq. CO₂. Cet objectif a été atteint bien avant la date prévue et s'inscrit dans notre transition vers une énergie propre.

Les données de 2018 sont des estimations fondées sur les meilleures données disponibles au moment de la production du rapport. Les GES comprennent la vapeur d'eau, le CO₂, le méthane, l'oxyde d'azote, les hexafluorures de soufre, les hydrofluorocarbones et les perfluorocarbones. La plus grande partie de nos émissions de GES estimatives est constituée d'émissions de CO₂ provenant de sources de combustion fixe. Les données sur l'intensité des émissions ont été alignées sur la méthodologie «Définition des périmètres organisationnels : contrôle opérationnel» énoncée dans le *Protocole des GES : norme de comptabilisation et de déclaration destinée à l'entreprise* mis au point par le World Resources Institute et le World Business Council for Sustainable Development. Selon cette méthodologie, TransAlta signale les émissions sur la base du contrôle opérationnel. C'est la raison pour laquelle nous signalons la totalité des émissions aux installations que nous exploitons. L'intensité des émissions est calculée en divisant les émissions opérationnelles totales par 100 % de la production (MWh) provenant des installations exploitées, sans égard à la propriété financière.

Le tableau qui suit présente nos émissions de GES en millions de tonnes de CO₂ :

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Charbon	18,3	27,4	27,7
Gaz et énergies renouvelables	2,4	2,5	3,0
Total des émissions de GES	20,8	29,9	30,7

Nos émissions totales de GES comprennent des émissions des champs d'application 1 et 2. Selon le *Protocole des GES*, les émissions de GES d'une société sont réparties entre trois champs d'application : les émissions du champ d'application 1 sont des émissions directes de sources sous contrôle de la société ou contrôlées par elle. Les émissions du champ d'application 2 sont des émissions indirectes découlant de la production d'énergie achetée. Les émissions du champ d'application 3 sont toutes des émissions indirectes (non comprises dans le champ d'application 2) qui sont liées à la chaîne de valeur de la société déclarante, y compris les émissions en aval et en amont. En 2018, les émissions du champ d'application 1 estimatives étaient de 20,6 millions de tonnes d'éq. CO₂ et celles du champ d'application 2, de 0,2 million de tonnes d'éq. CO₂. Nous estimons que nos émissions de GES du champ d'application 3 sont de l'ordre de 6 millions de tonnes.

Le rendement futur en matière d'émissions de GES diminuera à mesure que nous mettrons des centrales hors service ou que nous convertirons des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz et que nous augmenterons notre portefeuille de production à partir d'énergies renouvelables et du gaz, tout en optimisant notre portefeuille existant. Notre objectif est de réduire de 60 %, soit 19,7 millions de tonnes, les émissions de GES d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2015, ce qui est conforme à l'objectif 13 du programme de développement durable des Nations Unies : Action climat. Depuis 2015, nous avons réduit les émissions de GES de 9,1 millions de tonnes, ce qui représente une réduction de 35 %.

Voici les faits saillants de notre bilan à long terme en matière de réduction des émissions de GES depuis 2005 et de nos émissions prévues en 2030.

Exercices clos les 31 décembre	2030	2018	2005
Total des émissions de GES	12,5	20,8	41,9

En 2018, TransAlta a maintenu sa note dans le cadre du rapport sur les changements climatiques du Carbon Disclosure Project. Notre note globale est de B, en avance sur nos pairs pour ce qui est de la présentation de l'information, la gestion, la performance et le leadership en matière d'émissions de carbone. En 2017, les Comptables professionnels agréés Canada («CPA Canada») ont souligné le fait que nous sommes la seule parmi 75 entreprises au Canada qui présentent de l'information sur les changements climatiques dans tous ses documents : la notice annuelle, le présent rapport de gestion et la circulaire de sollicitation de procurations. Notre rapport intégré de 2016 a été retenu parmi les finalistes pour le Prix d'excellence en information d'entreprise de CPA Canada. Les juges de CPA Canada ont souligné le caractère exceptionnel de l'information que nous avons présentée sur les changements climatiques.

Réglementation régionale et conformité

La législation touchant les changements climatiques continuera d'avoir une incidence sur nos activités. Nous collaborons avec les gouvernements et le public pour élaborer des cadres de travail appropriés pour soutenir notre entreprise, protéger l'environnement et promouvoir le développement durable. Nous demeurons engagés à nous conformer aux exigences législatives et réglementaires et à réduire au minimum l'incidence de nos activités sur l'environnement.

Les modifications qui seront apportées dans l'avenir à la réglementation sur les émissions de carbone pourraient avoir un effet défavorable important sur notre Société. Comme il est mentionné à la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle et à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion, bon nombre de nos activités et de nos biens sont assujettis à des exigences liées aux émissions de carbone et à d'autres facteurs environnementaux ainsi qu'aux modifications aux obligations découlant de ces exigences, lesquelles pourraient avoir une incidence défavorable importante sur nos résultats financiers consolidés.

Gouvernement fédéral du Canada

La *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* est entrée en vigueur le 21 juin 2018. En vertu de cette loi, le gouvernement fédéral canadien a instauré un prix national sur les émissions de GES. Le prix débutera à 20 \$ la tonne d'éq. CO₂ pour les émissions en 2019, augmentera de 10 \$ par année, pour atteindre 50 \$ la tonne en 2022.

Le 1^{er} janvier 2019, le mécanisme de «filet de sécurité» de la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* est entré en vigueur pour les grands émetteurs dans les provinces et territoires qui n'avaient pas de programme indépendant de tarification du carbone ou dont le programme existant n'était pas jugé équivalent au système fédéral – Ontario, Manitoba, Nouveau-Brunswick, Saskatchewan, Île-du-Prince-Édouard, Yukon et Nunavut. Ce mécanisme comporte deux volets : une taxe carbone pour les petits émetteurs et une réglementation pour les grands émetteurs appelée le système de tarification fondé sur le rendement («STFR»). La taxe carbone fixe un prix du carbone par tonne d'émissions de GES liées aux carburants de transport, aux combustibles de chauffage et aux autres petites sources d'émissions.

Le STFR est une norme basée sur l'intensité selon laquelle les grands émetteurs doivent respecter une norme de rendement d'intensité des émissions par unité de production propre à un secteur. L'intensité des émissions d'un grand émetteur par unité de produit doit respecter la norme de rendement de l'intensité STFR de son secteur. Si l'intensité des émissions de la centrale est inférieure ou supérieure à la norme de rendement, la centrale générera des crédits de carbone ou des obligations en matière de carbone correspondant à la différence entre la norme de rendement de l'industrie et l'intensité des émissions de la centrale réglementée.

Règlement fédéral sur le gaz

Le 18 décembre 2018, le gouvernement fédéral a publié le *Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel*. En vertu du règlement, les nouvelles centrales électriques au gaz et celles ayant subi d'importantes modifications d'une capacité de plus de 150 MW doivent respecter une norme de 420 tonnes d'éq. CO₂/GWh pour fonctionner. Les unités d'une capacité se situant entre 25 MW et 150 MW doivent respecter une norme de 550 tonnes d'éq. CO₂/GWh.

Les règles concernant les unités converties permettront aux centrales de fonctionner pour un certain nombre d'années après la fin de la durée de vie de l'unité prévue par les règlements sur le charbon, nombre d'années qui sera déterminé en fonction d'un test de performance unique au moment de la conversion. Pour nos unités, ces règles devraient nous accorder de huit à dix ans supplémentaires d'exploitation pour chacune des unités.

Règlement fédéral sur le charbon

Le 18 décembre 2018, des modifications au *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone – secteur de l'électricité thermique au charbon* sont entrées en vigueur en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* (1999). Le règlement modifié exigera que les unités alimentées au charbon atteignent un niveau d'émission de 420 tonnes d'éq. CO₂/GWh d'ici la fin de leur vie utile en vertu du règlement de 2012 ou le 31 décembre 2029, selon la première éventualité.

Alberta

Le 22 novembre 2015, le gouvernement de l'Alberta a annoncé le Plan de leadership sur le climat de l'Alberta. Le gouvernement s'est maintenant largement acquitté de ses engagements en adoptant des mesures législatives à cet égard :

- L'élimination de la production à partir du charbon d'ici 2030
- La création du Renewable Energy Program («REP») pour respecter l'engagement selon lequel les énergies renouvelables représenteront 30 % du réseau électrique de l'Alberta d'ici 2030. En vertu du REP, l'exploitant du réseau, l'AESO, est chargé d'exécuter les processus d'approvisionnement pour les volumes d'énergie renouvelable approuvés par le gouvernement. À ce jour, l'AESO a lancé trois demandes de propositions distinctes qui ont donné lieu à des contrats d'une durée de 20 ans pour environ 1 360 MW de projets d'énergie éolienne. Ces projets devraient être intégrés au réseau entre 2019 et 2021.
- Le *Carbon Competitiveness Incentive Regulation* («CCIR») remplace l'ancien règlement sur les grands émetteurs, le *Specified Gas Emitters Regulation* («SGER»), qui est passé d'une norme de conformité propre à une centrale à une norme de conformité de rendement de produit ou de secteur.
- Une taxe carbone a été introduite sur la plupart des émissions de carbone non visées par le CCIR.

Le 1^{er} janvier 2018, le gouvernement de l'Alberta est passé du SGER au CCIR. En vertu du CCIR, la conformité réglementaire est passée d'une norme de conformité propre à une centrale à une norme de conformité relative au rendement d'un produit ou d'un secteur. À l'heure actuelle, le gouvernement provincial a annoncé que le prix du carbone demeurera à 30 \$/tonne d'éq. CO₂ à l'avenir et qu'il n'augmentera pas jusqu'à l'augmentation prescrite par le gouvernement fédéral, soit de 40 \$/tonne d'éq. CO₂ en 2021 et de 50 \$/tonne d'éq. CO₂ en 2022; toutefois, le gouvernement fédéral pourrait augmenter ce prix en vertu de son examen de l'équivalence des programmes. La norme de performance du secteur de l'électricité a été fixée à 370 tonnes d'éq. CO₂ par GWh, mais diminuera au fil du temps. Tous les actifs d'énergie renouvelable qui recevaient des crédits aux termes du SGER continueront d'en recevoir aux termes du CCIR, à raison de un pour un. Les autres actifs d'énergie renouvelable qui ne recevaient pas de crédits aux termes des normes précédentes pourront maintenant participer aux termes du CCIR et recevoir des crédits de carbone jusqu'à concurrence de la norme de performance du secteur de l'électricité à perpétuité. Lorsque prendra fin la norme de crédits des projets éoliens aux termes du SGER, ces projets pourront aussi participer au CCIR et recevoir des crédits jusqu'à concurrence de la norme de rendement pour le reste de leur vie utile.

Colombie-Britannique

À compter du 1^{er} avril 2018, la Colombie-Britannique a haussé son taux de taxe sur le carbone à 35 \$/tonne d'éq. CO₂ et s'est engagée à augmenter son prix de 5 \$ par année jusqu'à ce qu'il atteigne 50 \$ la tonne en 2021.

BC Hydro a indiqué qu'il n'y aura pas de contrats additionnels pour les projets d'énergie renouvelable des producteurs indépendants d'électricité dont la capacité dépasse 15 MW. Elle a également suspendu l'achat d'énergie dans le cadre de son Standing Offer Program pour les petits projets d'une capacité maximale de 15 MW en attendant un examen du programme.

Ontario

Le 31 octobre 2018, le gouvernement de l'Ontario a adopté la *Loi sur l'annulation du système de plafonnement des droits d'émission de gaz à effet de serre*. Cette loi a éliminé tous les règlements provinciaux existants sur les émissions de carbone et les coûts des grands émetteurs.

La *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* du gouvernement canadien exige des provinces qu'elles aient en place des règlements et des prix sur les GES qui soient en harmonie avec la loi fédérale. Le 23 octobre, le gouvernement fédéral a annoncé que le programme fédéral serait mis en œuvre en Ontario le 1^{er} janvier 2019. Les petits émetteurs seront assujettis à une taxe carbone et les grands émetteurs, dans les industries visées, dont les émissions annuelles de GES sont supérieures à 50 000 tonnes d'éq. CO₂, seront assujettis au RTFR. L'Ontario est maintenant assujettie à la taxe sur le carbone de soutien du gouvernement fédéral pour les petits émetteurs et au RTFR pour les grands émetteurs.

Le 29 novembre 2018, le gouvernement de l'Ontario a dévoilé une nouvelle politique sur les changements climatiques intitulée *Préserver et protéger notre environnement pour les générations futures* : un plan environnemental conçu en

Ontario. Le plan vise à faire en sorte que la province continue de travailler à l'atteinte de l'objectif de réduction des émissions de 30 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030. Le plan s'engage à élaborer des normes de performance en matière d'émissions afin d'obtenir des réductions de la part des grands émetteurs et cite le RTFR de la Saskatchewan à titre d'exemple. Le gouvernement a indiqué qu'il mènera des consultations et élaborera le programme en 2019. Les particularités du plan relatif au secteur de l'électricité n'ont pas encore été définies et devraient l'être dans le cadre du processus d'élaboration du programme.

Australie

Le 13 décembre 2014, le gouvernement australien a adopté une loi pour mettre en œuvre le Fonds de réduction des émissions (le «FRE»). Le FRE de 2,55 milliards de dollars australiens est la pièce maîtresse de la politique du gouvernement australien et fournit un cadre politique pour réduire les émissions de 5 % par rapport aux niveaux de 2000 d'ici 2020 et de 26 % à 28 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030.

Le mécanisme de sauvegarde du FRE, qui entrera en vigueur le 1^{er} juillet 2016, est conçu pour garantir que les réductions d'émissions achetées par le gouvernement australien par l'entremise du FRE ne seront pas remplacées par des augmentations importantes des émissions ailleurs dans l'économie. Le FRE et son mécanisme de sauvegarde incitent à réduire les émissions dans l'ensemble de l'économie australienne.

Le gouvernement australien s'est également engagé à élaborer un plan national de productivité énergétique visant à améliorer la productivité énergétique de l'Australie de 40 % entre 2015 et 2030. Le FRE ne devrait pas avoir d'incidence importante sur nos actifs en Australie étant donné qu'ils sont principalement composés de centrales au gaz.

De plus, le 23 juin 2015, le gouvernement fédéral australien a également réformé le programme Renewable Energy Target («RET»). Le RET devrait ajouter au moins 33 000 GWh de sources renouvelables d'ici 2020. Cela doublerait la quantité d'énergie renouvelable à grande échelle livrée par rapport aux niveaux actuels et permettrait de produire environ 23,5 % de l'électricité australienne à partir de projets renouvelables.

Région du nord-ouest Pacifique

En 2010, le bureau du gouverneur et le ministère de l'Écologie de l'État de Washington ont négocié des accords avec TransAlta concernant l'exploitation des deux centrales électriques au charbon de Centralia. TransAlta a convenu de mettre hors service ses deux unités alimentées au charbon de la centrale de Centralia, l'une en 2020 et l'autre en 2025. Cette entente fait officiellement partie du programme sur les changements climatiques de l'État. Actuellement, nous estimons qu'il n'y aura pas de fardeau réglementaire supplémentaire en matière de GES imposé au secteur Charbon aux États-Unis étant donné les engagements que nous avons pris. Le projet de loi intitulé TransAlta Energy Transition Bill, qui prévoit un cadre pour le passage à des sources d'énergie autres que le charbon dans l'État de Washington, a été promulgué en 2011.

Performance en matière de développement durable de 2018

Communications avec les parties prenantes et création de valeur

L'information contenue à la présente rubrique cherche à mettre en évidence notre capacité de créer de la valeur pour les investisseurs, les parties prenantes et la Société à court, moyen et long terme. La sélection de l'information et des mesures clés présentées dans ce rapport intégré et la divulgation en bonne et due forme de toute l'information en matière de développement durable suivent un processus d'évaluation de l'importance relative, qui cible les principaux secteurs d'impact pour nos parties prenantes. Nous prêtons ensuite une attention soutenue à la communication de l'information sur ces secteurs clés.

Objectifs en matière de développement durable et résultats

Les objectifs en matière de développement durable sont des objectifs stratégiques qui appuient le succès à long terme de notre entreprise. Les objectifs sont fixés en fonction des objectifs de l'unité fonctionnelle pour gérer les principales préoccupations pour les parties prenantes et ultimement améliorer notre performance environnementale et sociale dans ces domaines.

Objectifs en matière de développement durable de 2018			
	Aspects financiers	Résultats	Commentaires
1. Maintien de notre note de crédit de première qualité	Atteindre et maintenir notre note de crédit de première qualité	Atteint en partie	TransAlta conserve une note de crédit de première qualité auprès de trois agences de notation : S&P (BBB-), perspectives négatives; DBRS (BBB faible), perspectives stables; et Fitch (BBB-), perspectives stables.
2. Accent accru sur les fonds provenant des activités d'exploitation et le BAIIA	Obtenir un BAIIA aux fins de comparaison et des fonds provenant des activités d'exploitation de l'ordre de 1 000 à 1 050 millions de dollars et de 750 à 800 millions de dollars, respectivement ¹	Atteint	Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, le BAIIA ajusté aux fins de comparaison s'est établi à 988 millions de dollars et les fonds provenant des activités d'exploitation se sont fixés à 770 millions de dollars. Le BAIIA aux fins de comparaison a été ajusté pour exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. En outre, le BAIIA aux fins de comparaison et les fonds provenant des activités d'exploitation ont été ajustés afin d'exclure le montant de 157 millions de dollars lié à la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance puisqu'il n'était pas inclus dans les objectifs.
1) Représente nos perspectives révisées. Compte tenu de notre solide rendement au premier trimestre de 2018, nous avons révisé les objectifs de 2018 suivants : la fourchette cible au titre du BAIIA aux fins de comparaison qui était de 950 millions de dollars à 1 050 millions de dollars est maintenant de 1 000 millions de dollars à 1 050 millions de dollars, et la fourchette cible au titre des fonds provenant des activités d'exploitation qui était de 725 millions de dollars à 800 millions de dollars est maintenant de 750 millions de dollars à 800 millions de dollars.			
	Capital humain et intellectuel	Résultats	Commentaires
3. Réduction des incidents liés à la sécurité	Obtenir un taux de fréquence des blessures de moins de 0,53	Majoritairement atteint	Même si nous avons manqué notre objectif de peu, nous avons enregistré l'un des taux de fréquence des blessures parmi les plus bas de notre histoire. Le taux de fréquence des blessures était de 0,54 % en 2018, une amélioration de 25 % par rapport à 2017.
	Obtenir un taux total de fréquence des incidents de moins de 2,83	Atteint	En 2018, notre taux total de fréquence des incidents était de 1,98 %, une amélioration de 25 % par rapport à 2017.
4. Ressources humaines	Maintenir un taux de roulement volontaire du personnel sous les 8 %	Non atteint	Le taux de roulement volontaire s'est établi à 20 % en 2018. Nous cherchons à maintenir un taux de roulement volontaire ou d'attrition inférieur à 8 %, ce qui est considéré comme un bon taux. Comme nous sommes en pleine transition du charbon au gaz, les emplois se transforment et nous faisons face à d'importants défis en matière de rétention du personnel.

	Capital humain et intellectuel	Résultats	Commentaires
5. Appuyer le perfectionnement des employés	Poursuivre les plans de perfectionnement pour tous les employés à fort potentiel aux trois premiers échelons de l'entreprise	Atteint	En 2018, nous avons mis en place un programme de formation en leadership de six mois (dirigé par des pairs) appelé Elevate et destiné à nos employés à fort potentiel aux trois premiers échelons de l'entreprise. Le programme avait pour objectif de stimuler le désir d'apprendre, de bâtir la confiance et l'influence, de miser sur le leadership basé sur les forces, de favoriser la transparence, de fournir de la rétroaction, et d'inspirer l'esprit d'équipe et l'innovation.
	Capital naturel	Résultats	Commentaires
6. Réduction au minimum des incidents liés à l'environnement dans l'ensemble des installations	Garder le nombre d'incidents signalés (y compris les déversements et les infractions liées aux émissions atmosphériques) inférieur à 9	Atteint	Sept incidents importants liés à l'environnement ont été signalés en 2018, mais aucun n'a eu de répercussions importantes sur l'environnement. Ce chiffre est inférieur à notre objectif de neuf, mais représente une augmentation de 40 % par rapport au résultat de 2017.
7. Accroissement de la superficie des mines remise en état	Remplacer la terre végétale à la mine de Highvale au rythme de 74 acres par année	Non atteint	En raison des conditions météorologiques, la terre végétale n'a pas été remplacée entièrement conformément à notre objectif. La terre végétale constitue la dernière étape de la remise en état et malgré les contraintes météorologiques, nous avons réussi à remplacer la terre végétale sur 28 acres. Nous avons plutôt réaffecté les ressources à d'autres étapes des travaux, comme le nivellement du sol, afin de nous rapprocher le plus possible de l'étape finale de la remise en état. Dans l'ensemble, nous avons réduit les dépenses liées à la remise en état de 2,1 millions de dollars et avons continué de progresser vers la réalisation de notre plan de remise en état à long terme.
9. Réduction des émissions atmosphériques	Réduire de 95 %, par rapport aux niveaux de 2005, les émissions de NOx et SO ₂ des centrales alimentées au charbon de TransAlta d'ici 2030	En voie de réalisation	Nous sommes bien engagés et sur la voie d'atteindre notre objectif de réduire de 95 % les émissions de SO ₂ et de NOx d'ici 2030. Depuis 2005, nous avons réduit les émissions de NOx de 58 % et de SO ₂ de 72 %. En 2018, nous avons réduit les émissions de NOx d'environ 16 000 tonnes et les émissions de SO ₂ de 17 000 tonnes, par rapport aux niveaux de 2017.
10. Réduction des émissions de GES	a) Notre objectif est de réduire le total des émissions de GES en 2021 pour le ramener à 30 % en deçà des niveaux de 2015, conformément à un engagement à l'égard des objectifs de développement durable des Nations Unies.	Atteint	Nous avons atteint cet objectif en 2018, avec une bonne avance sur notre objectif pour 2021. En 2018, nous avons réduit les émissions d'environ 9,1 millions de tonnes d'éq. CO ₂ par rapport aux niveaux de 2017, du fait de la réduction de la production d'électricité au charbon à la centrale de Sundance et de la cogénération à nos installations marchandes alimentées au charbon.
	b) Notre objectif est de réduire le total des émissions de GES en 2030 pour le ramener à 60 % en deçà des niveaux de 2015, conformément à notre engagement envers les objectifs de développement durable des Nations Unies et le seuil des 2 degrés Celsius pour lutter contre le réchauffement climatique.	En voie de réalisation	Nous sommes bien engagés et sur la voie d'atteindre notre objectif de réduire de 60 % les émissions de GES d'ici 2030. Depuis 2015, nous avons réduit les émissions de 36 %. En 2018, nous avons réduit les émissions d'environ 9,1 millions de tonnes d'éq. CO ₂ par rapport aux niveaux de 2017.

	Capital relationnel et social	Résultats	Commentaires
11. Soutien à une éducation de qualité offerte aux jeunes	Soutenir l'accès équitable à tous les niveaux du système d'éducation pour les jeunes et les Autochtones	Atteint	TransAlta présente un programme de bourse destiné aux Autochtones visant à soutenir l'éducation des peuples autochtones en favorisant la poursuite d'études postsecondaires et l'apprentissage de métiers. La bourse de TransAlta encourage la poursuite d'études pouvant contribuer au bien-être des groupes autochtones. La bourse s'adresse à tous les candidats autochtones qui ont terminé leurs études secondaires. TransAlta, en collaboration avec SAIT, a également créé un programme qui vise à combler l'écart en éducation pour les Autochtones en apportant un soutien aux étudiants autochtones qui en ont besoin.
<i>Nos objectifs en matière d'éducation soutiennent l'objectif 4 du programme de développement durable des Nations Unies : Éducation de qualité visant à «assurer une éducation de qualité inclusive et équitable» et à «éliminer les inégalités entre les sexes».</i>	Affecter une tranche des investissements d'environ 0,75 million de dollars à la formation destinée aux jeunes.	Atteint	Nos investissements dans les collectivités ont soutenu l'Université de Calgary, le Southern et le Northern Alberta Institute of Technology, l'Université Mount Royal, The Banff Centre (bourses du leadership autochtone), l'école à charte Mother Earth Children pour les enfants autochtones (de la maternelle à la neuvième année), le Stampede de Calgary (jeunes Canadiens de 7 à 18 ans), des bourses d'études à l'échelle du Canada et des États-Unis destinées aux Autochtones (études professionnelles postsecondaires ou universitaires) et l'Alberta Council for Environmental Education.
12. Amélioration des meilleures pratiques internes en matière de collaboration avec les Autochtones	Élaborer des documents sur le développement durable et la collaboration avec les Autochtones en vue de les intégrer aux programmes de perfectionnement du leadership de TransAlta	Atteint	Nous avons préparé une présentation à l'intention de tous nos employés qui expose des faits historiques et des concepts de base en matière de collaboration avec les Autochtones. La même présentation sera utilisée par la Schulich School of Engineering en 2018 dans le cadre d'un de ses cours d'éthique.
	Général	Résultats	Commentaires
13. TransAlta sera un leader en production d'énergie propre d'ici 2030	D'ici 2022, nous convertirons six unités de centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz.	En voie de réalisation	En 2018, nous avons exercé notre option d'acquérir une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer qui relie le complexe de Tidewater de la rivière Brazeau aux unités de production des centrales de Sundance et de Keephills de TransAlta. Notre investissement est assujéti à l'approbation des autorités de réglementation.
<i>Nos objectifs en matière d'énergie propre cadrent avec l'objectif 7 du programme de développement durable des Nations Unies : Énergie abordable et propre visant à garantir «l'accès de tous à une source d'énergie fiable, durable et moderne, à un coût abordable».</i>	D'ici 2025, 100 % de la capacité de production nette à l'échelle des actifs de la Société proviendra d'installations alimentées au gaz et aux énergies renouvelables.	En voie de réalisation	En 2018, nous avons poursuivi nos plans de conversion du charbon au gaz et avons annoncé de nouveaux projets de croissance des énergies renouvelables. Se reporter aux sections ci-dessus et ci-après pour plus de détails.
	Nous continuerons de chercher de nouvelles occasions de faire croître notre portefeuille d'actifs d'énergie éolienne, hydroélectrique et solaire totalisant 2 265 MW.	Atteint	En 2018, nous avons annoncé la mise en place de trois projets de parc éolien totalisant une capacité de production d'énergie renouvelable supplémentaire de plus de 320 MW. Les projets comprennent un parc éolien de 90 MW en Pennsylvanie (É.-U.), un parc éolien de 29 MW au New Hampshire (É.-U.) et un parc éolien de 207 MW en Alberta (Canada).

Général	Résultats	Commentaires
Nous continuerons d'explorer la viabilité de l'expansion de la centrale hydroélectrique de la rivière Brazeau grâce à l'ajout d'une réserve pompée de 900 MW – doublant notre capacité hydroélectrique en Alberta.	Non atteint	En mai 2018, l'AESO a publié un rapport indiquant que le marché de l'Alberta n'avait pas besoin de capacité de production d'énergie renouvelable sur commande avant 2030. La valeur et l'avantage du projet d'installation de réserve pompée à la centrale hydroélectrique de la rivière Brazeau se feraient sentir bien au-delà de 2030. La Société est toujours d'avis que la production provenant de la réserve pompée devrait faire partie des futures demandes d'électricité en vertu du programme d'énergies renouvelables de l'Alberta. La Société ne dépense pas plus d'argent lié au développement pour le projet en ce moment, mais continuera de travailler avec les gouvernements pour trouver des mécanismes financiers appropriés permettant d'introduire des énergies renouvelables abordables, vertes et acheminables sur le marché afin de soutenir des émissions et des prix bas pour les clients de l'Alberta.

Objectifs de performance en matière de développement durable de 2019

Nos objectifs de performance en matière de développement durable pour 2019 et à plus long terme soutiennent le succès à long terme de notre entreprise. Les objectifs sont fixés en fonction des objectifs de l'unité fonctionnelle pour gérer les principales préoccupations pour les parties prenantes et ultimement améliorer notre performance environnementale et sociale dans ces domaines. Nous continuons d'évoluer et d'adapter nos objectifs pour nous concentrer sur les points importants pour les parties prenantes. Les objectifs sont décrits ci-dessous :

	Capital humain et intellectuel	État du rendement annuel
1. Réduction des incidents liés à la sécurité	Obtenir un taux de fréquence des blessures de moins de 0,43	Amélioration de 20 % par rapport au rendement de 2018 (0,54)
	Obtenir un taux total de fréquence des incidents de moins de 1,58	Amélioration de 20 % par rapport à la cible de 2018 (1,98)
2. Réduction au minimum des incidents liés à l'environnement dans l'ensemble des installations	Garder le nombre d'incidents signalés (y compris les déversements et les infractions liées aux émissions atmosphériques) inférieur à cinq	Amélioration de 44 % par rapport à la cible de 2018
3. Accroissement de la superficie des mines remise en état	Remplacer la terre végétale à la mine de Highvale au rythme de 110 acres par année	Augmentation de 57 % par rapport à la cible de 2018 (70 acres)
4. Réduction des émissions atmosphériques	Réduire de 95 %, par rapport aux niveaux de 2005, les émissions de SO ₂ et de 50 % les émissions de NOx de TransAlta d'ici 2030	Révision de la cible des émissions de NOx afin de s'aligner sur la stratégie de conversion du charbon au gaz et les estimations de croissance des volumes de gaz
5. Réduction des émissions de GES Nos objectifs à l'égard des émissions de GES soutiennent l'objectif 13 du programme de développement durable des Nations Unies : Mesures relatives à la lutte contre les changements climatiques visant à «incorporer des mesures relatives aux changements climatiques dans les politiques, les stratégies et la planification nationales».	Notre objectif est de réduire le total des émissions de GES en 2030 pour le ramener à 60 % en deçà des niveaux de 2015, selon notre engagement à l'égard des objectifs de développement durable des Nations Unies et le seuil de 2 degrés Celsius pour lutter contre le réchauffement climatique (nos objectifs d'émissions de GES et d'énergie propre s'appuient sur des scénarios raisonnables de croissance et d'exploitation).	Conforme à la cible de 2018

	Capital relationnel et social	État du rendement annuel
<p>6. Soutien à une éducation de qualité offerte aux jeunes</p> <p>Nos objectifs en matière d'éducation soutiennent l'objectif 4 du programme de développement durable des Nations Unies : Éducation de qualité visant à «assurer une éducation de qualité inclusive et équitable» et à «éliminer les inégalités entre les sexes».</p>	Soutenir l'accès équitable à tous les niveaux du système d'éducation pour les jeunes et les Autochtones grâce à un soutien financier et à des possibilités d'emploi	Conforme à la cible de 2018
	Général	État du rendement annuel
<p>7. TransAlta sera un leader en production d'énergie propre d'ici 2025</p> <p>Nos objectifs en matière d'énergie propre cadrent avec l'objectif 7 du programme de développement durable des Nations Unies : Énergie abordable et propre visant à garantir «l'accès de tous à une source d'énergie fiable, durable et moderne, à un coût abordable».</p>	<p>Convertir au moins deux unités alimentées au charbon à la centrale de Sundance, en Alberta, et de trois unités alimentées au charbon à la centrale de Keephills, en Alberta, en unités alimentées au gaz à partir de 2020 jusqu'à 2023</p> <p>Viser que d'ici 2025, 100 % de notre capacité de production nette proviendra d'énergies propres (énergies renouvelables et installations alimentées au gaz)</p> <p>Chercher de nouvelles occasions de faire croître notre portefeuille d'énergies renouvelables constitué d'actifs d'énergie éolienne, hydroélectrique et solaire totalisant 2 265 MW</p>	<p>Révision de la cible de 2018</p> <p>Conforme à la cible de 2018</p> <p>Conforme à la cible de 2018</p>

Gouvernance et gestion du risque

Nos activités nous exposent à divers risques et possibilités, y compris, mais sans s'y limiter, les modifications de réglementation, les facteurs liés à un marché en constante évolution et l'accroissement de la volatilité dans nos principaux marchés de produits de base. Notre objectif est de gérer ces risques et possibilités afin que nous soyons en position pour étendre nos activités et atteindre nos objectifs tout en nous protégeant de manière raisonnable contre des niveaux de risque inacceptables ou contre les risques financiers. Nous utilisons une structure de contrôle à niveaux multiples pour gérer les risques et possibilités liés à nos activités, aux marchés où nous évoluons et au contexte politique et aux structures avec lesquels nous interagissons.

Gouvernance

Les éléments clés de nos pratiques en matière de gouvernance sont les suivants :

- Les employés, la direction et le conseil d'administration sont résolus à respecter une conduite éthique et à faire preuve d'intégrité et d'honnêteté.
- Nous avons établi des politiques et des normes clés encadrant l'exercice de nos activités.
- Le président de notre conseil et tous les administrateurs, à l'exclusion de notre présidente et chef de la direction, sont indépendants.
- Le conseil est composé de personnes qualifiées dotées d'un ensemble de connaissances, d'aptitudes et d'expériences essentielles à nos activités et à notre stratégie.
- L'amélioration de l'efficacité du conseil passe par des évaluations annuelles poussées et la formation continue de nos administrateurs.
- Notre direction et le conseil favorisent un dialogue ouvert avec les actionnaires et les parties intéressées de la collectivité.

Notre engagement envers l'éthique constitue le fondement de notre modèle de gouvernance. Nous avons adopté les codes de conduite suivants pour guider nos décisions d'affaires et nos activités commerciales quotidiennes :

- Le code de conduite de la Société, qui s'applique à tous les employés et membres de la direction de TransAlta et de ses filiales

- Le code de conduite à l'intention des administrateurs
- Le code de conduite à l'intention des fournisseurs
- Le code de conduite financière, qui s'applique à tous les employés de la fonction financière de la Société
- Le code de conduite sur les opérations sur les produits énergétiques, qui s'applique à tous nos employés qui effectuent la commercialisation de produits énergétiques

Nos codes de conduite énoncent nos normes et attentes à l'égard de nos employés, membres de la direction, administrateurs, conseillers et fournisseurs en ce qui a trait notamment à la protection et au bon usage de nos actifs. Les codes énoncent aussi des lignes directrices en ce qui a trait à la protection de nos actifs, à la prévention des conflits d'intérêts, au respect en milieu de travail, à la responsabilité sociale, à la protection des renseignements personnels, au respect des lois, aux opérations d'initiés, à l'environnement, à la santé et à la sécurité, et à notre engagement envers une conduite éthique et honnête. Le code de conduite de la Société et le code de conduite à l'intention des administrateurs dépassent la portée des lois, règles et règlements qui régissent notre entreprise au sein des territoires où nous exerçons nos activités; ils énoncent les pratiques commerciales fondées sur des principes que tous les employés et administrateurs doivent suivre.

Chaque année, nous rappelons à nos employés, membres de la direction et administrateurs l'importance d'adopter un comportement éthique et professionnel dans leur travail quotidien et l'obligation d'attester annuellement qu'ils ont passé en revue et compris leurs responsabilités en vertu des codes de déontologie applicables. Aux termes de cette attestation, les employés, membres de la direction et administrateurs doivent également reconnaître qu'ils ont respecté les normes prévues dans nos codes respectifs au cours de la dernière année civile.

Le conseil veille à la gérance de la Société et s'assure que la Société met en place des politiques et procédures clés visant l'identification, l'évaluation et la gestion des risques principaux et des plans stratégiques. Le conseil surveille et évalue la performance et les progrès réalisés dans l'accomplissement des objectifs de la Société par des rapports transparents et en temps opportun du chef de la direction et de l'équipe de la haute direction. Nous avons également mis sur pied un processus d'évaluation annuel dans le cadre duquel nos administrateurs ont l'occasion d'évaluer le rendement du conseil, des comités du conseil, de chaque administrateur et du président du conseil.

Pour lui permettre d'établir et de gérer les aspects financier, environnemental et social de nos pratiques en matière de gouvernance, le conseil a créé le comité d'audit et des risques («CAR»), le comité de la gouvernance, de la sécurité et du développement durable («CGSDD») et le comité des ressources humaines («CRH»).

Le CAR, constitué de membres indépendants du conseil, aide ce dernier à s'acquitter de sa responsabilité de surveillance de l'intégrité de nos états financiers consolidés et du processus de présentation de l'information financière, des systèmes de comptabilité interne et des contrôles financiers, de la fonction d'audit interne, des compétences des auditeurs externes et des modalités de leur nomination, y compris la rémunération, l'indépendance, le rendement et les rapports, ainsi que des programmes de gestion du risque et de la conformité aux lois établis par la direction et le conseil. Le CAR approuve les politiques de gestion des risques financiers et du risque lié aux produits de base et examine les rapports trimestriels sur la gestion des risques d'entreprise.

Le CGSDD est responsable d'élaborer et de recommander au conseil un ensemble de principes de gouvernance applicables à la Société et de surveiller la conformité à ces principes. Le CGSDD est également chargé du recrutement des membres du conseil, des plans de relève et de la proposition de candidats pour siéger au conseil et aux comités. En outre, le CGSDD aide le conseil à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance en ce qui a trait au suivi, par la Société, de la réglementation en matière d'environnement, de santé et de sécurité et des changements apportés à la politique publique de même qu'à l'établissement et au respect de pratiques, de procédures et de politiques en matière d'environnement, de santé et de sécurité. Le CGSDD reçoit aussi un rapport annuel sur le processus d'attestation annuel des codes de conduite.

Dans le cadre de ses fonctions de surveillance visant à s'assurer que la Société obtient systématiquement une solide performance en matière d'environnement, de santé et de sécurité, le CGSDD prend un certain nombre de mesures, y compris : i) recevoir des rapports réguliers de la direction concernant la conformité aux règles environnementales et les tendances en matière d'environnement et les réactions de TransAlta à cet égard; ii) recevoir des rapports et des comptes

rendus portant sur les initiatives de la direction à l'égard des changements apportés à la législation sur les changements climatiques, de l'évolution des politiques et des autres projets de loi ainsi que sur leur incidence éventuelle sur nos activités; iii) évaluer l'incidence de la mise en œuvre des politiques et autres mesures législatives relatives aux GES sur les activités de la Société; iv) examiner avec la direction les politiques en matière d'environnement, de santé et de sécurité de la Société; v) examiner avec la direction les pratiques en matière de santé et sécurité mises en œuvre au sein de la Société, ainsi que les processus d'évaluation et de formation mis en place pour traiter des problématiques; vi) recevoir des rapports de la direction sur le programme de déclaration des quasi-incidents et analyser avec la direction des façons d'améliorer les processus et les pratiques en matière d'environnement, de santé et de sécurité; et vii) examiner l'efficacité de notre réaction aux problèmes en matière d'environnement, de santé et de sécurité et les nouvelles initiatives mises en place pour améliorer davantage la culture de la Société en matière d'environnement, de santé et de sécurité.

Le CRH est habilité par le conseil à examiner et à approuver les principales politiques en matière de rémunération et de ressources humaines de la Société qui visent à attirer, à recruter, à conserver et à motiver les employés de la Société. Le CRH formule également des recommandations au conseil quant à la rémunération du chef de la direction de la Société, y compris l'examen et l'adoption de régimes de rémunération incitative fondés sur des titres de capitaux propres, l'adoption de politiques en matière de ressources humaines qui soutiennent les droits de la personne et la conduite éthique, et l'examen et l'approbation de plans de relève et de perfectionnement des membres de la haute direction.

Les responsabilités des autres parties prenantes au sein de notre structure de contrôle de la gestion du risque sont décrites ci-dessous :

La chef de la direction et les membres de la haute direction analysent les principaux risques tous les trimestres et en font rapport. Des examens particuliers sur la gestion du risque lié aux opérations sont menés tous les mois par le comité des risques liés aux produits de base et à la conformité, ainsi que toutes les semaines par le directeur général de la gestion des risques liés aux produits de base, les directeurs généraux commerciaux des opérations et de la commercialisation, et la première vice-présidente des opérations et de la commercialisation.

Le comité des placements est présidé par notre chef de la direction des finances et se compose de la chef de la direction, du chef de la direction des finances, de la chef des services juridiques et chef de la conformité, du secrétaire de la Société et du chef de la direction des placements. Le comité examine et approuve toutes les dépenses d'investissement importantes, y compris les projets liés à la croissance, à la productivité, aux prolongations de la durée d'utilité et aux interruptions importantes à réaliser aux centrales alimentées au charbon. Les projets approuvés par le comité sont par la suite présentés au conseil d'administration aux fins d'approbation, au besoin.

Le comité des risques liés aux produits de base et à la conformité est présidé par notre première vice-présidente du développement commercial et se compose du chef de la direction des finances, de la chef des services juridiques et chef de la conformité, de la première vice-présidente du développement commercial, et du directeur général et contrôleur de la Société. Il surveille la mise en œuvre du programme de gestion du risque et de la conformité lié à la négociation et veille à ce que ce programme dispose des ressources adéquates pour faire le suivi des activités de négociation du point de vue de la gestion du risque et de la conformité. Il s'assure également de l'existence de contrôles, processus, systèmes et procédures appropriés pour pouvoir veiller au respect de la politique.

Les titres de TransAlta sont inscrits à la cote de la Bourse de Toronto et de la Bourse de New York, et la Société est assujettie à la réglementation, aux règles et aux normes en matière de gouvernance applicables de ces deux Bourses. Nos pratiques en matière de gouvernance respectent les règles en matière de gouvernance de la Bourse de Toronto et des Autorités canadiennes en valeurs mobilières suivantes : i) le Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs; ii) le Règlement 52-110 sur le comité d'audit; iii) l'Instruction générale 58-201 relative à la gouvernance; et iv) le Règlement 58-101 sur l'information concernant les pratiques en matière de gouvernance. À titre d'«émetteur privé étranger», soit au sens de *foreign private issuer* aux termes des lois sur les valeurs mobilières américaines, il nous est généralement permis de nous conformer aux exigences en matière de gouvernance canadiennes. Pour de plus amples renseignements sur les pratiques en matière de gouvernance, consultez notre circulaire de sollicitation de procurations.

Contrôles du risque

Nos contrôles du risque comportent plusieurs éléments importants :

Valeurs de la Société

Nous nous efforçons d'encourager les convictions et les actions qui sont authentiques et respectueuses à l'égard de nos nombreuses parties prenantes. Pour y parvenir, nous investissons dans les collectivités où nous vivons et travaillons, veillons à la durabilité de l'exploitation et de la croissance, donnons priorité à la sécurité et nous montrons responsables envers les nombreux groupes et personnes avec qui nous travaillons.

Politiques

Nous appliquons, à l'échelle de l'entreprise, un ensemble complet de politiques. Ces politiques visent la nomination des fondés de pouvoir et la fixation de plafonds pour les transactions commerciales ainsi que l'établissement d'un processus d'approbation des exceptions. Nous procédons régulièrement à des examens et audits afin de nous assurer que les politiques sont suivies. Tous les employés et les administrateurs sont tenus de signer tous les ans le code de conduite de la Société.

Présentation de l'information

Nous faisons régulièrement rapport sur notre exposition au risque résiduel aux principaux décideurs, y compris le conseil, le CAR, la haute direction ou le comité des risques liés aux produits de base et à la conformité, le cas échéant. Les rapports à ce dernier comité comprennent une analyse des nouveaux risques, le suivi des limites de risque, l'examen des événements qui peuvent toucher ces risques, et l'analyse et la surveillance de l'état d'avancement des mesures visant à atténuer le niveau de risque et leur état d'avancement. Ces rapports trimestriels garantissent que la gestion et le contrôle du risque sont efficaces et effectués en temps opportun.

Système de dénonciation

Nous avons mis en place un processus par lequel les employés, les sous-traitants, les actionnaires ou autres parties prenantes peuvent faire connaître de façon confidentielle ou anonyme leurs préoccupations éventuelles juridiques ou éthiques, y compris des préoccupations à l'égard de questions de comptabilité, de contrôle interne, d'audit ou d'information financière ou encore à l'égard de prétendus manquements à nos codes de conduite. Elles peuvent être présentées soit directement au CAR ou en communiquant avec le service d'aide en matière d'éthique de TransAlta par téléphone au numéro sans frais ou en ligne. Le président du CAR est immédiatement avisé de toute plainte majeure, sinon le CAR reçoit à chaque réunion trimestrielle du comité un rapport sur les conclusions relatives à toute plainte majeure ou à toute plainte relative à des questions de comptabilité ou d'information financière ou à de prétendus manquements liés aux contrôles internes à l'égard de l'information financière.

Valeur à risque et positions de négociation

La valeur à risque («VaR») est l'une des principales mesures permettant de gérer le risque de marché auquel nous sommes exposés en raison de nos activités de gestion du risque lié aux produits de base. La VaR est calculée et communiquée quotidiennement. Cette mesure indique les variations possibles de la valeur du portefeuille de négociation sur une période de trois jours avec un niveau de confiance de 95 % résultant des fluctuations normales du marché.

La VaR est une mesure fréquemment employée dans le secteur pour faire le suivi du risque associé aux positions et aux portefeuilles en ce qui a trait à la gestion du risque lié aux produits de base. Les deux méthodes courantes d'estimation de la VaR sont la méthode de la variance / covariance historique et la méthode Monte-Carlo. Nous estimons la VaR au moyen de la méthode de la variance / covariance historique. Le point faible de la méthode de la variance / covariance historique pour estimer la VaR est que l'information historique utilisée dans l'estimation peut ne pas être révélatrice du risque de marché futur. Des simulations sont effectuées périodiquement pour mesurer l'incidence financière sur le portefeuille de négociation des événements se produisant sur le marché, notamment les fluctuations des prix du marché, leur volatilité et les relations entre eux. Nous avons également recours à d'autres mesures d'atténuation du risque. La VaR au 31 décembre 2018 au titre de nos activités de gestion du risque lié aux produits de base pour compte propre était de 2 millions de dollars (5 millions de dollars en 2017). Se reporter à la rubrique «Risque lié au prix des produits de base» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

Facteurs de risque

Le risque est inhérent aux affaires. La rubrique qui suit présente certains facteurs de risque qui pourraient avoir une incidence sur nos plans, rendements et résultats futurs, ainsi que sur la façon dont nous atténuons ces risques. Ces risques surviennent isolément, mais doivent être pris en compte globalement. Pour plus de renseignements sur les facteurs de risque touchant la Société, les lecteurs sont invités à lire la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle de l'exercice clos le 31 décembre 2018, qui se trouve sur notre site Web à l'adresse www.transalta.com et sous notre profil sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur EDGAR à l'adresse www.edgar.gov.

Pour certains facteurs de risque, nous indiquerons l'incidence après impôts des fluctuations de certaines variables clés sur le résultat net. L'analyse est fondée sur les conditions commerciales et les volumes de production de 2018. Chaque élément de l'analyse de sensibilité suppose que toutes les autres variables possibles sont maintenues. La sensibilité se rapporte à la période et à l'amplitude des fluctuations sur lesquelles elle est fondée. Le résultat de l'analyse de sensibilité pourrait varier pour d'autres périodes si la conjoncture économique était différente et si les fluctuations étaient plus importantes. Les variations de taux ne sont pas réputées être proportionnelles au résultat dans tous les cas.

Risque lié au volume

Le risque lié au volume découle des variations de la production prévue. Par exemple, le rendement financier de nos centrales d'énergie hydroélectrique, d'énergie éolienne et d'énergie solaire est partiellement tributaire de la disponibilité de leurs intrants pour un exercice donné. Si nous sommes incapables de produire une quantité suffisante d'énergie pour respecter les volumes stipulés dans nos contrats, nous pourrions devoir acquitter des pénalités ou acheter de l'énergie de remplacement sur le marché.

Nous gérons le risque lié au volume de la façon suivante :

- En gérant activement nos actifs et leur état afin d'être proactifs sur le plan de l'entretien des centrales, de sorte que celles-ci puissent produire les volumes requis.
- En surveillant du mieux que nous pouvons les ressources hydrauliques partout en Alberta et en optimisant cette ressource compte tenu des possibilités du marché de l'électricité en temps réel.
- En établissant nos installations dans des emplacements où nous croyons que les ressources sont adéquates pour produire la quantité d'électricité pour satisfaire aux exigences de nos contrats; nous ne pouvons toutefois pas garantir que ces ressources seront disponibles lorsque nous en aurons besoin ou qu'elles le seront en quantité suffisante.
- En diversifiant nos combustibles et nos emplacements géographiques exploités afin d'atténuer les risques liés à des événements spécifiques se rapportant à la région ou aux combustibles.

La sensibilité des volumes par rapport à notre résultat net est présentée ci-dessous :

Facteur	Augmentation ou diminution (%)	Incidence approximative sur le résultat net
Disponibilité et production	1	9

Risque lié à l'équipement et à la technologie de production

Le risque de panne du matériel imputable à l'usure normale, à un vice caché, à une erreur de conception ou à une erreur de l'opérateur, entre autres, pourrait avoir une incidence négative importante sur la Société. Bien que nos centrales soient en général exploitées conformément aux attentes, rien ne garantit qu'elles continueront de l'être. Nos centrales sont exposées à des risques d'exploitation, comme des défaillances résultant de dommages cycliques, thermiques et dus à la corrosion dans les chaudières, le groupe turbogénérateur et les turbines, et d'autres problèmes qui peuvent entraîner des interruptions et accroître le risque lié au volume. Si les centrales ne respectent pas les objectifs de disponibilité ou de production précisés dans leur CAÉ ou d'autres contrats à long terme, nous pourrions être tenus de dédommager l'acheteur pour la perte liée à la disponibilité de production ou de constater une réduction des paiements d'énergie ou de capacité. Une interruption dans des installations marchandes peut entraîner une perte de possibilités d'affaires. Par conséquent, une interruption prolongée pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation ou nos flux de trésorerie.

Par ailleurs, nous sommes exposés au risque d'approvisionnement en pièces spécialisées dont le délai de mise en production peut être long. Si nous sommes dans l'incapacité de nous procurer ces pièces quand nous en avons besoin pour nos activités d'entretien, nous pourrions faire face à une période d'indisponibilité prolongée de l'équipement requis pour produire l'électricité.

Nous gérons le risque lié à notre équipement et à notre technologie de production de la façon suivante :

- En exploitant nos centrales selon des normes d'exploitation précises et éprouvées conçues pour optimiser la disponibilité de nos centrales le plus longtemps possible.
- En effectuant régulièrement des travaux d'entretien préventif.
- En adoptant un programme d'entretien complet des centrales selon un calendrier de révisions générales établi.
- En ajustant les plans d'entretien selon les installations afin de tenir compte du type et de l'âge de l'équipement.
- En souscrivant un montant suffisant d'assurance dans l'éventualité d'une interruption prolongée.
- En incluant des clauses de force majeure dans les CAÉ visant nos centrales thermiques et autres ainsi que dans les autres contrats à long terme.
- En utilisant une technologie éprouvée dans nos centrales.
- En étant à l'affût des avancées technologiques et en évaluant leur incidence sur nos centrales existantes et sur les programmes d'entretien connexes.
- En négociant des ententes d'approvisionnement stratégiques avec des fournisseurs choisis afin de nous assurer que des composants clés seront disponibles dans l'éventualité d'une interruption importante.
- En concluant des ententes à long terme avec nos partenaires stratégiques en matière d'approvisionnement afin d'assurer la disponibilité des pièces de rechange importantes.
- En mettant en œuvre une stratégie de gestion des actifs à long terme dans le but de maximiser les cycles de vie de nos centrales existantes ou de remplacer certains actifs de production.

Risque lié au prix des produits de base

Nous sommes exposés aux fluctuations du prix de certains produits de base, notamment le prix du marché de l'électricité et des combustibles utilisés pour produire de l'électricité, tant dans le cadre de nos activités de production d'électricité que dans celui de nos activités de négociation pour compte propre.

Nous gérons l'exposition aux risques financiers associés aux fluctuations du prix de l'électricité :

- En concluant des contrats à long terme qui stipulent le prix auquel l'électricité, la vapeur et d'autres services sont fournis.
- En maintenant un portefeuille de contrats à court, à moyen et à long terme afin de réduire au minimum notre risque relatif aux fluctuations à court terme des prix des produits de base.
- En achetant le gaz naturel en fonction de la production des centrales marchandes de façon à ce que les marges électricité-combustible du marché au comptant soient suffisantes pour que la production et la vente d'électricité soient rentables.
- En nous assurant que des plafonds et des contrôles à l'égard de nos activités de négociation pour compte propre sont établis.

En 2018, environ 85 % de notre production (92 % en 2017) était régie par des contrats à court et à long terme et des instruments de couverture. Toutefois, en cas d'interruption planifiée ou non planifiée de la production ou d'un événement similaire, nous sommes exposés aux variations des prix de l'électricité que nous devons acheter sur le marché pour remplir nos obligations d'approvisionnement en vertu de contrats à court et à long terme.

Nous gérons les risques financiers associés aux fluctuations du coût du combustible utilisé dans la production :

- En concluant des contrats à long terme qui stipulent le prix du combustible fourni à nos centrales.
- En couvrant le coût des émissions au moyen de diverses ententes d'échange de quotas d'émission.
- En ayant recours, de manière sélective, à des instruments de couverture, le cas échéant, afin de fixer le prix du combustible.

En 2018, 67 % (57 % en 2017) du coût du gaz que nous utilisons pour la production d'électricité était fixé par contrat ou relayé à nos clients, et 85 % (83 % en 2017) de notre coût d'achat de charbon était fixé par contrat.

La variation réelle du résultat net peut différer des sensibilités calculées et pourrait ne pas être linéaire en raison des occasions d'optimisation, des codépendances, de la réduction des coûts, de la production, de la disponibilité et d'autres facteurs.

Risque lié à l'approvisionnement en charbon

La disponibilité du combustible en quantité suffisante pour nos besoins de production est essentielle pour maintenir notre capacité de produire les volumes d'électricité exigés en vertu de nos contrats et saisir les occasions de vente. Dans nos centrales alimentées au charbon, les coûts des intrants comme le diesel et les pneus, le prix et la disponibilité du matériel d'exploitation des mines, le volume de morts-terrains enlevés pour accéder aux réserves de charbon, les tarifs ferroviaires et l'emplacement des activités d'extraction minière par rapport aux centrales sont quelques-uns des risques associés à nos activités. De plus, la capacité des mines de livrer du charbon aux centrales peut être touchée par les conditions météorologiques et les relations de travail. Dans le secteur Charbon aux États-Unis, les interruptions des activités minières de nos fournisseurs, la disponibilité de trains pour livrer le charbon et la viabilité financière de nos fournisseurs de charbon pourraient avoir une incidence sur notre capacité de production d'électricité.

Nous gérons le risque lié à l'approvisionnement en charbon de la façon suivante :

- En nous assurant que la majorité du charbon utilisé pour produire de l'électricité en Alberta provient de réserves autorisées grâce aux droits relatifs aux mines de charbon que nous avons acquis ou de contrats d'approvisionnement à long terme que nous avons conclus, de façon à limiter notre risque lié aux fluctuations de l'approvisionnement en charbon par des tiers.
- En ayant recours à des projets d'exploitation minière à long terme afin de nous assurer que nos mines de charbon nous procurent un approvisionnement optimal.
- En concluant des contrats à court, à moyen et à long terme avec de multiples fournisseurs pour la majorité du charbon utilisé dans le secteur Charbon aux États-Unis afin d'obtenir du charbon en quantité suffisante et à un prix concurrentiel.
- En concluant suffisamment de contrats de transport par train du charbon aux fins d'approvisionnement dans le secteur Charbon aux États-Unis.
- En nous assurant que les stocks de charbon disponibles dans le secteur Charbon au Canada et dans le secteur Charbon aux États-Unis répondront aux exigences d'utilisation.
- En veillant à ce que des installations de manutention et de stockage du charbon efficaces soient en place afin que le charbon livré puisse être traité efficacement et en temps opportun.
- En surveillant et en maintenant les spécifications du charbon et en veillant à ce que celles-ci soient bien appariées avec les exigences de nos centrales.
- En assurant la cogénération du gaz naturel avec le charbon.
- En surveillant la viabilité financière de nos fournisseurs de charbon aux États-Unis.
- En couvrant le risque lié au prix du diesel dans les frais d'extraction minière et de transport.

Risque lié à la conformité aux règles environnementales

Le risque lié à la conformité aux règles environnementales est inhérent à nos activités et est lié à la réglementation environnementale existante ou aux modifications qui y sont apportées. De nouveaux objectifs de réduction des émissions pour le secteur de l'électricité sont définis par le gouvernement du Canada (notamment ceux définis dans le Plan de leadership sur le climat de l'Alberta) et aux États-Unis. Nous nous attendons à ce que les investisseurs et les autres parties prenantes se préoccupent de plus en plus de la performance en matière de développement durable. Les modifications apportées à la réglementation pourraient avoir une incidence sur nos résultats, car elles pourraient donner lieu à une réduction du cycle de vie des installations de production, à des coûts additionnels liés à la production d'électricité, notamment les plafonds ou taxes d'émission, à des dépenses d'investissement supplémentaires en technologie de captage des émissions ou à des investissements dans des crédits compensatoires. Nous prévoyons une augmentation de ces coûts de conformité en raison de l'attention accrue portée par le monde politique et le public aux enjeux environnementaux.

Nous gérons le risque lié à la conformité aux règles environnementales de la façon suivante :

- En tentant d'améliorer continuellement les nombreuses mesures du rendement comme les émissions, la sécurité, les effets sur le sol et l'eau, et les incidents environnementaux.
- En implantant un système de gestion de la santé et de la sécurité de l'environnement fondé sur la norme ISO et sur la norme Occupational Health and Safety Assessment Series et conçu pour améliorer continuellement notre performance.
- En déployant d'importantes ressources d'expérience pour collaborer avec les organismes de réglementation au Canada et aux États-Unis afin de veiller à ce que les modifications de la réglementation soient bien conçues et rentables.
- En élaborant des programmes de conformité visant à nous permettre de respecter ou de dépasser les normes d'émission relatives aux GES, au mercure, au SO₂ et au NO_x, qui seront ajustées lorsque les règlements seront finalisés.
- En achetant des crédits compensatoires aux fins de réduction des émissions.
- En investissant dans des projets d'énergies renouvelables, notamment la production d'énergie éolienne, d'énergie solaire et d'énergie hydroélectrique.
- En intégrant des dispositions au chapitre des modifications de lois dans nos contrats qui permettent le recouvrement de certains coûts de conformité auprès de nos clients.

Nous nous efforçons de nous conformer à tous les règlements environnementaux touchant nos activités et nos installations. Le respect des exigences réglementaires et des normes du système de gestion est régulièrement revu à l'aide de nos procédés de garantie d'exécution, et les résultats sont présentés chaque trimestre au CGSDD.

Risque de crédit

Notre entreprise est exposée au risque de crédit lié au degré de solvabilité des entités auxquelles nous sommes exposés. Ce risque est lié à la capacité d'une contrepartie de respecter ses obligations financières ou de rendement à notre égard ou de nous fournir les produits ou services que nous avons payés au préalable. L'incapacité de recouvrer les sommes qui nous sont dues ou de recevoir les produits ou services pourrait avoir une incidence négative sur notre résultat net et nos flux de trésorerie.

Nous gérons notre exposition au risque de crédit de la façon suivante :

- En élaborant et en adoptant des politiques qui définissent les limites de crédit fondées sur le degré de solvabilité des contreparties, les limites relatives aux modalités des contrats et les limites de concentration du crédit par une contrepartie.
- En exigeant l'approbation en bonne et due forme des contrats, y compris des examens commercial, financier, juridique et opérationnel.
- En ayant recours à des garanties, notamment des garanties de la société mère, des lettres de crédit et des garanties au comptant ou à des assurances crédits de tiers si une contrepartie dépasse les limites établies. Ces garanties peuvent être réclamées si une contrepartie ne respecte pas ses obligations.
- En dressant un rapport sur notre exposition au risque à l'aide de diverses méthodes permettant aux principaux décideurs d'évaluer le risque de crédit représenté par chaque contrepartie. Ce rapport nous permet aussi d'établir les limites de crédit et la composition des contreparties selon leur note de crédit.

Si les limites établies sont dépassées, nous prenons des mesures pour réduire le risque de crédit en demandant une garantie, le cas échéant, ou en mettant fin aux activités commerciales avec la contrepartie qui constitue un risque. Toutefois, rien ne garantit que nous réussirons à éviter les pertes découlant du manquement à des obligations d'une contrepartie au contrat.

Notre profil de gestion du risque de crédit et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2017. En 2018, nous n'avons subi aucune perte importante liée à une contrepartie. Nous continuons de surveiller étroitement les changements et tendances sur le marché et leur incidence possible sur nos activités de couverture et nos activités liées aux opérations sur les produits énergétiques, et nous prendrons les mesures appropriées selon les besoins, bien que nous ne puissions fournir aucune assurance quant à notre taux de réussite.

Le tableau suivant décrit notre exposition maximale au risque de crédit, compte non tenu des garanties détenues ou des droits de compensation, y compris l'attribution des notes de solvabilité, au 31 décembre 2018 :

	Notation de première qualité (en pourcentage)	Notation de qualité inférieure (en pourcentage)	Total (en pourcentage)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs ¹	86	14	100	731
Créances au titre de contrats de location-financement non courantes	100	—	100	191
Actifs de gestion du risque ¹	99	1	100	808
Prêt à recevoir ²	—	100	100	77
Total				1 807

1) Les lettres de crédit et la trésorerie et les équivalents de trésorerie sont les principaux types de garanties détenues à titre de sûreté relativement à ces montants.

2) Les contreparties n'ont aucune note de solvabilité externe.

L'exposition maximale au risque de crédit à l'égard d'un client donné au titre des opérations sur des produits de base, y compris la juste valeur des positions de négociation ouvertes, déduction faite des garanties détenues, s'établit à 13 millions de dollars (40 millions de dollars en 2017).

Risque de change

Nous sommes exposés au risque de change en raison de nos placements et de nos activités d'exploitation dans d'autres pays, du résultat de ces activités, de l'acquisition de matériel et de services et de produits de base libellés en monnaies étrangères provenant de fournisseurs étrangers, ainsi que de notre dette libellée en dollars américains. Nous sommes surtout exposés au risque de change découlant des dollars américain et australien. Les fluctuations des monnaies étrangères par rapport au dollar canadien pourraient avoir une incidence sur le résultat ou sur la valeur de nos investissements à l'étranger, dans la mesure où ces investissements ou ces flux de trésorerie ne sont pas couverts ou que ces couvertures sont inefficaces.

Nous gérons le risque de change de la façon suivante en établissant et en suivant des politiques, notamment :

- En couvrant nos investissements nets dans les établissements aux États-Unis au moyen de titres d'emprunt libellés en dollars américains.
- En concluant des contrats de change à terme aux fins de couverture des dépenses futures libellées en monnaies étrangères, y compris les titres d'emprunt en dollars américains qui ne font pas partie de notre portefeuille d'investissement net.
- En couvrant nos flux de trésorerie provenant des activités à l'étranger prévus. Notre cible est de couvrir un minimum de 60 % des flux de trésorerie des activités à l'étranger prévus sur une période de quatre ans, dont un minimum de 90 % au cours de l'année considérée, 70 % au cours de l'année suivante, 50 % au cours de la troisième année et 30 % au cours de la quatrième année. L'exposition au dollar américain sera gérée au moyen d'une combinaison de charges d'intérêts sur notre dette libellée en dollars américains et de contrats de change à terme. L'exposition au dollar australien sera gérée au moyen de contrats de change à terme.

La sensibilité du résultat net aux variations des taux de change a été établie selon l'évaluation de la direction, qui a déterminé qu'une augmentation ou diminution moyenne de quatre cents du dollar américain ou du dollar australien par rapport au dollar canadien constitue un changement éventuel raisonnable au cours du prochain trimestre. La sensibilité est présentée ci-dessous :

Facteur	Augmentation ou diminution	Incidence approximative sur le résultat net
Taux de change	0,04 \$	27 millions de dollars avant impôts

Risque de liquidité

Le risque de liquidité est lié à notre capacité d'avoir accès au capital requis pour nos activités de négociation et de couverture, nos projets en immobilisations, le refinancement de la dette, le règlement des passifs, la structure du capital et les activités générales du siège social. Des notes de première qualité soutiennent ces activités et procurent un moyen plus fiable et plus économique d'avoir accès aux marchés financiers tout au long des cycles de produits de base et de crédit. Les modifications apportées aux notes de crédit peuvent également avoir une incidence sur la capacité de notre secteur Commercialisation de l'énergie de conclure des transactions sur instruments dérivés ou des opérations de couverture dans le cours normal des activités ou sur le coût de celles-ci. Des contreparties concluent certains contrats de vente et d'achat de gaz naturel et d'électricité à des fins de ventes adossées à des créances et d'activités de négociation pour compte propre. Les modalités de ces contrats exigent que les contreparties fournissent des garanties lorsque la juste valeur de l'obligation liée à ces contrats dépasse les limites de crédit consenties. Une baisse de la note par certaines agences peut poser obstacle à notre capacité à conclure ces contrats ou tout contrat conclu dans le cours normal des affaires, entraîner une diminution des limites de crédit consenties et augmenter le montant de la garantie qui doit être fournie. Certains contrats existants contiennent des clauses conditionnelles au titre de l'évaluation du crédit, lesquelles, lorsqu'elles sont appliquées, augmentent automatiquement les coûts prévus au contrat ou nécessitent la fourniture d'une garantie additionnelle. Lorsque la condition se rapporte à la note la plus basse, une révision à la baisse d'un niveau par une agence de notation ayant initialement accordé une note plus élevée ne peut, toutefois, avoir un nouvel effet défavorable direct.

Nous tenons à renforcer notre situation financière afin de bénéficier d'une souplesse à cet égard, et à obtenir des notes de crédit de première qualité stables auprès d'agences de notation. Les notes de crédit attribuées à TransAlta, ainsi que les perspectives connexes de l'agence de notation, sont décrites à la rubrique «Capital financier» du présent rapport de gestion. Les notes de crédit peuvent faire l'objet d'une révision ou d'un retrait en tout temps par l'agence de notation, et rien ne garantit que les notes de crédit de TransAlta et les perspectives connexes ne seront pas modifiées, ce qui pourrait entraîner les incidences négatives décrites ci-dessus.

Au 31 décembre 2018, nos liquidités, qui s'élevaient à 1,0 milliard de dollars, comprenaient les montants non utilisés au titre de nos facilités de crédit consenties et nos fonds en caisse qui pourront être prélevés et affectés aux projets en 2019.

Nous gérons le risque de liquidité de la façon suivante :

- En surveillant la liquidité des positions de négociation.
- En préparant des programmes de financement à long terme et en les passant en revue pour qu'ils tiennent compte des modifications apportées aux plans d'affaires et de la disponibilité de capitaux sur le marché.
- En présentant régulièrement des rapports au comité des risques liés aux produits de base et à la conformité, à la haute direction et au CAR sur l'exposition au risque de liquidité de nos activités de gestion du risque lié aux produits de base.
- En maintenant des notes de crédit de première qualité.
- En maintenant des lignes de crédit consenties non utilisées suffisantes pour soutenir les besoins de liquidités possibles.

Risque de taux d'intérêt

Les variations de taux d'intérêt peuvent avoir une incidence sur nos coûts d'emprunt et les produits fondés sur la capacité que nous recevons de nos centrales de l'Alberta assujetties à des CAÉ. Les variations de notre coût en capital peuvent également avoir une incidence sur la faisabilité des nouveaux projets d'expansion.

Nous gérons le risque de taux d'intérêt de la façon suivante en établissant et en suivant des politiques, notamment :

- En ayant recours à une combinaison de titres d'emprunt à taux fixe et à taux variable.
- En surveillant la répartition entre titres d'emprunt à taux fixe et titres d'emprunt à taux variable et en y apportant des ajustements, au besoin, afin de maintenir une répartition efficace.

Au 31 décembre 2018, environ 14 % (6 % en 2017) du total de notre dette était exposé aux fluctuations des taux d'intérêt variables en raison d'une combinaison de titres d'emprunt à taux d'intérêt variables et de swaps de taux d'intérêt.

La sensibilité des fluctuations des taux d'intérêt par rapport à notre résultat net est présentée ci-dessous :

Facteur	Augmentation ou diminution (%)	Incidence approximative sur le résultat net
Taux d'intérêt	15 %	1 million de dollars avant impôts

Risque lié à la gestion de projets

Dans le cadre des projets en immobilisations, nous sommes exposés aux risques liés au dépassement de coûts, à l'échéancier et au rendement.

Nous gérons ces risques de la façon suivante :

- En nous assurant que tous les projets sont passés en revue afin de vérifier si les processus et politiques établis sont suivis, que les risques ont été repérés et quantifiés de façon adéquate, que les hypothèses sont raisonnables et que les rendements sont prévus de façon réaliste avant l'approbation de la haute direction et du conseil d'administration.
- En ayant recours à des méthodes et à des processus de gestion de projets uniformes et rigoureux.
- En procédant à des analyses détaillées des aspects économiques des projets avant la construction ou l'acquisition et en établissant notre stratégie relative à la conclusion de contrats afin d'assurer une composition appropriée de capacité marchande et de capacité prévue par contrat avant le début des travaux.
- En élaborant des plans exhaustifs comportant un chemin critique, un calendrier des principales dates de livraison et des plans d'urgence et en effectuant un suivi à leur égard.
- En nous assurant de clore le projet de façon à incorporer toute leçon tirée de celui-ci à un projet ultérieur d'importance.
- En établissant le prix et la disponibilité de l'équipement ainsi que les taux de change, en obtenant des garanties et en concluant des ententes économiquement réalisables avant d'entreprendre le projet.
- En négociant des conventions collectives afin de garantir les coûts et la productivité.

Risque lié aux ressources humaines

Le risque lié aux ressources humaines découle de l'incidence possible sur nos activités des modifications survenues sur le lieu de travail. Le risque lié aux ressources humaines peut être attribuable à différents facteurs :

- Une interruption possible découlant d'un conflit de travail à nos installations de production.
- La réduction de la productivité en raison du roulement des postes.
- L'incapacité de parachever des travaux essentiels en raison de postes vacants.
- L'incapacité de maintenir une rémunération juste en raison des modifications du taux du marché.
- L'insuffisance de compétences imputable à une formation déficiente, au fait que les employés existants n'ont pas veillé au transfert des connaissances ou au manque d'expérience des employés actuels.

Nous gérons le risque lié aux ressources humaines de la façon suivante :

- En surveillant les échelles de rémunération au sein de l'industrie et en versant des salaires qui correspondent à ces mesures.
- En ayant recours à une rémunération incitative afin que les objectifs des employés soient conformes à ceux de la Société.
- En surveillant et en gérant les niveaux cibles de roulement du personnel.
- En nous assurant que les nouveaux employés reçoivent la formation appropriée et possèdent les compétences requises pour exécuter leurs tâches.

En 2018, 50 % (52 % en 2017) de notre main-d'œuvre était visée par 10 conventions collectives (11 en 2017). En 2018, quatre conventions collectives (quatre en 2017) ont été renégociées. Nous prévoyons négocier avec succès cinq conventions collectives en 2019.

Risque lié à la réglementation et à la politique

Le risque lié à la réglementation et à la politique à l'égard de nos activités découle des changements éventuels apportés aux structures de réglementation existantes et de l'influence de la politique sur nos structures. Ce risque peut découler de

la réglementation et de la déréglementation du marché, de la surveillance et du contrôle accrus, des changements de structure ou de conception des marchés ou d'influences imprévues. Les règles du marché sont en constante évolution, et nous ne pouvons prédire s'il y aura des changements importants à la réglementation en matière d'environnement ni les conséquences ultimes que ces changements pourraient avoir sur nos activités. Ce risque comprend, notamment, les incertitudes associées à la mise en place de marchés de capacité pour l'électricité dans les provinces d'Alberta et d'Ontario, les incertitudes associées à l'élaboration de politiques de tarification du carbone, la qualification de nos centrales alimentées aux énergies renouvelables en Alberta pour la production de quotas de GES échangeables dans le cadre de la transition du règlement sur les émetteurs de gaz spécifiques vers la nouvelle réglementation qui sera libellée de façon à entériner le Plan de leadership sur le climat de l'Alberta en 2020, et comprend également l'influence de la réglementation sur la valeur des quotas ou des crédits.

Nous gérons ces risques systématiquement grâce à nos groupes de conformité à la réglementation et aux lois et à notre programme de conformité, lequel fait l'objet d'un examen périodique afin d'assurer son efficacité. Nous collaborons avec les gouvernements, les organismes de réglementation, les exploitants de réseaux électriques et d'autres parties prenantes pour tenter de trouver une solution à ces questions à mesure qu'elles surviennent. Nous suivons de près les changements aux règles et concepts du marché et nous prenons part aux processus d'engagement des parties prenantes menés par des organismes du secteur et du gouvernement. Ces mesures ainsi que d'autres avenues nous permettent de participer activement aux débats sur la défense des droits et les politiques à différents niveaux. Ces négociations avec les parties prenantes nous ont permis de prendre part proactivement à des débats à plus long terme avec les gouvernements et des organismes de réglementation.

Les investissements à l'étranger sont exposés à des incertitudes et à des risques particuliers liés à la structure politique, sociale et économique et au régime réglementaire de chaque pays. La Société atténue ce risque au moyen d'un financement sans recours et d'une assurance.

Risque lié au transport

L'accès aux lignes de transport d'énergie et la capacité de transport des lignes existantes et nouvelles sont essentiels pour nous permettre d'offrir à nos clients l'électricité produite dans nos centrales. Le risque lié aux infrastructures vieillissantes de transport dans les marchés où nous exerçons nos activités continue d'augmenter du fait que les nouvelles connexions au réseau électrique sont insuffisantes pour répondre à la demande malgré l'ajout de connexions dans le cadre de nouveaux projets visant à élargir le réseau de transport.

Risque lié à la réputation

Notre réputation est l'un de nos plus précieux actifs. Le risque lié à la réputation est inhérent à nos activités en raison des changements d'opinion du public, des partenaires privés, des gouvernements et d'autres entités.

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

- En nous efforçant d'avoir de bonnes relations avec nos voisins et partenaires d'affaires dans les régions où nous exerçons nos activités afin d'établir des liens durables fondés sur une compréhension mutuelle qui se traduiront par des solutions que nous pourrions mettre en œuvre en collaboration avec nos voisins et d'autres parties prenantes au sein des collectivités.
- En communiquant clairement de façon périodique et transparente nos objectifs et priorités d'affaires à diverses parties prenantes.
- En utilisant des technologies novatrices en vue d'améliorer nos activités, notre environnement de travail et notre empreinte environnementale.
- En entretenant des relations positives avec les différentes instances gouvernementales.
- En faisant du développement durable une stratégie d'entreprise à plus long terme.
- En nous assurant que chaque décision d'affaires est prise en toute intégrité et conformément aux valeurs de notre Société.
- En expliquant aux parties prenantes, en temps opportun, l'incidence et le motif des décisions d'affaires.
- En maintenant des valeurs d'entreprise solides qui soutiennent les initiatives associées à la gestion du risque lié à la réputation, y compris la signature annuelle du code de conduite.

Risque lié à la structure de l'entreprise

Nous menons une part importante de nos activités par l'intermédiaire de filiales et de partenariats. Notre capacité à nous acquitter de nos obligations quant au service de la dette dépend des résultats d'exploitation de nos filiales et des fonds que celles-ci nous versent sous la forme notamment de distributions, de prêts, de dividendes ou autrement. En outre, nos filiales peuvent être assujetties à des restrictions légales ou contractuelles qui limitent leur capacité à nous verser des distributions en espèces.

Risque lié à la cybersécurité

Nous sommes tributaires de nos technologies de l'information pour traiter, transmettre et stocker l'information électronique et les données que nous utilisons pour exploiter nos actifs de façon sécuritaire. Dans le contexte de la cybersécurité en constante évolution, les attaques ou autres atteintes à la sécurité du réseau ou des systèmes d'information peuvent entraîner l'interruption de nos activités commerciales. Les responsables des cyberattaques peuvent avoir recours à des techniques, allant de l'exploitation des vulnérabilités de notre base d'utilisateurs à l'utilisation unique ou multiple de codes malveillants sophistiqués pour tenter de passer outre nos contrôles de sécurité du réseau. Ils peuvent également utiliser une combinaison de plusieurs techniques pour contourner les dispositifs de protection comme les pare-feu, les systèmes de prévention des intrusions et les logiciels antivirus qui se trouvent dans nos systèmes d'infrastructure de réseau. La réussite d'une cyberattaque pourrait entraîner l'interception, la destruction, l'utilisation ou la diffusion non autorisées de notre information et l'interruption de nos activités commerciales.

Nous prenons continuellement des mesures pour protéger notre infrastructure contre les cyberattaques potentielles qui peuvent causer des dommages à notre infrastructure, à nos systèmes et à nos données. Notre programme de cybersécurité est aligné sur les meilleures pratiques de l'industrie pour veiller au maintien d'une approche holistique en matière de sécurité. Nous avons mis en place des contrôles de sécurité pour protéger nos données et nos activités commerciales, y compris des mesures de contrôle de l'accès, des systèmes de détection et de prévention des intrusions, des activités d'enregistrement et de surveillance des réseaux, et la mise en œuvre de politiques et procédures pour assurer la sécurité des activités de l'entreprise. Nous avons également mis en place des programmes de sensibilisation à la sécurité visant à renseigner les utilisateurs sur les risques liés à la cybersécurité et leurs responsabilités relativement à la protection de l'entreprise.

Bien que nous ayons mis en place des systèmes, des politiques, du matériel, des pratiques et des procédures de sauvegarde des données conçus de manière à nous protéger contre les atteintes à la sécurité des centrales, des infrastructures et des données ou à en limiter l'incidence, rien ne garantit que ces mesures seront suffisantes pour empêcher les atteintes à la sécurité ou, si ces atteintes se produisent, qu'elles seront réprimées de manière appropriée et en temps opportun. Nous surveillons étroitement la mise en œuvre de nos mesures de prévention et de détection pour gérer ces risques.

Conjoncture économique générale

Les fluctuations de la conjoncture économique générale influent sur la demande de produits, les produits des activités ordinaires, les charges d'exploitation, le calendrier et le montant des dépenses d'investissement, la valeur de recouvrement nette des immobilisations corporelles, les coûts de financement, le risque de crédit et de liquidité, et le risque de contrepartie.

Impôts sur le résultat

Nos activités sont complexes, et nos établissements sont situés dans plusieurs pays. Le calcul de la provision pour impôts sur le résultat repose sur des interprétations, des lois et des règlements de nature fiscale qui sont en constante évolution. Nos déclarations de revenus peuvent faire l'objet de vérifications par les autorités fiscales. La direction est d'avis que sa provision pour impôts sur le résultat est appropriée et conforme aux IFRS d'après toute l'information dont elle dispose.

La Société est assujettie aux lois, aux conventions et aux réglementations fiscales en constante évolution à l'intérieur des pays et entre ceux-ci. Diverses propositions fiscales dans les pays où nous exerçons nos activités pourraient entraîner des changements au titre de la méthode de calcul des impôts différés ou pourraient entraîner des changements au titre de la charge d'impôts sur le résultat ou de la charge d'impôts autre que sur le résultat. Récemment, l'accent a été mis davantage

sur les enjeux liés à la fiscalité des sociétés multinationales. Une modification dans les lois, les conventions ou les réglementations fiscales ou à l'égard de leur interprétation pourrait se traduire par une charge d'impôts sur le résultat ou une charge d'impôts autre que sur le résultat nettement plus élevée et susceptible d'avoir un effet néfaste important sur la Société.

La sensibilité de notre résultat net aux modifications du taux d'imposition est présentée ci-dessous :

Facteur	Augmentation ou diminution (%)	Incidence approximative sur le résultat net
Taux d'imposition	1	1 million de dollars

Litiges éventuels

Nous sommes à l'occasion partie à divers litiges et à diverses réclamations et poursuites dans le cours normal de nos affaires. Nous examinons chacune de ces réclamations, notamment leur nature, le montant en question et la disponibilité de garanties d'assurance. Il ne peut y avoir de garantie quant à l'issue favorable des litiges, réclamations et poursuites ou à l'incidence négative de nos obligations à l'égard de ces réclamations, le cas échéant, que ces dernières pourraient avoir sur la Société ou nos activités, nos résultats d'exploitation ou nos résultats financiers.

Autres éventualités

La Société souscrit des garanties d'assurance que la direction juge appropriées. Aucun changement important n'a été apporté à nos garanties d'assurance au moment du renouvellement des contrats d'assurance le 31 décembre 2018. Les garanties d'assurance de la Société ne seront peut-être pas offertes à l'avenir à des conditions raisonnables sur le plan commercial. Rien ne garantit que nos garanties d'assurance seront totalement suffisantes pour compenser les pertes subies. Dans l'éventualité d'un événement économique majeur, il se pourrait que les assureurs ne puissent pas payer la totalité des réclamations. Tous nos contrats d'assurance sont assujettis à des exclusions standard. La Société n'a contracté aucune assurance contre les cyberrisques.

Quatrième trimestre

Faits saillants financiers consolidés

Trois mois clos les 31 décembre	2018	2017
Produits des activités ordinaires	622	638
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(122)	(145)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	132	81
BAlIA aux fins de comparaison ¹	233	275
Fonds provenant des activités d'exploitation ¹	217	219
Flux de trésorerie disponibles ¹	98	101
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,43)	(0,50)
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ¹	0,76	0,76
Flux de trésorerie disponibles par action ¹	0,34	0,35
Dividendes déclarés sur actions ordinaires ²	0,08	0,04
Dividendes déclarés sur actions privilégiées ²	0,52	0,26

1) Ces éléments ne sont pas définis selon les IFRS. La présentation de ces éléments d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Voir la rubrique «Analyse des résultats financiers consolidés» du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements des mesures établies selon les IFRS.

2) Les dividendes déclarés varient d'un exercice à l'autre en raison du calendrier des dividendes déclarés.

Faits saillants financiers

Nous avons obtenu des résultats constants au quatrième trimestre; les flux de trésorerie disponibles se sont chiffrés à 98 millions de dollars, comparativement à 101 millions de dollars par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. Les fonds provenant des activités d'exploitation se sont élevés à 217 millions de dollars, lesquels étaient comparables à ceux du quatrième trimestre de 2017, les activités ayant encore enregistré une solide performance.

La perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires au quatrième trimestre de 2018 a été de 122 millions de dollars (perte nette de 0,43 \$ par action), contre une perte nette de 145 millions de dollars (résultat net de 0,50 \$ par action), soit une amélioration de 23 millions de dollars du résultat net par rapport à la période correspondante de 2017. Cette amélioration s'explique par le recouvrement d'impôts sur le résultat de 16 millions de dollars par rapport à la charge d'impôts sur le résultat de 105 millions de dollars comptabilisée en 2017 qui était élevée en raison de la réduction du taux d'imposition aux États-Unis. L'amélioration a été en partie contrebalancée par la baisse du BAIIA aux fins de comparaison de 42 millions de dollars et la radiation des frais de mise en valeur de projet de 23 millions de dollars au quatrième trimestre de 2018.

Flux de trésorerie sectoriels générés par les activités et rendement de l'exploitation

Les flux de trésorerie sectoriels générés par nos activités mesurent la trésorerie nette provenant de chacun de nos secteurs, déduction faite des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité, des frais de restauration des lieux et des provisions. Sont aussi exclus les profits ou les pertes latents sans effet de trésorerie liés à la réévaluation à la valeur de marché. Il s'agit des flux de trésorerie disponibles pour payer nos intérêts et impôts au comptant, verser les distributions à nos partenaires sans contrôle et les dividendes à nos porteurs d'actions privilégiées, faire croître nos activités, rembourser la dette et distribuer des capitaux à nos actionnaires.

Le tableau suivant présente les flux de trésorerie sectoriels et le rendement de l'exploitation pour l'entreprise au quatrième trimestre :

Trois mois clos les 31 décembre	2018	2017
Disponibilité (%) ¹	91,5	88,4
Production (GWh) ¹	8 276	10 374
Flux de trésorerie sectoriels²		
Charbon au Canada	16	11
Charbon aux États-Unis	21	15
Gaz au Canada	59	56
Gaz en Australie ³	35	33
Énergie éolienne et énergie solaire	74	73
Hydroélectricité	11	10
Entrées de trésorerie liées à la production	216	198
Commercialisation de l'énergie	10	15
Siège social	(34)	(28)
Total des entrées de trésorerie aux fins de comparaison	192	185

1) La disponibilité et la production comprennent tous les actifs de production (activités de production et contrats de location-financement) et excluent les actifs hydroélectriques et les placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence. La production comprend tous les actifs de production, peu importe l'instrument de placement et le type de combustible.

2) Cet élément n'est pas défini selon les IFRS. La présentation de cet élément d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Voir la rubrique «Analyse des résultats financiers consolidés» du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements des mesures établies selon les IFRS.

3) Les flux de trésorerie de 2017 ont été révisés pour refléter les incidences de la variation des créances à long terme dans le secteur Gaz en Australie.

La disponibilité ajustée pour la période de trois mois close le 31 décembre 2018 s'est améliorée en regard de celle de la période correspondante de 2017. La production pour la période de trois mois close le 31 décembre 2018 a reculé par rapport à celle de la période correspondante de 2017 en raison surtout de la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance et de réductions de la capacité nominale, le tout en partie contrebalancé par l'amélioration de l'optimisation de la répartition dans le secteur Charbon aux États-Unis et la hausse des prix des services accessoires dans le secteur Hydroélectricité.

Les flux de trésorerie générés par l'entreprise ont totalisé 192 millions de dollars au quatrième trimestre, une augmentation de 7 millions de dollars par rapport à ceux de l'exercice précédent. L'augmentation des flux de trésorerie est principalement attribuable à la vigueur des prix marchands sur le marché de l'Alberta, à la baisse des dépenses d'investissement de maintien et au règlement d'une créance à long terme dans le secteur Gaz en Australie, le tout en partie contrebalancé par la hausse des coûts de conformité liés au carbone.

Analyse des résultats financiers consolidés

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité selon diverses mesures. Certaines des mesures financières analysées dans le présent rapport de gestion, y compris les chiffres aux fins de comparaison présentés ci-après, ne sont pas définies selon les IFRS et, par conséquent, ne doivent pas être considérées isolément ou comme une mesure de remplacement du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ou des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ou comme une mesure plus significative de ceux-ci, ainsi qu'ils sont calculés selon les IFRS, aux fins de l'évaluation de notre rendement financier ou de notre situation de trésorerie. Ces mesures ne sont pas nécessairement comparables aux mesures intitulées de façon similaire par d'autres sociétés. Chaque secteur d'activité est responsable de ses propres résultats d'exploitation, mesurés selon le BAIIA aux fins de comparaison et les flux de trésorerie générés par les activités. La marge brute est également une mesure utile puisqu'elle fournit à la direction et aux investisseurs une mesure du rendement d'exploitation qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

BAIIA aux fins de comparaison

Le tableau suivant présente un rapprochement du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et du BAIIA aux fins de comparaison :

Trois mois clos les 31 décembre	2018	2017
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(122)	(145)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	43	19
Dividendes sur actions privilégiées	20	10
Résultat net	(59)	(116)
<i>Ajustements pour rapprocher le résultat net du BAIIA aux fins de comparaison</i>		
Charge d'impôts sur le résultat	(16)	105
Profit à la vente d'actifs et autres	—	(1)
Perte (profit) de change	—	(6)
Charge d'intérêts nette	50	57
Amortissement	152	180
<i>Reclassements aux fins de comparaison</i>		
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	15	15
Amortissement minier inclus dans le coût du combustible	37	20
Produit d'intérêts australien	1	1
<i>Ajustements des résultats aux fins de rapprochement avec le BAIIA aux fins de comparaison</i>		
Incidences du renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga ¹	30	20
Imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs	23	—
BAIIA aux fins de comparaison	233	275

1) Les incidences du renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 sont comme suit : produits des activités ordinaires de 30 millions de dollars (29 millions de dollars en 2017) et recouvrement lié aux contrats de location de terrains renégociés de néant (9 millions de dollars en 2017).

2) Les imputations pour dépréciation d'actifs pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 comprennent une radiation des frais de mise en valeur de projet de 23 millions de dollars.

Le BAIIA sectoriel aux fins de comparaison pour les trimestres clos les 31 décembre 2018 et 2017 est présenté sommairement ci-après :

Trois mois clos les 31 décembre	2018	2017
BAIIA aux fins de comparaison		
Charbon au Canada	56	66
Charbon aux États-Unis	(1)	21
Gaz au Canada	73	62
Gaz en Australie	32	29
Énergie éolienne et énergie solaire	72	78
Hydroélectricité	17	14
Commercialisation de l'énergie	12	25
Siège social	(28)	(20)
Total du BAIIA aux fins de comparaison	233	275

Le BAIIA aux fins de comparaison pour le quatrième trimestre de 2018 a diminué de 42 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2017, principalement pour les raisons suivantes :

- Les résultats du secteur Charbon au Canada ont reculé de 10 millions de dollars en raison surtout de la hausse des coûts de conformité liés au carbone en 2018.
- Les résultats du secteur Charbon aux États-Unis ont reculé de 22 millions de dollars principalement en raison des variations non favorables liées à la réévaluation à la valeur de marché latente de nos positions.
- Le BAIIA aux fins de comparaison de notre secteur Gaz au Canada a augmenté de 11 millions de dollars d'une période à l'autre du fait de l'incidence de la hausse des prix du marché.
- Le BAIIA aux fins de comparaison de notre Gaz en Australie a augmenté de 3 millions de dollars et a été assez semblable aux résultats de l'exercice précédent.
- Les résultats de notre secteur Énergie éolienne et énergie solaire ont diminué de 6 millions de dollars d'une période à l'autre en raison surtout de la baisse de la production, en partie contrebalancée par la hausse des prix en Alberta.
- Les résultats du secteur Hydroélectricité ont augmenté de 3 millions de dollars d'une période à l'autre du fait de l'augmentation des produits des activités ordinaires tirés des services accessoires.
- Le BAIIA aux fins de comparaison du secteur Commercialisation de l'énergie a diminué de 13 millions de dollars au quatrième trimestre de 2018 par rapport à celui de 2017, principalement en raison des résultats très solides sur le marché de l'Alberta en 2017.
- Les coûts du secteur Siège social ont augmenté de 8 millions de dollars au quatrième trimestre surtout du fait de l'augmentation des coûts liés aux entrepreneurs.

Fonds provenant des activités d'exploitation et flux de trésorerie disponibles

Les fonds provenant des activités d'exploitation par action et les flux de trésorerie disponibles par action sont calculés en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période. Les fonds provenant des activités d'exploitation, les fonds provenant des activités d'exploitation par action, les flux de trésorerie disponibles et les flux de trésorerie disponibles par action sont des mesures non conformes aux IFRS et, par conséquent, ne doivent pas être considérés isolément ou comme des mesures de remplacement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation établis selon les IFRS ou encore comme des mesures plus significatives que ceux-ci, aux fins de l'évaluation de notre rendement ou de notre situation de trésorerie. Se reporter à la rubrique « Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles » ci-dessus et ailleurs dans le présent rapport de gestion pour plus de plus amples renseignements. Le tableau ci-dessous présente un rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles.

Trois mois clos les 31 décembre	2018	2017
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	132	81
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	69	121
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	201	202
Ajustements		
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	15	15
Divers	1	2
Fonds provenant des activités d'exploitation	217	219
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien	(56)	(62)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(9)	(9)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(10)	(10)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(43)	(36)
Divers	(1)	(1)
Flux de trésorerie disponibles	98	101
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	286	288
Fonds provenant des activités d'exploitation par action	0,76	0,76
Flux de trésorerie disponibles par action	0,34	0,35

Au quatrième trimestre de 2018, les fonds provenant des activités d'exploitation ont diminué de 2 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2017. Les flux de trésorerie disponibles ont diminué de 3 millions de dollars d'une période à l'autre puisque nous avons poursuivi la réduction des dépenses d'investissement de maintien pour faire suite à notre décision de mettre à l'arrêt certaines unités de la centrale de Sundance.

Le tableau ci-dessous rapproche le BAIIA aux fins de comparaison avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles :

Trois mois clos les 31 décembre	2018	2017
BAIIA aux fins de comparaison	233	275
Provisions	—	(10)
(Profits) pertes latents sur les activités de gestion du risque	27	(8)
Charge d'intérêts	(40)	(52)
Charge d'impôt exigible	(10)	(6)
Profit (perte) de change réalisé	1	8
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(8)	(7)
Autres éléments sans effet de trésorerie	14	19
Fonds provenant des activités d'exploitation	217	219
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien	(56)	(62)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(9)	(9)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(10)	(10)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(43)	(36)
Divers	(1)	(1)
Flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison	98	101
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	286	288
Fonds provenant des activités d'exploitation par action aux fins de comparaison par action	0,76	0,76
Flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison par action	0,34	0,35

Principales informations trimestrielles

Nos résultats sont à caractère saisonnier en raison de la nature du marché de l'électricité et des coûts du combustible connexes. Les coûts d'entretien sont généralement plus élevés au printemps et à l'automne, lorsque les prix de l'électricité sont censés être inférieurs, alors qu'ils augmentent habituellement pendant les périodes de pointe de l'hiver et de l'été sur nos principaux marchés en raison des charges requises pour le chauffage ou la climatisation. Les marges sont également touchées de manière générale durant le deuxième trimestre en raison du volume de production hydroélectrique provenant de l'écoulement printanier et des précipitations dans la région du nord-ouest du Pacifique, qui a une incidence sur la production de notre secteur Charbon aux États-Unis. En règle générale, les centrales hydroélectriques produisent la majeure partie de leur électricité et enregistrent la majeure partie de leurs produits au printemps lorsque le niveau des bassins hydrographiques et des rivières commence à monter en raison de la fonte des neiges. À l'opposé, les vents sont historiquement plus forts pendant les mois froids de l'hiver et plus faibles pendant les mois chauds de l'été.

	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T4 2018
Produits des activités ordinaires	588	446	593	622
BAlIA aux fins de comparaison	416	225	249	233
Fonds provenant des activités d'exploitation	318	188	204	217
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	65	(105)	(86)	(122)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ¹	0,23	(0,36)	(0,30)	(0,43)
	T1 2017	T2 2017	T3 2017	T4 2017
Produits des activités ordinaires	578	503	588	638
BAlIA aux fins de comparaison	274	268	245	275
Fonds provenant des activités d'exploitation	202	187	196	219
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	—	(18)	(27)	(145)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ¹	—	(0,06)	(0,09)	(0,50)

1) Le résultat de base et dilué par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et le résultat par action aux fins de comparaison sont calculés chaque période à l'aide du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pendant la période. Ainsi, la somme des résultats par action pour les quatre trimestres représentant l'année civile peut parfois différer du résultat par action annuel.

Le résultat net, le BAlIA aux fins de comparaison et les fonds provenant des activités d'exploitation présentés sont généralement supérieurs aux premier et quatrième trimestres du fait de la forte demande associée au froid hivernal sur les marchés où nous exerçons nos activités et de la diminution des interruptions planifiées.

Les variations et les événements suivants ont également eu une incidence sur le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires :

- Répercussions de l'imputation pour dépréciation au cours des deuxième, troisième et quatrième trimestres de 2018 et du deuxième trimestre de 2017
- Comptabilisation du paiement de résiliation anticipé de 157 millions de dollars reçu à l'égard des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance au cours du premier trimestre de 2018
- Reprise d'une réduction de valeur des actifs d'impôt différé au deuxième trimestre de 2017
- Variation des taux d'imposition aux États-Unis au quatrième trimestre de 2017
- Répercussions des profits latents non comparables au premier trimestre de 2017 sur les instruments financiers intersociétés qui sont attribuables uniquement aux participations ne donnant pas le contrôle
- Répercussions des changements dans la durée d'utilité de certains actifs du secteur Charbon au Canada au cours des premier, deuxième et troisième trimestres de 2017
- Répercussions d'une dépréciation de 137 millions de dollars en 2017 sur les instruments financiers intersociétés qui est attribuable uniquement aux participations ne donnant pas le contrôle

Contrôles et procédures de communication de l'information

La direction est responsable de l'établissement et du maintien d'un processus de contrôle interne à l'égard de l'information financière («CIIF») pertinent et de contrôles et procédures de communication de l'information («CPCI»). Le CIIF et les CPCI au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018 n'ont fait l'objet d'aucun changement ayant eu une incidence importante ou pouvant raisonnablement avoir une incidence importante sur notre CIIF et nos CPCI.

Le CIIF est un cadre conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers consolidés ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux IFRS. La direction s'est appuyée sur le cadre intégré de contrôle interne publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (cadre de travail de 2013) pour évaluer l'efficacité du CIIF de la Société.

Les CPCI désignent les contrôles et autres procédures visant à assurer que l'information devant être communiquée dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu des lois sur les valeurs mobilières est constatée, traitée, résumée et présentée dans les délais prescrits dans les lois sur les valeurs mobilières applicables. Les CPCI comprennent, sans s'y limiter, les contrôles et procédures conçus pour nous assurer que l'information que nous devons communiquer dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu des lois sur les valeurs mobilières est consignée et communiquée à la direction, y compris notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances, selon le cas, pour permettre la prise de décisions en temps opportun se rapportant à notre obligation de communication de l'information.

Ensemble, les cadres que constituent le CIIF et les CPCI fournissent un contrôle interne à l'égard de l'information financière et de la communication de l'information. En concevant et en évaluant notre CIIF et nos CPCI, la direction reconnaît que tous les contrôles et procédures, quelle qu'en soit la qualité de conception et de fonctionnement, ne peuvent que fournir une assurance raisonnable pour ce qui est d'atteindre les objectifs souhaités en matière de contrôle et, par conséquent, ne permettent pas nécessairement de prévenir ou de détecter toutes les anomalies. De plus, l'efficacité du CIIF est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures varie.

La direction a évalué, avec la participation de notre chef de la direction et de notre chef de la direction des finances, l'efficacité de notre CIIF et de nos CPCI à la fin de la période visée par le présent rapport. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances ont conclu que, en date du 31 décembre 2018, fin de la période visée par le présent rapport, notre CIIF et nos CPCI étaient efficaces.