



TransAlta Corporation

Rapport de gestion

31 décembre 2020

Table des matières

Modèle d'affaires	RG2	Autre analyse consolidée	RG68
Énoncés prospectifs	RG3	Méthodes et estimations comptables critiques	RG73
Stratégie d'entreprise	RG5	Modifications comptables	RG83
Faits saillants	RG12	Instruments financiers	RG86
Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture	RG14	Questions environnementales, sociales et de gouvernance («ESG»)	RG88
Résultats sectoriels aux fins de comparaison	RG19	Production d'énergie fiable, peu coûteuse et durable	RG91
Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles	RG32	Gestion du capital environnemental	RG94
Analyse des résultats financiers consolidés	RG33	Gestion des changements climatiques	RG106
Quatrième trimestre	RG39	Gestion du capital humain	RG117
Analyse des résultats financiers consolidés pour le quatrième trimestre	RG41	Gestion du capital social et sociétal	RG123
Principales informations trimestrielles	RG45	Gestion du capital manufacturier	RG130
Principaux ratios financiers	RG46	Performance en matière de développement durable de 2020	RG133
Situation financière	RG52	Cibles de développement durable pour 2021 et au-delà	RG136
Flux de trésorerie	RG54	Gouvernance et gestion du risque	RG139
Capital financier	RG55	Contrôles et procédures de communication de l'information	RG156
Perspectives financières pour 2021	RG62		
Forces concurrentielles	RG65		
Capital du portefeuille de production d'électricité	RG67		

Le présent rapport de gestion doit être lu avec nos états financiers consolidés audités annuels de 2020 (les «états financiers consolidés») et notre notice annuelle de 2020 pour l'exercice clos le 31 décembre 2020. Les 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 2020. Tous les montants dans 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. Tous les autres montants présentés dans le présent rapport de gestion sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Le présent rapport de gestion est daté du 2 mars 2021. 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.

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 109 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 8 128 mégawatts («MW»)¹ de capacité, et recourons à un large éventail de combustibles, dont l'hydroélectricité, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, le gaz naturel et le charbon thermique. La Société entreprend actuellement une transition pluriannuelle visant à convertir ou à mettre hors service complètement toutes ses unités de charbon thermique d'ici la fin de 2025. Cette transition entraînera l'arrêt de la production au charbon dans toutes les centrales thermiques en Alberta et l'arrêt de toutes les activités d'exploitation minière du charbon d'ici le 31 décembre 2021. Notre centrale alimentée au charbon de Centralia dans l'État de Washington s'est engagée à cesser ses activités dans le cadre du projet de loi intitulé *TransAlta Energy Transition Bill*. Conformément à notre engagement en vertu de ce projet de loi, l'unité 1 de Centralia a cessé ses activités le 31 décembre 2020 et l'unité restante devrait en faire autant le 31 décembre 2025. 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 la production d'électricité propre, soucieux d'assurer un avenir durable. Notre mission est de fournir de l'électricité propre, sécuritaire, fiable et à faible coût. Comptant 109 ans au service de l'économie et des collectivités, nous utilisons 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 sécurité, l'innovation, le développement durable, l'intégrité et le respect, ce qui nous permet de travailler à la réalisation de nos objectifs communs. Ces valeurs sont les principes qui définissent notre culture d'entreprise. Elles reflètent nos compétences et notre philosophie, tout en fournissant un cadre pour tout ce que nous entreprenons, orientant à la fois la conduite en interne et les relations externes. Ces valeurs sont au centre de notre réussite.

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. Nous visons un profil de risque de faible à modéré à long terme tout en assurant une juste répartition du capital et en maintenant une solidité financière pour permettre une certaine souplesse financière. La croissance de nos flux de trésorerie sectoriels découle de l'optimisation et de la diversification de nos actifs existants et de l'expansion de notre portefeuille global et de notre présence au Canada, aux États-Unis d'Amérique («États-Unis») et en Australie. Nous nous concentrons sur ces territoires, car notre savoir-faire, notre envergure et notre gamme diversifiée de combustibles créent un avantage concurrentiel dont nous pouvons tirer parti pour saisir des occasions d'expansion et créer de la valeur pour nos actionnaires.

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 sociaux et de la collectivité, ce que nous nommons E²SG. Le présent rapport de gestion intègre la présentation de notre information financière ou des caractéristiques économiques («E») et de notre performance en matière de développement durable qui englobe les questions environnementales, sociales et de gouvernance («ESG»). Les principaux éléments de l'information en matière de développement durable se fondent sur notre évaluation de l'importance relative du développement durable. Afin d'éclairer la discussion et de fournir un contexte sur la manière dont les E²SG influent sur nos activités, nous avons eu recours aux directives des commissions provinciales des valeurs mobilières, à la Global Reporting Initiative, au Sustainability Accounting Standards Board et au Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques. Notre contenu est fondé sur les recommandations relatives aux capitaux non traditionnels de l'International Integrated Reporting Framework. De plus, nous faisons le suivi du rendement de 80 indicateurs clés du rendement («ICR») liés au développement durable et avons obtenu un rapport d'assurance limitée sur les ICR importants d'Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.

¹ Nous mesurons la capacité comme étant la capacité maximale nette (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.

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 : notre rendement d'exploitation et la transition vers la production d'énergie propre, y compris notre objectif d'éliminer le charbon comme source de combustible dans les centrales thermiques en Alberta d'ici 2021; notre plan d'investissement dans l'énergie propre et les avantages qui en découlent; la transition vers une énergie propre à 100 % d'ici 2025; la source de financement du plan d'investissement dans l'énergie propre; nos stratégies de transformation, de croissance, de répartition du capital et de réduction de la dette; les possibilités de croissance de 2021 et au-delà, notamment notre potentiel de croissance dans le secteur des énergies renouvelables et dans les actifs sur place et de cogénération, y compris la demande y afférente et les acquisitions de nouveaux projets d'aménagement; le montant des capitaux affectés à de nouveaux projets de croissance ou de mise en valeur et le financement qui s'y rapporte; notre rendement financier futur attendu et nos résultats anticipés, y compris nos perspectives et nos objectifs de rendement; nos attentes que la vente de la participation de TransAlta dans le gazoduc Pioneer soit clôturée en 2021; l'obtention d'un financement dans le cadre du programme Subvention salariale d'urgence du Canada; la possibilité de parvenir à une solution commerciale avec Energy Transfer Canada concernant la construction et l'exploitation de l'unité 3 de la centrale de cogénération de Kaybob; 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 et de coûts d'entretien, et la variabilité de ces coûts; la conversion au gaz naturel de nos centrales alimentées au charbon ou leur rééquipement, et le calendrier et les coûts des travaux; les attentes quant aux avantages liés aux conversions et au rééquipement; les modalités de tout autre programme de rachat d'actions proposé, 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 («TSX»); 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, 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; l'atténuation des risques et son efficacité, y compris relativement au risque lié aux changements climatiques, à la gestion environnementale, à la cybersécurité, aux prix des produits de base et à l'approvisionnement en combustible; 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; y compris le litige avec Fortescue Metals Group Ltd. concernant la centrale de South Hedland et la procédure entamée par Mangrove (définie ci-après) relativement à l'investissement de Brookfield, chacun étant examiné plus en détail ci-après; notre capacité d'atteindre nos objectifs en matière d'E²SG; 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, au dollar australien 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 : les perturbations engendrées par la COVID-19 ne seront pas de beaucoup plus onéreuses pour la Société, ce qui comprend sa capacité de poursuivre ses activités à titre de fournisseur de services essentiels; 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 prix au comptant de l'électricité en Alberta se situant entre 58 \$ et 68 \$ le mégawattheure («MWh») en 2021; les prix au comptant de l'électricité dans la région du Mid-Columbia se situant entre 25 \$ US et 35 \$ US le MWh en 2021; les dépenses d'investissement de maintien variant entre 175 millions de dollars et 210 millions de dollars en 2021; les dépenses d'investissement liées à la productivité se situant entre 3 millions de dollars et 7 millions de dollars; les taux d'actualisation applicables; notre pourcentage de participation dans TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables») ne change pas de manière importante; aucune diminution des dividendes à recevoir de TransAlta Renewables; la prolongation de la durée d'utilité prévue des centrales thermiques en Alberta et les résultats financiers anticipés générés par la conversion ou le renouvellement des systèmes de production; les hypothèses concernant la capacité des unités converties à être concurrentielles sur le marché de l'énergie de l'Alberta; et les hypothèses à l'égard de notre stratégie et de nos priorités actuelles, notamment celles qui ont trait à la conversion au gaz, à la croissance des activités de TransAlta Renewables et à la réalisation de tous les avantages économiques découlant de notre capacité, de l'énergie et des services auxiliaires.

Les énoncés prospectifs sont sujets 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 notamment les risques concernant l'incidence de la COVID-19, lesquels sont impossibles à prévoir pour le moment, et qui comprennent, sans toutefois s'y limiter : des directives plus restrictives des autorités gouvernementales et de santé publique; la disponibilité réduite de main-d'œuvre et notre capacité de continuer d'affecter le personnel nécessaire à nos activités et installations; des perturbations de nos chaînes d'approvisionnement, y compris notre capacité à obtenir l'équipement nécessaire ou les approbations réglementaires dans les délais prévus, ou à tout moment; des réclamations pour cause de force majeure liées à la COVID-19; un accès restreint aux capitaux et une augmentation des coûts d'emprunt; une autre baisse de la demande en électricité à court ou à long terme et une baisse des prix marchands en Alberta et dans la région du Mid-Columbia; des réductions dans la production; une augmentation des coûts attribuable à nos efforts pour atténuer l'incidence de la COVID-19; la détérioration du crédit et des marchés des capitaux à l'échelle mondiale; la hausse du taux de perte sur nos créances clients en raison de défaillances de crédit; la dépréciation ou réduction de valeur d'actifs; et les répercussions négatives sur nos systèmes de technologie de l'information et nos systèmes de contrôle interne, notamment l'augmentation du nombre de menaces à la cybersécurité. Les énoncés prospectifs sont également assujettis à d'autres facteurs de risque qui comprennent, sans toutefois s'y limiter : 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 modifications aux 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; les interruptions des sources de combustibles, y compris le gaz naturel nécessaire aux conversions et au rééquipement, ainsi que l'importance des ressources hydrauliques, solaires ou éoliennes 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 pandémies ou les épidémies et leur éventuelle incidence sur la chaîne d'approvisionnement; les pannes de matériel et notre capacité d'exécuter ou de faire exécuter les réparations à des coûts raisonnables, en temps opportun, voire pas du tout; 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; 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; des changements dans les attentes en matière de paiement de dividendes futurs, y compris ceux de TransAlta Renewables; le caractère inadéquat ou la non-disponibilité des garanties d'assurance; les baisses des notes de crédit; notre provision pour impôts sur le résultat; 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 et en lien avec l'investissement de Brookfield; 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 2020.

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 compris dans le présent rapport de gestion 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. Les perspectives financières contenues aux présentes visent à renseigner les lecteurs sur les attentes et les plans actuels de la direction, et les lecteurs sont mis en garde que de telles informations pourraient ne pas convenir à d'autres fins. 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.

Stratégie d'entreprise

Notre objectif stratégique est d'investir de manière disciplinée dans diverses technologies axées sur les énergies propres et la production d'énergie renouvelable telles que l'hydroélectricité, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, le stockage d'énergie et les centrales thermiques (au gaz naturel et de cogénération) et d'élaborer des solutions d'énergie verte centrées sur le client qui produisent de l'électricité pour les besoins de nos clients industriels et les collectivités de façon à offrir un rendement à nos actionnaires.

Plan d'investissement dans l'énergie propre

Le plan d'investissement dans l'énergie propre de TransAlta annoncé en 2019 comprend la conversion au gaz naturel de ses actifs alimentés au charbon existants en Alberta et l'avancement de sa position de chef de file en matière de production d'énergie sur place et d'électricité renouvelable. Le plan d'investissement dans l'énergie propre a recensé des possibilités dont la valeur varie de 1,9 milliard de dollars à 2,1 milliards de dollars et que TransAlta cherche à concrétiser. Un nombre important de ces possibilités ont été réalisées, certains projets ayant été mis en service en 2019 et 2020.

La mise en œuvre et l'exécution du plan d'investissement dans l'énergie propre de TransAlta, y compris l'accélération de certains aspects de ce plan, sont facilitées par l'investissement stratégique de 750 millions de dollars de Brookfield (l'«investissement de Brookfield») conclu par Brookfield Renewable Partners et les membres de son groupe (collectivement, «Brookfield») que nous avons annoncé en mars 2019. La première tranche de 350 millions de dollars de l'investissement de Brookfield a été conclue en mai 2019 et a permis d'accélérer notre plan de conversion au gaz, dont il est question ci-dessous. La deuxième tranche de 400 millions de dollars de l'investissement de Brookfield, conclue le 30 octobre 2020, contribuera à l'avancement et à la mise en œuvre du reste de notre plan d'investissement dans l'énergie propre. L'investissement de Brookfield financera d'autres initiatives de croissance, tout en aidant la Société à maintenir un bilan solide et une flexibilité financière pour réaliser les autres éléments clés de sa stratégie présentés ci-après. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion.

Se reporter à la rubrique «Cibles de développement durable pour 2021 et au-delà» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur les objectifs en matière de développement durable et les objectifs à très court terme qui viennent soutenir davantage le plan d'investissement dans l'énergie propre.

Nos priorités stratégiques ont progressé en 2020 et ce qui suit est une mise à jour de la façon dont nous les avons mises en œuvre en 2020, ainsi que de nos intentions pour 2021 et au-delà :

1. Réussir la conversion au gaz naturel comme principale source de combustible dans les centrales thermiques en Alberta

Dans le cadre de notre plan d'investissement dans l'énergie propre, nous sommes en voie de convertir nos centrales thermiques en Alberta au gaz naturel. Nous comptons investir entre 900 millions de dollars et 1,0 milliard de dollars dans la conversion au gaz naturel ou le rééquipement de nos centrales thermiques en Alberta. Cela permettra de réorienter et de repositionner notre parc de centrales vers l'alimentation au gaz plus propre, tout en dégageant des rendements intéressants, en tirant parti de l'infrastructure existante de la Société.

Les faits saillants de ces investissements dans la conversion au gaz sont les suivants :

- Positionnement du portefeuille de TransAlta en tant que producteur d'énergie propre à faible coût dans le marché axé uniquement sur l'énergie en Alberta
- Réalisation de rendements attrayants en tirant parti des infrastructures existantes de la Société
- Prolongation considérable de la durée d'utilité et des flux de trésorerie de nos centrales thermiques en Alberta
- Réduction considérable des émissions atmosphériques et des coûts

Au cours du dernier exercice, les grandes réalisations décrites ci-dessous nous ont aidés à faire progresser ce volet de notre stratégie :

- **Conversion au gaz** – Le plan d'investissement dans l'énergie propre de TransAlta comprend la conversion au gaz en 2021 de trois de nos centrales thermiques existantes en Alberta par le remplacement des brûleurs à charbon actuels par des brûleurs au gaz naturel. On estime à environ 35 millions de dollars le coût de conversion de chacune des unités détenues en propriété exclusive par TransAlta. Le 1^{er} février 2021, nous avons annoncé l'achèvement de la conversion au gaz de l'unité 6 de la centrale de Sundance. La Société poursuit la conversion des unités 2 et 3 de sa centrale de Keephills qu'elle prévoit terminer plus tard en 2021 et a émis un ordre de démarrage des travaux pour les deux unités. En outre, le 4 avril 2020, la conversion au bicarburant de l'unité 2 de Sheerness a été achevée. La conversion au gaz de l'unité 1 de Sheerness est en cours et devrait s'achever au premier trimestre de 2021. La centrale de Sheerness recevra sa dernière livraison de charbon au cours du premier trimestre de 2021 et les stocks de charbon seront activement écoulés d'ici la fin de 2021. L'élimination du charbon comme source de combustible réduira les coûts du combustible et les coûts liés aux gaz à effet de serre («GES») à la centrale de Sheerness.
- **Rééquipement en vue de l'alimentation au gaz** – Le plan d'investissement dans l'énergie propre comprend également le rééquipement des turbines à vapeur à l'unité 5 de la centrale de Sundance et éventuellement à l'unité 1 de la centrale de Keephills par l'installation d'une ou de plusieurs turbines à combustion et de générateurs de vapeur à récupération de chaleur, créant ainsi des unités à cycle combiné très efficaces. Les unités rééquipées devraient nécessiter un investissement en immobilisation de 35 % à 45 % moins élevé que pour une nouvelle installation à cycle combiné, tout en produisant un rendement thermique similaire. Au cours du premier trimestre de 2020, nous avons obtenu l'approbation réglementaire de l'Alberta Utilities Commission («AUC») et du ministère de l'Environnement et des Parcs de l'Alberta pour le renouvellement des systèmes de production de l'unité 5 de la centrale de Sundance et de l'unité 1 de la centrale de Keephills en unités à cycle combiné. Au cours du quatrième trimestre de 2020, un contrat d'approvisionnement en matériel a été conclu dans le cadre de la stratégie de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance pour en faire une unité à cycle combiné très efficace. La mise en service devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2023. L'unité 5 à cycle combiné rééquipée de la centrale de Sundance, qui aura une capacité d'environ 730 MW, devrait coûter entre 800 millions de dollars et 825 millions de dollars, ce qui est bien inférieur au coût d'aménagement d'un nouveau projet de centrale à cycle combiné. Dans le cadre de cette transaction, nous avons également conclu un contrat d'achat d'électricité («CAÉ») à long terme visant la fourniture de capacité et d'énergie, y compris le transfert des coûts liés aux GES. Cette transaction, qui prendra effet à la fin de 2023, a été conclue avec Shell Energy North America (Canada). La Société continuera à étudier la possibilité de renouveler les systèmes de production de l'unité 1 de Keephills en 2021 et 2022 en vue d'augmenter l'approvisionnement sur le marché albertain entre 2026 et 2030.
- **Cessation des activités de production d'électricité au charbon d'ici 2022** – TransAlta est résolue à cesser ses activités de production d'électricité au charbon au Canada d'ici le 1^{er} janvier 2022. Au cours du troisième trimestre de 2020, nous avons approuvé la fermeture accélérée de la mine de Highvale d'ici la fin de 2021 et la durée d'utilité des actifs connexes a été ajustée pour être conforme aux plans de conversion au gaz de la Société. Nous continuerons d'épuiser activement nos stocks de charbon et de réduire nos activités minières d'ici la fin de 2021. Par conséquent, nous avons annoncé que l'unité 1 de la centrale de Keephills et l'unité 4 de la centrale de

Sundance cesseront leur production d'électricité au charbon et feront l'objet d'une nouvelle évaluation stratégique quant à leur possibilité de n'être alimentées qu'au gaz à compter du 1^{er} janvier 2022. La capacité maximale de ces unités sera réduite respectivement à 70 MW et 113 MW après la transition vers l'alimentation au gaz.

- **Gazoduc Pioneer et approvisionnement en gaz** – Le 1^{er} octobre 2020, TransAlta a annoncé avoir conclu un accord définitif d'achat et de vente prévoyant la vente de sa participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer à ATCO Gas and Pipelines Ltd. («ATCO») (la «transaction»). Le prix d'achat de 255 millions de dollars représente les participations de TransAlta et de Tidewater Midstream & Infrastructure Ltd. («TMI»). Cet accord remplace l'accord d'achat et de vente précédent visant la vente du gazoduc Pioneer à NOVA Gas Transmission Ltd. («NGTL») qui avait été conclu au deuxième trimestre de 2020. ATCO a obtenu le droit d'acquérir le gazoduc Pioneer en concluant une convention d'option avec NGTL. Après la clôture de la transaction, le gazoduc Pioneer fera partie des systèmes de transport de gaz naturel intégrés de NGTL et d'ATCO en Alberta, afin de fournir un approvisionnement fiable en gaz naturel aux centrales électriques de Sundance et de Keephills de TransAlta. Dans le cadre de cet accord, TransAlta a conclu des contrats de livraison fermes à long terme avec NGTL pour la livraison de gaz naturel pour un volume de 351 TJ/jour, ce qui portera le total des contrats de livraison fermes à 400 TJ/jour d'ici 2023. Les engagements actuels de TransAlta, y compris les 139 TJ/jour avec TMI, resteront en place jusqu'à la clôture de la transaction. La transaction est soumise aux approbations réglementaires habituelles et devrait se clôturer au deuxième trimestre de 2021.
- **Mise hors service de l'unité 3 de la centrale de Sundance** – Le 22 juillet 2020, la Société a annoncé qu'elle avait donné avis à l'Alberta Electric System Operator («AESO») de la mise hors service, à compter du 31 juillet 2020, de l'unité 3 de la centrale de Sundance alimentée au charbon mise à l'arrêt. La décision de mise hors service a été prise en fonction essentiellement de notre évaluation des conditions futures du marché, de l'âge et de l'état de l'unité, ainsi que de notre capacité à fournir de l'énergie et de la capacité de production de notre portefeuille en Alberta. Cette décision nous permet de faire avancer notre transition vers une électricité entièrement propre d'ici 2025.

2. Assurer la croissance de notre portefeuille dans le secteur des énergies renouvelables

Nous avons étendu notre plateforme d'énergies renouvelables aux États-Unis en 2020 et continuons à recenser avec les clients des possibilités supplémentaires d'offres d'électricité comportant une plus grande part d'énergie provenant de sources renouvelables. Notre objectif est de dégager des rendements solides grâce à des compétences et des capacités exceptionnelles en matière de mise en valeur, de construction et d'intégration de projets. En 2019, les projets de parc éolien Big Level et Antrim ont été mis en service, ce qui nous a permis d'investir 340 millions de dollars dans des projets offrant de solides rendements. Le projet de parc éolien Skookumchuck et le projet de stockage à batteries WindCharger ont été mis en service en 2020, représentant des investissements de 93 millions de dollars, lesquels sont restés dans les limites des estimations de coûts prévues. En 2021, nous travaillons à la construction du parc éolien Windrise en Alberta, qui devrait être mis en service d'ici la fin de l'exercice. La prolongation de notre contrat à la centrale de Southern Cross, en Australie, nous offre une occasion supplémentaire d'investir dans les énergies renouvelables.

Les informations suivantes fournissent plus de détails sur nos réalisations de 2020 :

Projet de parc éolien Windrise

Le 17 décembre 2018, le projet de parc éolien Windrise de 207 MW («Windrise») de TransAlta a été désigné par l'AESO comme l'un des trois projets retenus lors de la troisième ronde du programme d'électricité renouvelable. TransAlta et l'AESO ont ensuite conclu un accord de soutien pour l'électricité renouvelable d'une durée de 20 ans. Windrise est situé sur un terrain de 11 000 acres dans le comté de Willow Creek, en Alberta, et devrait coûter entre 270 millions de dollars et 285 millions de dollars environ. Windrise a obtenu l'approbation de l'AUC pour l'exploitation du parc éolien et l'aménagement de la ligne de transport requise pour raccorder le parc au réseau de l'Alberta. Les activités de construction de Windrise se poursuivent, et toutes les procédures nécessaires à la protection de l'équipe de construction durant la pandémie de COVID-19 ont été mises en place. Toutefois, en raison de la COVID-19 et des retards de construction qui en découlent, la date de mise en service devrait se situer au deuxième semestre de 2021. Au 31 décembre 2020, le projet Windrise était achevé à 78 %.

Projet de parc éolien Skookumchuck

Le 25 novembre 2020, TransAlta a clôturé l'acquisition auprès de Southern Power Company, une filiale de Southern Company, d'une participation de 49 % dans le projet de parc éolien Skookumchuck («Skookumchuck»). Le projet de parc éolien Skookumchuck de 136,8 MW est situé dans les comtés de Lewis et de Thurston, à proximité de la centrale de Centralia, dans l'État de Washington, et se compose de 38 éoliennes Vestas V136. Le projet est entré en service le 7 novembre 2020 et est visé par un CAÉ de 20 ans avec Puget Sound Energy. Le montant net des dépenses d'investissement totales de TransAlta s'est élevé à 86 millions de dollars (66 millions de dollars américains) en trésorerie, un montant de 77 millions de dollars supplémentaires (59 millions de dollars américains) étant financé au moyen d'un financement donnant droit à des avantages fiscaux.

Prolongation du contrat avec BHP Nickel West

Le 22 octobre 2020, Southern Cross Energy («SCE»), une filiale de la Société, a remplacé et prolongé son CAÉ existant avec BHP Billiton Nickel West Pty Ltd. («BHP»). SCE se compose de quatre centrales de production d'une capacité combinée de 245 MW dans la région de Goldfields, en Australie-Occidentale.

Le nouveau contrat est entré en vigueur le 1^{er} décembre 2020 et remplace le contrat précédent, qui devait prendre fin le 31 décembre 2023. La modification au CAÉ reporte la date d'échéance jusqu'au 31 décembre 2038 et confère à SCE le droit exclusif de fournir de l'énergie thermique et électrique provenant de ses centrales aux installations minières de BHP, situées dans la région de Goldfields, en Australie-Occidentale. La prolongation procurera à SCE un rendement sur le capital investi à l'égard des nouvelles dépenses d'investissement qui seront nécessaires pour soutenir les futurs besoins énergétiques de BHP et favoriser l'atteinte des objectifs de réduction des émissions récemment annoncés. Les modifications au CAÉ procurent également à BHP des droits de participation visant à intégrer la production d'électricité renouvelable, y compris l'énergie solaire et éolienne, grâce à des technologies de stockage d'énergie, sous réserve du respect de certaines conditions. L'évaluation de l'approvisionnement en énergie renouvelable et les initiatives de réduction des émissions de carbone en vertu du CAÉ prolongé avec SCE sont en cours, y compris une centrale solaire photovoltaïque de 18,5 MW soutenue par un système de stockage d'énergie à batteries et un système de turbine à vapeur alimentée par la chaleur récupérée.

Projet WindCharger

Le 1^{er} août 2020, le projet de stockage à batteries WindCharger («WindCharger») a été vendu à TransAlta Renewables. WindCharger est en service depuis le 15 octobre 2020. Il s'agit du premier projet de stockage d'énergie à batteries à grande échelle en Alberta. Le projet WindCharger a une capacité nominale de 10 MW et une capacité de stockage totale de 20 MWh. Il est situé dans le sud de l'Alberta dans le district municipal de Pincher Creek, à côté du poste se rapportant au parc éolien Summerview de TransAlta. WindCharger stocke l'énergie produite par l'unité 2 du parc éolien Summerview, situé à proximité, et la décharge dans le réseau électrique de l'Alberta en période de forte demande. TransAlta devrait recevoir un cofinancement de près de 50 % du coût de construction de 14 millions de dollars de la part d'Emissions Reduction Alberta. WindCharger participe au marché de gros de l'énergie et des services auxiliaires de l'AESO.

Projets de parc éolien aux États-Unis

En 2019, nous avons achevé la construction de deux projets de parc éolien (collectivement les «projets de parc éolien aux États-Unis») dans le nord-est des États-Unis. Le projet de parc éolien Big Level («Big Level»), acquis le 1^{er} mars 2018, comprend un projet de 90 MW situé en Pennsylvanie faisant l'objet d'un CAÉ de 15 ans avec Microsoft Corporation. Le projet de parc éolien Antrim («Antrim»), acquis le 28 mars 2019, comprend un projet de 29 MW situé au New Hampshire faisant l'objet de deux CAÉ de 20 ans avec Partners Healthcare et New Hampshire Electric Co-op. Les parcs éoliens Big Level et Antrim sont entrés en service respectivement le 19 décembre 2019 et le 24 décembre 2019. Les projets de parc éolien aux États-Unis apportent une capacité de production additionnelle de 119 MW à notre portefeuille d'actifs d'énergie éolienne et solaire.

3. Accroître notre présence sur le marché des énergies renouvelables aux États-Unis

Nous concentrons nos efforts de développement commercial sur le secteur des énergies renouvelables aux États-Unis. La demande de nouvelles énergies renouvelables aux États-Unis devrait poursuivre sa forte croissance à court terme et le président Biden devrait lancer des politiques visant à soutenir la croissance des énergies renouvelables. Nous avons commencé à explorer de nouveaux sites de développement d'énergies renouvelables dans divers marchés américains intéressants. Ces possibilités devraient permettre de développer TransAlta Renewables, d'utiliser sa capacité d'endettement excédentaire et de générer de dividendes stables pour TransAlta.

En plus des projets de parc éolien aux États-Unis, du projet de parc éolien Skookumchuck et des activités d'exploration susmentionnées, TransAlta a acquis en 2019 un portefeuille de projets de parc éolien aux États-Unis représentant une capacité potentielle de 1 250 gigawatts («GW»). Un certain nombre de projets acquis dans ce portefeuille sont actuellement dans les premières étapes de développement par TransAlta.

4. Faire progresser et étendre nos activités de production sur place et de cogénération

Notre priorité est d'accroître notre base d'actifs de production sur place et de cogénération, un secteur dans lequel nous avons une longue expérience, ayant fourni des services de cogénération à des clients depuis le début des années 1990. Nous avons un portefeuille en cours d'évaluation d'environ 600 MW et notre conception technique, notre expérience en exploitation et notre culture de la sécurité font de nous un partenaire solide dans ce secteur. Nous constatons que ce segment est en pleine croissance, car les clients industriels et à grande échelle cherchent des solutions pour réduire les coûts de production d'électricité, remplacer les équipements vieillissants ou inefficaces, réduire les coûts de réseau et atteindre leurs objectifs en matière d'ESG.

Le 30 novembre 2020, TransAlta a acquis une participation de 30 % dans EMG International LLC («EMG») afin de diversifier son offre de développement durable aux clients tout en soutenant directement sa transition vers l'énergie propre et ses objectifs de développement durable. Le prix d'achat de 12 millions de dollars américains comprend une composante estimative conditionnelle à la réalisation par EMG de certaines mesures de résultats en 2020 et 2021, après l'acquisition. Le montant définitif de la composante conditionnelle sera calculé à partir des résultats réellement obtenus. EMG est une société bien établie qui compte plus de 25 ans d'expérience dans l'épuration des eaux usées de procédé et qui est spécialisée dans la conception et la construction de systèmes de digestion anaérobie à haut rendement. Le procédé d'épuration des eaux usées d'EMG transforme les déchets organiques en une source précieuse d'énergie renouvelable. Sa technologie produit un flux de biogaz qui peut être utilisé comme combustible pour produire de l'électricité, remplaçant l'énergie consommée à partir de ressources à émissions élevées. Ce placement offre à TransAlta une occasion unique de tirer parti de sa vaste expérience en matière de production sur place afin de soutenir les avancées d'EMG dans le domaine de la valorisation énergétique des déchets. Ce placement permettra à la Société de faire progresser sa présence sur les marchés américains du développement durable et de la production sur site.

Le 19 mai 2020, la Société a conclu l'acquisition d'un actif de cogénération alimenté au gaz naturel visé par des contrats auprès de deux sociétés fermées pour un prix d'achat de 27 millions de dollars américains. La centrale Ada est une centrale de cogénération de 29 MW («Ada») dans le Michigan, visée par un CAÉ et un contrat de vente de vapeur pour environ six ans conclus avec Consumers Energy et Amway.

En 2019, TransAlta et Energy Transfer Canada («ET Canada», auparavant SemCAMS Midstream ULC) ont conclu des ententes portant sur la mise en valeur, la construction et l'exploitation d'une centrale de cogénération d'une puissance de 40 MW à l'usine de traitement de gaz acide numéro 3 de Kaybob South («K3»). La centrale devait recevoir ses dernières approbations réglementaires au cours du deuxième semestre de l'exercice et les travaux de construction devaient commencer en décembre 2020. Toutefois, le 25 septembre 2020, l'AUC a rendu sa décision approuvant la construction et l'exploitation de la centrale, mais rejetant la demande de désignation de système industriel. Nous participons actuellement à des discussions commerciales et techniques avec ET Canada concernant le projet de K3 ou la possibilité de développer un nouveau projet sur un autre site appartenant à ET Canada ou exploité par celle-ci.

5. Maintenir une situation financière solide

Nous sommes déterminés à rester disciplinés dans notre stratégie d'investissement et à continuer de miser sur notre situation financière déjà solide.

Nous avons actuellement accès à des liquidités s'élevant à 2,1 milliards de dollars, dont 703 millions de dollars en trésorerie. En 2020, nous avons conclu un placement de 800 millions de dollars australiens (le «placement de TEC»), par l'intermédiaire de TEC Hedland Pty Ltd. («TEC»), une filiale de la Société, et avons reçu la deuxième et dernière tranche de 400 millions de dollars du financement stratégique de 750 millions de dollars de Brookfield. Nous avons remboursé un billet à moyen terme de 400 millions de dollars qui arrivait à échéance le 25 novembre 2020. À la suite de la clôture finale de la transaction de transfert à TransAlta Renewables récemment annoncée, la Société a atteint son objectif de 1,2 milliard de dollars de dette de premier rang. En 2019, nous avons reçu la première tranche de 350 millions de dollars de l'investissement de Brookfield, augmenté nos facilités de crédit de 200 millions de dollars, pour les faire passer à un total de 2,2 milliards de dollars, en plus de prolonger l'échéance d'un an, et obtenu un financement donnant droit à des avantages fiscaux de 126 millions de dollars américains associé aux projets de parc éolien aux États-Unis.

Le plan d'investissement dans l'énergie propre est financé par la trésorerie obtenue grâce à l'investissement de Brookfield, les fonds provenant des activités d'exploitation et les capitaux mobilisés par TransAlta Renewables. Pour en savoir plus sur l'investissement de Brookfield et le placement de TEC, se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion.

Gestion du portefeuille en Alberta

Le 31 décembre 2020, le contrat d'achat d'électricité de bon nombre de nos centrales hydroélectriques en Alberta et des unités 1 et 2 de Keephills a expiré et, depuis le 1^{er} janvier 2021, ces centrales ont commencé à être exploitées sur une base commerciale dans le marché de l'Alberta. Ces centrales sont exploitées pour profiter de la volatilité des prix dans le marché de l'électricité de l'Alberta axé uniquement sur l'énergie et pour offrir des services auxiliaires, de sorte qu'elles font partie des activités d'optimisation de notre portefeuille d'électricité albertain. La variabilité de la production par centrale s'explique par la diversité de nos types de combustibles, ce qui facilite la gestion du portefeuille. Le portefeuille de production en Alberta comprend des unités hydroélectriques, éoliennes, de stockage d'énergie et thermiques. Une partie de la production de base du portefeuille est couverte de façon à garantir les flux de trésorerie.

Croissance et dépenses liées à la conversion au charbon

Nos projets de croissance sont axés sur le maintien de nos activités d'exploitation courantes et le soutien de la stratégie de croissance de notre plan d'investissement dans l'énergie propre. L'état des principaux projets de croissance et projets d'envergure du plan d'investissement dans l'énergie propre est décrit sommairement ci-dessous :

Projet	Total du projet		Dépenses estimées en 2021	Date d'achèvement prévue ²	Détails
	Dépenses estimées	Engagées à ce jour ¹			
Projet de parc éolien Big Level ³	225 - 240	234	1	Mis en service en 2019	Projet de parc éolien de 90 MW assorti d'un CAÉ de 15 ans
Projet de parc éolien Antrim ⁴	100 - 110	106	1	Mis en service en 2019	Projet de parc éolien de 29 MW assorti de deux CAÉ de 20 ans
Partenariat pour le gazoduc Pioneer	95 - 100	105	—	Mis en service en 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 Skookumchuck ^{5,6}	160 - 170	86	—	Mis en service en 2020	Option visant l'achat d'une participation de 49 % dans le projet de parc éolien de 136,8 MW assorti d'un CAÉ de 20 ans
Projet de parc éolien Windrise ⁶	270 - 285	205	68	S2 2021	Projet de parc éolien de 207 MW assorti d'un accord de soutien pour l'électricité renouvelable d'une durée de 20 ans avec l'AESO
Projet de stockage à batteries WindCharger ⁷	7 - 8	7	—	Mis en service en 2020	Projet de stockage à batteries à grande échelle de 10 MW à 20 MW
Conversion des chaudières au charbon en chaudières au gaz	120 - 200	75	40	2020 à 2021	Conversion au gaz du secteur Énergie thermique en Alberta
Rééquipement	800 - 825	113	298	T4 2023	Renouvellement du système de production de l'unité 5 de la centrale de Sundance pour en faire une unité à cycle combiné
Projet de centrale de cogénération de Kaybob	105 - 115	48	40	À déterminer ⁸	Projet de centrale de cogénération de 40 MW mené conjointement avec ET Canada
Total	1 882 - 2 053	979	448		

1) Représentent les montants cumulatifs engagés au 31 décembre 2020.

2) S1 est défini comme le premier semestre de l'exercice et S2, comme le second semestre de l'exercice.

3) Les montants figurant ci-dessus sont en dollars canadiens, mais les dépenses réelles en trésorerie de ce projet sont en dollars américains et, par conséquent, ces montants fluctueront en fonction des variations des taux de change. Les dépenses totales sont estimées entre environ 173 millions de dollars américains et 185 millions de dollars américains, les dépenses engagées à ce jour, à 179 millions de dollars américains, et l'estimation des autres dépenses pour 2021, à 1 million de dollars américains. TransAlta Renewables a financé une partie des coûts de construction au moyen de liquidités existantes et le reste a été financé au moyen de capitaux propres assortis d'avantages fiscaux.

4) Les montants figurant ci-dessus sont en dollars canadiens, mais les dépenses réelles en trésorerie de ce projet sont en dollars américains et, par conséquent, ces montants fluctueront en fonction des variations des taux de change. Les dépenses totales sont estimées entre environ 77 millions de dollars américains et 85 millions de dollars américains, les dépenses engagées à ce jour, à 80 millions de dollars américains, et l'estimation des autres dépenses pour 2021, à 1 million de dollars américains. TransAlta Renewables a financé une partie des coûts de construction au moyen de liquidités existantes et le reste a été financé au moyen de capitaux propres assortis d'avantages fiscaux.

5) Les montants figurant ci-dessus sont en dollars canadiens, mais les dépenses réelles en trésorerie de ce projet sont en dollars américains. Le montant total des dépenses en trésorerie s'est élevé à 66 millions de dollars américains, le solde ayant été financé au moyen d'un financement donnant droit à des avantages fiscaux de 77 millions de dollars (59 millions de dollars américains).

6) La participation financière dans Skookumchuck sera vendue à TransAlta Renewables au premier semestre de 2021. Le projet de parc éolien Windrise a été vendu à TransAlta Renewables le 26 février 2021.

7) Le projet WindCharger a été acquis par TransAlta Renewables en 2020. Les montants sont présentés déduction faite des remboursements gouvernementaux attendus.

8) Le calendrier du projet de centrale de cogénération de Kaybob doit être déterminé sous réserve des discussions commerciales et techniques en cours avec ET Canada, comme décrit ci-dessus.

Faits saillants

Faits saillants financiers consolidés

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Disponibilité ajustée (%)	90,3	90	91,3
Production (GWh)	24 980	29 071	28 409
Produits des activités ordinaires	2 101	2 347	2 249
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	968	1 086	1 100
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	472	475	515
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ¹	(336)	52	(248)
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	702	849	820
BAlIA aux fins de comparaison ^{1,2}	927	984	1 161
Fonds provenant des activités d'exploitation ^{1,2}	685	757	927
Flux de trésorerie disponibles ^{1,2}	358	435	524
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(1,22)	0,18	(0,86)
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ^{1,2}	2,49	2,67	3,23
Flux de trésorerie disponibles par action ^{1,2}	1,30	1,54	1,83
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	0,22	0,12	0,20
Dividendes déclarés sur actions privilégiées ³	1,27	0,78	1,29
Aux 31 décembre	2020	2019	2018
Total de l'actif	9 747	9 508	9 428
Total de la dette nette consolidée ^{2,4}	3 175	3 110	3 141
Total des passifs non courants ⁵	5 376	4 329	4 414

1) 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 et le montant de 56 millions de dollars reçu dans le cadre du règlement du différend avec le Balancing Pool au troisième trimestre de 2019.

2) Ces éléments ne sont pas définis selon les IFRS et n'ont pas de signification normalisée en vertu des IFRS. La présentation de ces éléments d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats financiers consolidés» du présent rapport de gestion pour plus de précisions, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements des mesures établies selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles» dans le présent rapport de gestion pour plus de précisions.

3) Moyenne pondérée des dividendes déclarés sur les actions privilégiées de séries A, B, C, E et G. Les dividendes déclarés varient d'un exercice à l'autre en raison du calendrier des dividendes déclarés.

4) 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, les titres échangeables, le financement donnant droit à des avantages fiscaux et les obligations locatives aux États-Unis, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie disponibles, le principal des liquidités soumises à restrictions de notre filiale TransAlta OCP LP («TransAlta OCP») et la juste valeur des instruments de couverture économique sur la dette. Se reporter au tableau de la rubrique «Capital financier» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur la composition du total de la dette nette consolidée.

5) Certains chiffres comparatifs ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à la présentation de la période considérée. Ces reclassements n'ont eu aucune incidence sur le résultat net présenté antérieurement.

Au cours de l'exercice considéré, nous avons présenté un bon rendement et de solides résultats, faisant progresser notre plan d'investissement dans l'énergie propre grâce à l'accélération de notre stratégie de conversion au gaz, gérant efficacement nos activités en contexte de pandémie mondiale et préservant la santé et la sécurité de nos employés. Nous avons atteint ces objectifs malgré les effets défavorables de la COVID-19, notamment la diminution de la demande d'électricité, les retards de construction et les coûts supplémentaires liés aux nouveaux protocoles de sécurité et aux équipements de protection nécessaires au fonctionnement efficace et sécuritaire de nos activités. En dépit de ces difficultés, nous avons obtenu un solide rendement opérationnel et de bons résultats financiers conformes aux fourchettes prévues en matière de BAlIA aux fins de comparaison et de flux de trésorerie disponibles.

Les flux de trésorerie disponibles, l'une des mesures financières clés de la Société, ont totalisé 358 millions de dollars en 2020, en baisse de 77 millions de dollars par rapport à ceux de l'exercice précédent. Les flux de trésorerie disponibles, exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ reçues en 2019, ont diminué de 21 millions de dollars par rapport à ceux de 2019. La diminution s'explique principalement par la baisse des flux de trésorerie sectoriels du secteur Énergie thermique en Alberta et la hausse des dépenses d'investissement de maintien, en partie contrebalancées par les solides flux de trésorerie du secteur Centralia, et la baisse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales. Pour l'exercice 2020, les flux de trésorerie sectoriels ont été comparables à ceux de 2019. La baisse de la demande et de la production d'électricité dans le secteur Énergie thermique en Alberta et l'incidence du swap sur rendement total comptabilisé en 2019 dans le secteur Siège social ont été contrebalancées par une hausse du

rendement des secteurs Centralia, Énergie éolienne et énergie solaire, Gaz en Amérique du Nord, et Commercialisation de l'énergie. Les variations importantes des flux de trésorerie sectoriels sont présentées à la rubrique «Résultats sectoriels aux fins de comparaison» du présent rapport de gestion.

La disponibilité ajustée pour l'exercice 2020 s'est établie à 90,3 %, en regard de 90,0 % pour l'exercice 2019. La diminution du nombre d'interruptions planifiées et non planifiées et les réductions de la capacité nominale dans les secteurs de production ont été contrebalancées par l'interruption planifiée dans le secteur Énergie thermique en Alberta pour l'entretien et la conversion au gaz de l'unité 6 de la centrale de Sundance.

La production pour l'exercice 2020 s'est élevée à 24 980 gigawattheures («GWh»), par rapport à 29 071 GWh pour l'exercice 2019. Dans l'ensemble, la baisse de la production s'explique principalement par des interruptions planifiées, des réductions dans le secteur Énergie thermique en Alberta et une plus grande optimisation de la répartition dans les secteurs Énergie thermique en Alberta et Centralia imputable à une baisse des prix marchands, le tout ayant été en partie compensé par une hausse de la production attribuable à une augmentation des ressources éoliennes et hydroélectriques, et par un exercice complet de production des parcs éoliens Big Level et Antrim. La demande d'électricité a diminué en Amérique du Nord en raison de la COVID-19 qui a également eu une incidence importante sur la production.

Les produits des activités ordinaires pour l'exercice 2020 ont diminué de 246 millions de dollars par rapport à ceux de l'exercice 2019, la demande et les prix de l'électricité ayant diminué en Amérique du Nord. Ces diminutions ont été en partie compensées par un exercice complet de production des parcs éoliens Big Level et Antrim dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire et par l'acquisition de la centrale Ada au cours de l'exercice dans le secteur Gaz en Amérique du Nord.

Les coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité ont diminué de 118 millions de dollars en 2020 par rapport à ceux de 2019. Les coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité ont subi l'incidence de la baisse de production au cours de l'exercice, contrebalancée par la hausse des coûts du charbon dans le secteur Énergie thermique en Alberta et par les coûts de production supplémentaires à la centrale Ada. Les coûts du charbon comprennent une réduction de valeur des stocks de charbon et l'augmentation de l'amortissement découlant de la décision d'accélérer la fermeture de la mine de Highvale. Notre capacité à cogénérer au gaz naturel nous a permis de réduire les coûts du combustible, la cogénération nous permettant de produire moins d'émissions de GES que si le charbon était l'unique combustible, ce qui réduit nos coûts de conformité liés aux GES.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour l'exercice 2020 ont diminué de 3 millions de dollars en regard de celles de l'exercice 2019. Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont diminué en raison d'un resserrement des mesures de contrôle des coûts, d'une réduction des effectifs dans le cadre des plans de conversion au gaz, d'une baisse de la production dans les secteurs Centralia et Énergie thermique en Alberta, d'une diminution des coûts de main-d'œuvre dans plusieurs secteurs et d'une baisse des frais juridiques. Le tout a été en partie contrebalancé par l'incidence du swap sur rendement total de 15 millions de dollars comptabilisé en 2019, les coûts d'exploitation supplémentaires attribuables aux nouvelles installations, notamment celles de Big Level, Antrim et Ada, et la renégociation du contrat d'entretien de Fort Saskatchewan. Exclusion faite de l'incidence du swap sur rendement total et des nouvelles installations, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont reculé de 28 millions de dollars.

Le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 57 millions de dollars en regard de celui de 2019. Après ajustements pour exclure les indemnités de résiliation de CAÉ reçues en 2019 et l'ajustement au titre des pertes de réseau attribuées par l'AESO de 8 millions de dollars, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 7 millions de dollars par rapport à celui de l'exercice 2019. Le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté en raison des nouvelles installations dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire, d'un BAIIA aux fins de comparaison plus élevé dans le secteur Centralia et du maintien d'un solide rendement dans le secteur Commercialisation de l'énergie. Le tout a été en partie contrebalancé par une baisse de la production dans le secteur Énergie thermique en Alberta par suite d'une baisse de la demande marchande. Les variations importantes du BAIIA aux fins de comparaison sectoriel sont présentées à la rubrique «Résultats sectoriels aux fins de comparaison» du présent rapport de gestion.

La perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour l'exercice 2020 s'est établie à 336 millions de dollars, comparativement à un résultat de 52 millions de dollars pour l'exercice 2019. La perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a subi l'incidence de la hausse de la charge d'intérêts liée au placement de TEC et à la deuxième tranche de l'investissement de Brookfield, de l'amortissement plus élevé résultant de l'accélération de la conversion au gaz, des

profits comptabilisés sur l'échange d'actifs visant l'unité 3 de la centrale de Keephills et l'unité 3 de la centrale de Genesee qui a eu lieu en 2019, du règlement de 56 millions de dollars dans le cadre de la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance en 2019 et d'autres répercussions liées à nos décisions d'accélérer notre transition au gaz, notamment :

- Hausse de la dotation aux amortissements alors que nous accélérons la fermeture de la mine de Highvale
- Réduction de valeur de 37 millions de dollars des stocks de charbon
- Provision pour contrat déficitaire de 29 millions de dollars à l'égard du contrat d'approvisionnement en charbon de la centrale de Sheerness
- Dépréciation de 70 millions de dollars liée à la mise hors service de l'unité 3 de la centrale de Sundance

Capacité de produire des résultats financiers

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

Exercices clos les 31 décembre		2020	2019	2018
BAIIA aux fins de comparaison	Objectif ¹	925 - 1 000	875 - 975	1 000 - 1 050
	Réel	927	984	1 161
	Réel ajusté ²	927	928	1 004
Flux de trésorerie disponibles	Objectif ¹	325 - 375	350 - 380	300 - 350
	Réel	358	435	524
	Réel ajusté ²	358	379	367

1) Représente nos perspectives révisées. Au quatrième trimestre de 2019, nous avons révisé notre fourchette cible au titre des flux de trésorerie disponibles, la faisant passer d'une fourchette de 270 millions de dollars à 330 millions de dollars à une fourchette de 350 millions de dollars à 380 millions de dollars. 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; 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.

2) Les montants de 2019 et 2018 ont été ajustés pour exclure les indemnités de résiliation de CAÉ, celles-ci n'ayant pas été prises en compte dans les objectifs.

Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture

Acquisitions de TransAlta Renewables

Le 23 décembre 2020, la Société a annoncé qu'elle avait conclu des ententes définitives pour l'acquisition par TransAlta Renewables de sa participation directe de 100 % dans le projet éolien Windrise de 207 MW situé dans le district municipal de Willow Creek, en Alberta; d'une participation financière de 49 % dans le parc éolien Skookumchuck de 137 MW situé dans les comtés de Thurston et de Lewis, dans l'État de Washington; et d'une participation financière de 100 % dans la centrale de cogénération Ada de 29 MW située à Ada, dans le Michigan. L'acquisition par TransAlta Renewables du projet éolien Windrise a été clôturée le 26 février 2021, et celle des participations financières dans la centrale Ada et le parc éolien Skookumchuck devrait se clôturer en avril 2021. Le prix total de l'acquisition du portefeuille d'actifs devrait s'établir à 439 millions de dollars, ce qui comprend le solde des coûts de construction du projet de parc éolien Windrise. TransAlta Renewables financera l'acquisition et le solde des coûts de construction avec le produit du financement de TEC Hedland, comme décrit plus en détail ci-après.

TEC Hedland Pty Ltd. obtient un financement de 800 millions de dollars australiens

Le 22 octobre 2020, TEC, une filiale de la Société, a conclu un placement de billets garantis de premier rang (le «placement») de 800 millions de dollars australiens par voie de placement privé, qui est garanti notamment par une charge de premier rang sur tous les actifs de TEC. Le placement de TEC porte intérêt à un taux annuel de 4,07 %, payable trimestriellement, et vient à échéance le 30 juin 2042, les remboursements de principal devant être effectués à compter du 31 mars 2022. Le placement de TEC s'est vu accorder une note de BBB par l'agence de notation Kroll Bond.

TransAlta Renewables a reçu un produit de 480 millions de dollars (515 millions de dollars australiens) au titre du placement de TEC par suite du rachat de certaines structures intersociétés. Un montant supplémentaire de 200 millions de dollars australiens a été prêté à TransAlta Renewables par TransAlta Energy (Australia) Pty Ltd., filiale de TransAlta. Le

prêt porte intérêt à un taux de 4,32 % et sera remboursé d'ici le 23 octobre 2022, ou à vue. Le montant résiduel du produit du placement de TEC a été mis de côté pour financer les réserves et les coûts de transaction requis.

TransAlta Renewables s'est servi d'une partie du produit du rachat et du prêt intersociétés pour rembourser les emprunts existants sur sa facilité de crédit et pour acquérir l'actif et les participations financières susmentionnés.

COVID-19

L'Organisation mondiale de la Santé a déclaré l'épidémie de COVID-19 urgence de santé publique de portée internationale le 30 janvier 2020, pour ensuite la qualifier de pandémie mondiale le 11 mars 2020. L'épidémie de la COVID-19 a amené les gouvernements à l'échelle mondiale à adopter des mesures d'urgence visant à freiner la propagation du virus. Ces mesures, notamment les interdictions de voyage, les périodes de quarantaine volontaire, l'auto-isolement, la distanciation physique et sociale et la fermeture des entreprises considérées comme non essentielles, ont fortement perturbé les entreprises à l'échelle mondiale, ce qui s'est traduit par un contexte économique incertain et complexe.

La Société a continué d'exercer ses activités selon son plan de continuité des activités, qui préconisait ce qui suit : a) veiller à ce que les employés en mesure de travailler à distance l'aient fait et b) s'assurer que les employés chargés de l'exploitation et de la maintenance de ses installations, qui n'étaient pas en mesure de travailler à distance, ont pu travailler en toute sécurité et de façon à protéger leur santé. Au cours des deuxième et troisième trimestres de 2020, la Société a assuré avec succès le retour au bureau des employés qui faisaient du télétravail, et ce, en respectant les normes de santé et de sécurité. En novembre 2020, en raison de l'augmentation du nombre de cas de COVID-19 en Alberta et compte tenu des restrictions en matière de présence au bureau finalement imposées par le gouvernement de l'Alberta, les membres du personnel du siège social de TransAlta ont dû suivre à nouveau les protocoles de travail à distance. Tous les bureaux et sites de TransAlta suivent des protocoles stricts en matière de dépistage et de distanciation physique, et utilisent de l'équipement de protection individuelle facilement accessible. En outre, TransAlta maintient des interdictions de voyager conformes aux directives des autorités locales, des procédures de nettoyage améliorées, des horaires de travail révisés, des équipes de travail d'appoint et la réorganisation des processus et des procédures pour limiter les contacts avec les autres employés et les sous-traitants sur place.

Bien que nos résultats aient subi l'incidence de la variation des prix et de la demande dans le contexte de la COVID-19, toutes nos installations demeurent entièrement opérationnelles et en mesure de répondre aux besoins de nos clients. La Société poursuit ses activités et continue de servir l'ensemble de ses clients et de ses contreparties conformément aux modalités de leurs contrats. Nous n'avons pas subi d'interruption quant aux exigences de service. La fourniture d'électricité et de vapeur demeure une exigence de service primordiale pour tous nos clients et a été considérée comme un service essentiel dans nos territoires.

Au cours du deuxième trimestre de 2020, le gouvernement du Canada a adopté la Subvention salariale d'urgence du Canada dans le cadre de son plan d'intervention économique pour répondre à la COVID-19. L'objectif du programme est de soutenir l'emploi en accordant des allègements de dépenses aux entreprises qui ont subi des baisses de revenus en 2020. En janvier 2021, TransAlta a fait une demande de soutien dans le cadre de ce programme et s'attend à recevoir 8 millions de dollars (avant impôts) pour les périodes visées en 2020. Cela représente une partie du financement auquel la Société est admissible et les fonds serviront à soutenir une stratégie visant à créer des emplois supplémentaires au sein de la Société. La Société comptabilisera ces subventions salariales dès que les fonds seront reçus en 2021.

La Société continue à maintenir une situation financière solide, en partie grâce à ses contrats à long terme et aux positions couvertes. À la fin de l'exercice, nous avons accès à des liquidités s'élevant à 2,1 milliards de dollars, dont 703 millions de dollars en trésorerie et en équivalents de trésorerie.

Investissement stratégique de Brookfield

Le 22 mars 2019, la Société a conclu une convention (la «convention d'investissement») aux termes de laquelle Brookfield a convenu d'investir 750 millions de dollars dans la Société. L'investissement de Brookfield procure à TransAlta la souplesse financière qui lui permettra de poursuivre sa transition afin que, d'ici 2025, la totalité de sa production provienne d'énergies propres, reconnaît la valeur anticipée future des actifs hydroélectriques que TransAlta détient en Alberta, et accélère la réalisation du plan de la Société visant la distribution de capitaux à ses actionnaires. Comme il est indiqué à la rubrique «Stratégie d'entreprise» du présent rapport de gestion, l'investissement de Brookfield a été essentiel à la mise en œuvre et à l'avancement du plan d'investissement dans l'énergie propre de TransAlta, notamment en facilitant ou en accélérant plusieurs volets clés de notre plan stratégique.

En vertu de la convention d'investissement, Brookfield a convenu d'investir 750 millions de dollars dans TransAlta par l'achat de titres échangeables, qui sont échangeables par Brookfield contre une participation dans les capitaux propres des actifs hydroélectriques de TransAlta en Alberta dans le futur selon une valeur établie en fonction d'un multiple du BAIIA ajusté futur généré par les actifs hydroélectriques en Alberta. Au moment de la conclusion de la convention d'investissement et conformément aux modalités de la convention, la Société a payé à Brookfield des frais de structuration de 7,5 millions de dollars. Une commission d'engagement de 15 millions de dollars a été versée à la réception de la première tranche. Ces coûts de transaction ont été comptabilisés dans la valeur comptable des débentures subordonnées non garanties émises à ce moment-là.

Le 1^{er} mai 2019, Brookfield a investi une première tranche de 350 millions de dollars en échange de débentures subordonnées non garanties portant intérêt à 7 % échéant le 1^{er} mai 2039. Le 30 octobre 2020, Brookfield a investi la seconde tranche de 400 millions de dollars en contrepartie d'actions privilégiées de premier rang rachetables au gré du porteur ou de l'émetteur. Le produit de la première tranche a été utilisé pour accélérer notre programme de conversion au gaz. La Société prévoit utiliser le produit tiré de la seconde tranche de financement pour faire avancer le programme de conversion au gaz, financer les autres initiatives de croissance et aux fins générales de la Société.

TransAlta a indiqué qu'elle entend rembourser jusqu'à 250 millions de dollars en capital aux actionnaires au moyen de rachats d'actions dans les trois ans suivant la réception de la première tranche de l'investissement de Brookfield. Au 31 décembre 2020, 15 068 900 actions ordinaires avaient été rachetées en 2020 et 2019 pour un montant de 129 millions de dollars dans le cadre de l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités («OPRA»).

Selon les modalités de la convention d'investissement, Brookfield s'est engagée à acheter des actions ordinaires de TransAlta sur le marché libre de manière à porter sa participation dans la Société à au moins 9 % d'ici le 1^{er} mai 2021. Au 8 janvier 2021, Brookfield détenait ou possédait, par l'intermédiaire des membres de son groupe, un total de 33 845 685 actions ordinaires, ou exerçait un contrôle sur celles-ci, ce qui représente environ 12,4 % des actions ordinaires émises et en circulation, avant dilution. Dans le cadre de la convention d'investissement, Brookfield a le droit de proposer deux administrateurs pour l'élection au conseil d'administration.

Conformément à la convention d'investissement, TransAlta a créé un comité d'exploitation chargé des actifs hydroélectriques réunissant deux représentants de Brookfield et deux représentants de TransAlta pour collaborer relativement à l'exploitation des actifs hydroélectriques en Alberta afin d'en maximiser la valeur. Dans ce contexte, la Société s'est engagée à verser à Brookfield des frais annuels de 1,5 million de dollars pendant six ans à compter du 1^{er} mai 2019 (les «frais de gestion de Brookfield»), montant qui est comptabilisé dans les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration dans les comptes de résultat consolidés.

Le 23 avril 2019, Mangrove Partners Master Fund Ltd. («Mangrove») a intenté une action devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario, alléguant, entre autres, avoir subi un abus de la Société et de ses administrateurs et cherchant à faire annuler l'investissement de Brookfield. TransAlta est d'avis que l'action n'a aucun fondement et fait tout ce qu'il faut pour se défendre contre les allégations. Cette affaire a été ajournée en raison de la pandémie de COVID-19 et le procès de trois semaines devrait débiter le 19 avril 2021. Se reporter à la rubrique «Autre analyse consolidée» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur la procédure judiciaire relative à Mangrove.

Mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Centralia

La Société possède une centrale thermique alimentée au charbon de 1 340 MW composée de deux unités à Centralia, dans l'État de Washington, pour laquelle nous avons conclu un certain nombre de contrats pluriannuels de vente d'énergie à moyen et à court terme. En 2011, l'État de Washington a adopté le projet de loi intitulé *TransAlta Energy Transition Bill* (chapitre 180, Lois de 2011) (le «projet de loi»), qui permet à la centrale thermique de Centralia de se conformer aux normes de rendement en matière d'émissions de GES de l'État en cessant la production au charbon dans l'une de ses deux chaudières au plus tard à la fin de 2020 et dans l'autre, au plus tard à la fin de 2025. Le projet de loi a supprimé les restrictions qui s'appliquaient auparavant à la centrale et qui limitaient la durée des nouveaux contrats visant celle-ci et limitaient la technologie que la centrale devait mettre en œuvre en matière de mesures de lutte contre les émissions d'oxyde d'azote («NOx»). L'unité 1 de la centrale de Centralia a été mise hors service le 31 décembre 2020.

Fermeture accélérée de la mine de Highvale

Au cours du troisième trimestre de 2020, le conseil a approuvé la fermeture accélérée de la mine de Highvale d'ici la fin de 2021 et, par conséquent, la durée d'utilité des actifs connexes a été ajustée pour être conforme aux plans de conversion au gaz de la Société. Au 31 décembre 2020, la valeur comptable de la mine de Highvale, y compris les immobilisations

corporelles, les actifs au titre de droits d'utilisation et les immobilisations incorporelles, s'établissait à 373 millions de dollars. Par conséquent, notre coût par tonne du charbon augmentera étant donné que les coûts fixes du charbon seront répartis sur un volume plus faible. Au cours du deuxième semestre de 2020, l'augmentation de la dotation aux amortissements et de notre coût par tonne du charbon a dépassé la valeur nette de réalisation du stock de charbon et une réduction de valeur de 37 millions de dollars a été comptabilisée dans les coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité. Alors que la mine de Highvale entre dans la phase de remise en état, notre consommation de charbon prévue devrait continuer à diminuer, ce qui fera augmenter davantage le coût du charbon et les réductions de valeur futures prévues sur les coûts du combustible. Nous avons entamé l'exercice 2020 avec des stocks de 2,1 millions de tonnes de charbon. Au cours de l'exercice, nous avons extrait 2,3 millions de tonnes supplémentaires et consommé 3,5 millions de tonnes. Nous avons clos l'exercice avec environ 1 million de tonnes de charbon en stock et nous continuerons d'épuiser activement nos stocks de charbon jusqu'à ce que nos activités minières cessent d'ici la fin de 2021.

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

Le 26 mai 2020, la Société a annoncé que la Bourse de Toronto («TSX») a accepté l'avis déposé par la Société en vue de mettre en œuvre une OPRA pour une partie de ses actions ordinaires. Dans le cadre de l'OPRA, la Société peut racheter jusqu'à concurrence de 14 000 000 d'actions ordinaires, soit environ 7,02 % du flottant au 25 mai 2020. Aux termes de l'OPRA, les actions peuvent 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 la Société est autorisée à effectuer des rachats dans le cadre de l'OPRA a commencé le 29 mai 2020 et se termine le 28 mai 2021 ou à toute date antérieure à laquelle le nombre maximal d'actions ordinaires aura été racheté 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 228 157 actions ordinaires (soit 25 % du volume de transactions quotidien moyen à la Bourse de Toronto de 912 630 actions ordinaires pour la période de six mois close le 30 avril 2020) peut être racheté 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 2020, dans le cadre de l'OPRA actuelle et de l'OPRA précédente, la Société a racheté et annulé un total de 7 352 600 actions ordinaires à un prix moyen de 8,33 \$ par action ordinaire, pour un coût total de 61 millions de dollars.

Changements à la direction

Le 4 février 2021, nous avons annoncé que Dawn Farrell, présidente et chef de la direction, se retirera de la Société et du conseil le 31 mars 2021, après avoir dirigé la Société pendant près d'une décennie. John Kousinioris, actuellement chef de l'exploitation et, jusqu'à sa démission le 5 février 2021, président de TransAlta Renewables, succédera à M^{me} Farrell à titre de président et chef de la direction et se joindra au conseil le 1^{er} avril 2021. Avant sa nomination à titre de chef de l'exploitation de TransAlta, M. Kousinioris a occupé le poste de chef de la croissance et ceux de chef des services juridiques et de la conformité et de secrétaire de TransAlta. En tant que chef de la croissance, il était responsable de la surveillance des services du développement commercial, des opérations des gaz et énergies renouvelables, de la commercialisation et de la commercialisation de l'énergie.

Le 6 février 2021, Todd Stack, premier vice-président, Finances et chef de la direction des finances de la Société, a accepté le poste de président de TransAlta Renewables. M. Stack a été promu au poste de chef de la direction des finances de la Société le 16 mai 2019. Avant d'occuper ce poste, M. Stack a été directeur général et contrôleur de la Société, et était responsable de la direction et de l'orientation des activités financières, de la comptabilité d'entreprise, de la communication de l'information, de la fiscalité et de la planification de TransAlta. Depuis son arrivée à TransAlta en 1990, M. Stack a agi à titre de trésorier et de contrôleur de la Société, en plus de faire partie de l'équipe de développement de l'entreprise, et a joué un rôle de premier plan dans la croissance et le premier appel public à l'épargne de TransAlta Renewables. Avant de se joindre à l'équipe des finances de TransAlta, M. Stack a occupé un certain nombre de postes au sein de l'équipe d'ingénierie, notamment en conception, en exploitation et en gestion de projet.

Au cours du premier trimestre de 2021, Brett Gellner, notre chef du développement, a annoncé qu'il prendrait sa retraite le 30 avril 2021. M. Gellner est au service de TransAlta depuis près de 13 ans et, au cours de cette période, il a rempli de multiples fonctions dans les domaines du commerce, de la finance, de la croissance et de la stratégie et a occupé le poste de chef de la direction des finances. M. Gellner a su se forger une solide réputation auprès des investisseurs et de la collectivité dans son ensemble en tant que leader de premier plan très respecté dans le secteur de l'énergie. Il a joué un rôle déterminant dans les récentes transformations de TransAlta et dans l'élaboration du plan d'investissement dans l'énergie propre. M. Gellner restera membre du conseil d'administration de TransAlta Renewables.

Les postes de chef de l'exploitation et de chef du développement ne seront pas pourvus.

Changements au conseil d'administration

Le 21 avril 2020, nous avons annoncé que le conseil d'administration («conseil») a nommé John P. Dielwart à la présidence du conseil, sous réserve de sa réélection en tant qu'administrateur indépendant à l'assemblée générale annuelle des actionnaires de TransAlta. Comme il a été annoncé précédemment, l'ambassadeur Gordon Giffin, l'ancien président du conseil, a quitté le conseil après avoir occupé ce poste depuis 2011.

M. Dielwart est un administrateur indépendant au sein du conseil depuis 2014 et a également présidé le comité de la gouvernance, de la sécurité et du développement durable et été membre du comité de rendement des investissements du conseil et du comité d'audit, des finances et des risques. M. Dielwart est l'un des fondateurs et administrateurs d'ARC Resources Ltd. depuis 1996 et a occupé le poste de chef de la direction d'ARC Resources Ltd. de 2001 à 2013. M. Dielwart est titulaire d'une licence en sciences (avec distinction) en génie civil de l'Université de Calgary, est membre de l'Association des ingénieurs et des géoscientifiques professionnels de l'Alberta et est un ancien président du conseil de l'Association canadienne des producteurs pétroliers. Il est également administrateur et ancien coprésident du Calgary and Area Child Advocacy Centre. En 2015, M. Dielwart a été intronisé au Temple de la renommée des affaires de Calgary.

Également, avec prise d'effet le 21 avril 2020, Sandra Sharman s'est jointe au conseil. M^{me} Sharman dirige des équipes de ressources humaines, de communications, de marketing et d'immobilier à CIBC, en soutenant l'exécution de la stratégie d'affaires de cette dernière et en favorisant une culture de classe mondiale. Leader reconnue du monde des affaires, comptant plus de 30 ans d'expérience dans le domaine des ressources humaines et des services financiers au Canada et aux États-Unis, M^{me} Sharman a joué un rôle de premier plan dans l'instauration d'une culture d'inclusion et de collaboration à la CIBC, misant sur la responsabilisation des employés et leur capacité à réaliser leur plein potentiel. M^{me} Sharman a pris la direction des ressources humaines de la CIBC en 2014 et est devenue responsable des communications et des affaires publiques en 2017. Depuis 2017, ses activités se sont accrues pour englober les activités liées à la mission, à la gestion de la marque, au marketing et, plus récemment, à l'immobilier d'entreprise. M^{me} Sharman a obtenu sa maîtrise en administration des affaires (MBA) à l'Université Dalhousie. Au sein de TransAlta, M^{me} Sharman est membre du comité de la gouvernance, de la sécurité et du développement durable, et du comité des ressources humaines.

Robert Flexon a démissionné du conseil d'administration avec prise d'effet le 1^{er} août 2020. M. Flexon a assumé le rôle de président du conseil d'administration de PG&E Corporation («PG&E») et a démissionné du conseil en raison uniquement de la possibilité d'apparence de conflits d'intérêts entre PG&E et la Société.

Se reporter à la rubrique «Stratégie d'entreprise» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur les projets en cours.

Se reporter à la note 4 des états financiers consolidés de notre rapport intégré annuel de 2020 pour une description des événements importants qui ont eu une incidence sur les résultats de l'exercice précédent et de l'exercice en cours.

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 paiements de principal sur les obligations locatives, des frais de restauration des lieux et des provisions. Il s'agit des flux de trésorerie disponibles pour payer nos intérêts et impôts au comptant, verser des distributions à nos partenaires sans contrôle, verser des dividendes à nos porteurs d'actions privilégiées, faire croître nos activités, rembourser la dette et distribuer des capitaux à nos actionnaires.

Les flux de trésorerie sectoriels générés par les activités de chacun de nos secteurs sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Flux de trésorerie sectoriels¹			
Hydroélectricité	83	93	96
Énergie éolienne et énergie solaire	241	206	211
Gaz – Amérique du Nord ²	109	99	228
Gaz – Australie	114	112	136
Énergie thermique en Alberta ^{3,4}	47	214	279
Centralia ³	122	54	63
Génération de flux de trésorerie sectoriels	716	778	1 013
Commercialisation de l'énergie	114	105	33
Siège social ⁵	(100)	(92)	(107)
Total des flux de trésorerie sectoriels	730	791	939
Total des flux de trésorerie sectoriels – exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ	730	735	782

1) Les flux de trésorerie sectoriels sont une mesure non conforme aux IFRS et n'ont pas de signification normalisée en vertu des IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles» pour plus de précisions.

2) Ce secteur, auparavant connu sous le nom de secteur Gaz au Canada, a été renommé à la suite de l'acquisition de la centrale de cogénération aux États-Unis au deuxième trimestre de 2020.

3) Au troisième trimestre de 2020, le secteur Charbon au Canada a été renommé Énergie thermique en Alberta et le secteur Charbon aux États-Unis a été renommé Centralia.

4) 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 et le montant de 56 millions de dollars reçu dans le cadre du règlement du différend avec le Balancing Pool au troisième trimestre de 2019.

5) Comprend les profits et pertes sur le swap sur rendement total.

Pour l'exercice 2020, les flux de trésorerie sectoriels provenant des activités, après ajustements pour exclure les indemnités de résiliation de CAÉ, ont été comparables à ceux de l'exercice 2019, en raison surtout du rendement accru dans les secteurs Centralia, Énergie éolienne et énergie solaire, Gaz en Amérique du Nord et Commercialisation de l'énergie, contrebalancé par une baisse de la demande et de la production d'électricité dans le secteur Énergie thermique en Alberta et l'incidence du swap sur rendement total comptabilisé en 2019 dans le secteur Siège social.

Les flux de trésorerie en 2019, après ajustements pour exclure les indemnités de résiliation de CAÉ, ont reculé de 47 millions de dollars en 2019 par rapport à ceux de 2018, en raison principalement de l'expiration du contrat de répartition amélioré de producteur sans vocation de service public («contrat de PSVSP») visant la centrale de Mississauga et des paiements inférieurs à ce qui était prévu au contrat de location-financement de Poplar Creek, le tout partiellement contrebalancé par de solides flux de trésorerie liés au secteur Commercialisation de l'énergie ainsi que par une baisse des dépenses d'investissement de maintien.

Hydroélectricité

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Production			
Énergie visée par des contrats			
Actifs hydroélectriques visés par des CAÉ en Alberta (GWh) ¹	1 703	1 653	1 519
Autres centrales hydroélectriques (GWh) ¹	353	331	306
Énergie marchande			
Autres centrales hydroélectriques (GWh)	76	61	81
Total de la production d'énergie (GWh)	2 132	2 045	1 906
Volumes des services auxiliaires (GWh) ²	2 857	2 978	3 265
Capacité installée brute (MW)	926	926	926
Produits des activités ordinaires			
Actifs hydroélectriques visés par des CAÉ en Alberta – Énergie	87	101	90
Actifs hydroélectriques visés par des CAÉ en Alberta – Services auxiliaires	66	90	104
Paiements de capacité reçus en vertu des CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta ³	60	57	56
Autres produits des activités ordinaires ⁴	45	44	41
Total des produits des activités ordinaires bruts	258	292	291
Paiement lié aux CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta, montant net ⁵	(106)	(136)	(135)
Produits des activités ordinaires	152	156	156
Combustible et achats d'électricité	8	7	6
Marge brute aux fins de comparaison	144	149	150
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	37	36	38
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	3	3
BAIIA aux fins de comparaison	105	110	109
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	12	7	4
Entretien d'envergure planifié	8	7	8
Total des dépenses d'investissement de maintien	20	14	12
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	20	15	13
Provisions	2	–	–
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	–	2	–
Flux de trésorerie du secteur Hydroélectricité	83	93	96

1) Les actifs hydroélectriques assortis de CAÉ en Alberta comprennent 13 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 et en Ontario et les centrales hydroélectriques en Alberta qui ne sont pas visées par des CAÉ réglementés.

2) Les services auxiliaires 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. Le CAÉ est venu à échéance le 31 décembre 2020.

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.

5) Le montant net du paiement lié aux CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta représente les obligations financières de la Société pour les montants notionnels d'énergie et de services auxiliaires conformément aux CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta qui sont venus à échéance le 31 décembre 2020.

2020

La production pour 2020 a augmenté de 87 GWh par rapport à celle de 2019, en raison principalement d'une hausse des ressources hydriques.

Les volumes des services auxiliaires pour l'exercice 2020 ont diminué de 121 GWh comparativement à ceux de l'exercice 2019. Cette diminution s'explique essentiellement par le fait que l'AESO a obtenu des volumes moins élevés de services auxiliaires en 2020. En outre, les conditions de marché relatives aux services auxiliaires se sont affaiblies, notamment en raison de la COVID-19 et de la baisse de la demande du secteur industriel en Alberta.

	2020	2019	2018
Produits des activités ordinaires bruts par MWh			
Actifs hydroélectriques visés par des CAÉ en Alberta – Énergie (\$/MWh)	51 \$	61 \$	59 \$
Actifs hydroélectriques visés par des CAÉ en Alberta – Services auxiliaires (\$/MWh)	23 \$	30 \$	32 \$

Pour l'exercice 2020, les produits de l'énergie par MWh de production tirés des actifs hydroélectriques en Alberta ont diminué d'environ 10 \$ par MWh par rapport à ceux de l'exercice 2019, en raison d'une baisse des prix marchands réalisés en Alberta.

Pour l'exercice 2020, les produits des services auxiliaires par MWh de production tirés des actifs hydroélectriques en Alberta ont diminué d'environ 7 \$ par MWh par rapport à ceux de l'exercice 2019. La baisse des prix réalisés est principalement attribuable aux conditions du marché défavorables en Alberta en 2020. Pour plus de précisions sur les conditions du marché et les prix, se reporter à la rubrique «Forces concurrentielles» du présent rapport de gestion.

Le total des produits des activités ordinaires bruts pour l'exercice 2020 a reculé de 34 millions de dollars par rapport à celui de l'exercice 2019, les produits de l'énergie et les produits des services auxiliaires ayant reculé sous l'effet de la baisse des prix en Alberta et de la baisse de la demande de produits auxiliaires, le tout en partie contrebalancé par une hausse des ressources hydriques.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour l'exercice 2020 a diminué de 5 millions de dollars par rapport à celui de l'exercice 2019, du fait d'une baisse des produits des activités ordinaires en partie compensée par les recouvrements accordés par l'AESO en lien avec la procédure relative aux pertes de réseau attribuées par l'AESO. Pour plus d'informations, se reporter à la note 36 «Engagements et éventualités» des états financiers.

Les dépenses d'investissement de maintien pour l'exercice 2020 ont augmenté de 6 millions de dollars par rapport à celles de l'exercice 2019, en raison d'une augmentation des interruptions planifiées en 2020.

Pour l'exercice 2020, les flux de trésorerie du secteur Hydroélectricité ont diminué de 10 millions de dollars par rapport à ceux de l'exercice 2019, en raison surtout d'une baisse du BAIIA et d'une hausse des dépenses d'investissement de maintien, contrebalancées en partie par une diminution des montants de règlement des frais de démantèlement et de remise en état.

2019

La production pour 2019 a augmenté de 139 GWh par rapport à celle de 2018, en raison principalement d'une hausse des ressources hydriques.

Pour 2019, le total des produits des activités ordinaires bruts a été comparable à celui de 2018, le secteur Hydroélectricité ayant optimisé ses produits des activités ordinaires par une combinaison de ventes d'énergie et de services auxiliaires, ce qui nous permet de maintenir des produits des activités ordinaires constants d'un exercice à l'autre.

Pour l'exercice 2019, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 1 million de dollars par rapport à celui de 2018, parce que nous avons réussi à réduire les coûts au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration grâce à des initiatives de réduction des coûts, tout en absorbant les frais de gestion de Brookfield, qui s'élèvent à 1,5 million de dollars.

En 2019, les flux de trésorerie du secteur Hydroélectricité ont diminué de 3 millions de dollars par rapport à ceux de 2018, en raison surtout d'une hausse des dépenses d'investissement et des frais de démantèlement liés aux actifs de transport.

Énergie éolienne et énergie solaire

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Disponibilité (%)	95,1	95,0	95,4
Production visée par des contrats (GWh)	2 871	2 395	2 363
Production marchande (GWh)	1 198	960	1 005
Total de la production (GWh)	4 069	3 355	3 368
Capacité installée brute (MW) ¹	1 572	1 495	1 382
Produits des activités ordinaires	334	295	302
Combustible et achats d'électricité	25	16	17
Marge brute aux fins de comparaison	309	279	285
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	53	50	50
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	8	8	8
Autres résultats d'exploitation, montant net ²	—	(10)	(6)
BAIIA aux fins de comparaison	248	231	233
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	—	2	5
Entretien d'envergure planifié	13	11	8
Total des dépenses d'investissement de maintien	13	13	13
Dépenses d'investissement liées à la productivité	1	—	2
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	14	13	15
Provisions	(8)	—	—
Paiements de principal sur les obligations locatives	1	1	—
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	—	1	1
Autre ²	—	10	6
Flux de trésorerie du secteur Énergie éolienne et énergie solaire	241	206	211

1) La capacité installée brute de 2020 comprend la centrale de stockage à batteries WindCharger et notre quote-part du parc éolien Skookumchuck. La capacité installée brute de 2020 et 2019 comprend l'ajout de Big Level et d'Antrim, contrebalancé en partie par une réduction du nombre de turbines éoliennes attribuable aux incendies de tour survenus aux parcs éoliens du Wyoming et de Summerview.

2) Concerne l'indemnité d'assurance comprise dans les autres résultats d'exploitation, montant net.

2020

La disponibilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 a été comparable à celle de 2019, ce qui est conforme à nos attentes.

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 a augmenté de 714 GWh, en raison surtout de la mise en service des parcs éoliens Big Level et Antrim en décembre 2019 et des ressources éoliennes abondantes dans toutes les régions en 2020, particulièrement dans nos centrales éoliennes en Alberta.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour l'exercice 2020 a augmenté de 17 millions de dollars par rapport à celui de l'exercice 2019, en raison principalement de l'ajout des parcs éoliens Big Level et Antrim et de la hausse de la production, le tout en partie contrebalancé par l'indemnité d'assurance reçue en 2019, la baisse des prix en Alberta et l'expiration prévue en 2019 de certains incitatifs à la production éolienne. En outre, en 2020, l'AESO a commencé à émettre des factures relatives aux pertes de réseau attribuées par l'AESO. Le secteur Énergie éolienne et énergie solaire s'est vu attribuer des coûts de 8 millions de dollars en 2020, qui sont reflétés dans le combustible et les achats d'électricité pour l'exercice considéré. Pour plus de précisions, se reporter à la note 36 «Engagements et éventualités» des états financiers.

Les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité pour l'exercice 2020 sont comparables à celles de l'exercice 2019.

Les flux de trésorerie du secteur Énergie éolienne et énergie solaire ont augmenté de 35 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 par rapport à ceux de l'exercice précédent, en raison principalement d'une augmentation du BAIIA aux fins de comparaison et de l'indemnité d'assurance reçue en 2019, le tout contrebalancé en partie par une hausse des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses liées à la productivité relativement aux dépenses pour les fondations de Kent Hills.

2019

La disponibilité et la production pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 ont été comparables à celles de 2018, ce qui est conforme à nos attentes. Les parcs éoliens Big Level et Antrim ont eu une incidence minimale sur la disponibilité et la production de 2019, puisqu'ils ont été mis en service à la fin de décembre.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour 2019 est comparable à celui de 2018. La hausse des indemnités d'assurance liées aux incendies de tour survenus aux parcs éoliens du Wyoming et de Summerview a été contrebalancée en partie par une baisse des produits des activités ordinaires attribuable à l'expiration prévue des incitatifs basés sur la production pour trois parcs éoliens.

Les flux de trésorerie du secteur Énergie éolienne et énergie solaire ont reculé de 5 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, par rapport à ceux de l'exercice 2018, en raison surtout d'une baisse des produits des activités ordinaires.

Gaz – Amérique du Nord¹

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Disponibilité (%)	96,9	94,8	93,3
Production visée par des contrats (GWh)	1 896	1 655	1 620
Production marchande (GWh) ²	131	262	172
Achats d'électricité (GWh) ²	(198)	(92)	(79)
Total de la production (GWh)	1 829	1 825	1 713
Capacité installée brute (MW) ³	974	945	945
Produits des activités ordinaires	234	238	407
Combustible et achats d'électricité	66	74	99
Marge brute aux fins de comparaison	168	164	308
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	49	44	48
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	1	1
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	(1)	—
BAIIA aux fins de comparaison	117	120	259
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	4	10	4
Entretien d'envergure planifié	2	8	16
Total des dépenses d'investissement de maintien	6	18	20
Dépenses d'investissement liées à la productivité	—	—	2
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	6	18	22
Provisions et autres	—	—	9
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	2	3	—
Flux de trésorerie du secteur Gaz – Amérique du Nord	109	99	228

1) Ce secteur, auparavant connu sous le nom de secteur Gaz au Canada, a été renommé à la suite de l'acquisition de la centrale Ada au deuxième trimestre de 2020. Se reporter à la rubrique « Stratégie d'entreprise » du présent rapport de gestion et à la note 4 des états financiers consolidés pour plus de précisions.

2) Les achats d'électricité utilisés pour l'optimisation de la répartition ont été séparés de la production marchande pour l'exercice considéré. Les montants des périodes de comparaison ont été ajustés afin de refléter ce changement.

3) La capacité installée brute de l'exercice 2020 comprend l'acquisition de la centrale Ada d'une capacité de 29 MW au deuxième trimestre de 2020.

2020

La disponibilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 a augmenté par rapport à celle de l'exercice 2019, surtout en raison de la diminution du nombre d'interruptions planifiées et non planifiées à nos centrales de Fort Saskatchewan, de Sarnia et d'Ottawa, en partie contrebalancée par les interruptions planifiées à la centrale Ada.

La production est comparable à celle de 2019. La hausse de la demande de la clientèle à la centrale de Sarnia et l'ajout de la centrale Ada ont été contrebalancés par la baisse de la demande du marché en Ontario en 2020. En raison du faible prix de l'électricité en Ontario, nous avons réglé certains achats d'électricité des clients avec de l'électricité achetée sur le marché de la production marchande. Dans l'ensemble, en raison de la nature de nos contrats, les variations de la production n'ont pas d'incidence financière importante sur nos résultats, nos contrats prévoyant des paiements de capacité et la fourniture du combustible par le client ou un transfert des coûts au titre du combustible.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour l'exercice 2020 ont augmenté de 5 millions de dollars par rapport à celles de l'exercice 2019, en raison de l'ajout de la nouvelle centrale Ada et des nouvelles modalités renégociées de l'accord commercial de Fort Saskatchewan.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour l'exercice 2020 a diminué de 3 millions de dollars par rapport à celui de l'exercice 2019, surtout en raison de la baisse des résultats à Fort Saskatchewan, le nouvel accord commercial ayant subi l'incidence négative de la baisse des prix marchands en Alberta, le tout en partie contrebalancé par l'ajout de la centrale Ada.

Pour l'exercice 2020, les dépenses d'investissement de maintien ont diminué de 12 millions de dollars en raison surtout d'une interruption planifiée importante à la centrale de Sarnia en 2019.

Les flux de trésorerie du secteur Gaz en Amérique du Nord ont augmenté de 10 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 par rapport à ceux de l'exercice précédent, en raison surtout de la baisse des dépenses d'investissement de maintien, en partie contrebalancée par une baisse du BAIIA aux fins de comparaison.

2019

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, la disponibilité a augmenté par rapport à celle de 2018, en raison surtout d'une baisse des interruptions planifiées à Fort Saskatchewan et à Sarnia.

Pour l'exercice, la production a augmenté de 112 GWh par rapport à celle de 2018, principalement en raison d'une hausse de la demande de la clientèle et du marché ainsi que d'une baisse du nombre d'interruptions planifiées, le tout en partie contrebalancé par une hausse du nombre d'interruptions non planifiées.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour 2019 a diminué de 139 millions de dollars par rapport à celui de 2018, essentiellement en raison de l'expiration du contrat de la centrale de Mississauga le 31 décembre 2018 et de la baisse des paiements prévus tirés du contrat de location-financement de Poplar Creek. Le BAIIA aux fins de comparaison pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 comprend des montants respectivement de néant (105 millions de dollars en 2018) et 20 millions de dollars (57 millions de dollars en 2018) liés aux contrats des centrales de Mississauga et de Poplar Creek. De plus, le BAIIA aux fins de comparaison a bénéficié d'une baisse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration par rapport à l'exercice précédent en raison d'un recul des frais généraux et des coûts d'exploitation.

Les dépenses d'investissement de maintien ont totalisé 18 millions de dollars en 2019, un recul de 2 millions de dollars attribuable à une baisse des coûts des interruptions planifiées, contrebalancé en partie par le calendrier des achats de pièces de rechange pour la centrale de Sarnia.

Les flux de trésorerie du secteur Gaz au Canada ont diminué de 129 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 par rapport à ceux de l'exercice précédent, en raison principalement d'une baisse du BAIIA aux fins de comparaison.

Gaz – Australie

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Disponibilité (%)	93,8	90,6	94,0
Production visée par des contrats (GWh)	1 779	1 832	1 814
Capacité installée brute (MW)	450	450	450
Produits des activités ordinaires	162	160	165
Combustible et achats d'électricité	6	5	4
Marge brute aux fins de comparaison	156	155	161
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	32	37	37
BAIIA aux fins de comparaison	124	118	124
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	3	2	2
Entretien d'envergure planifié	6	3	–
Total des dépenses d'investissement de maintien	9	5	2
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	10	6	2
Divers	–	–	(14)
Flux de trésorerie du secteur Gaz – Australie	114	112	136

2020

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, la disponibilité a augmenté par rapport à celle de 2019, en raison surtout des interruptions non planifiées en 2019.

La production pour l'exercice 2020 a diminué comparativement à celle de l'exercice 2019, ce qui est principalement attribuable aux variations de la demande de la clientèle à la centrale de South Hedland. En raison de la nature de nos contrats, les variations de la production n'ont pas d'incidence financière importante sur nos résultats, nos contrats prévoyant des paiements de capacité et la fourniture du combustible par le client ou un transfert des coûts au titre du combustible.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 6 millions de dollars par rapport à celui de 2019, en raison du report des frais juridiques liés à notre litige avec Fortescue Metals Group Ltd («FMG»), de la réduction des effectifs résultant du contrôle des coûts et de l'appréciation du dollar australien par rapport au dollar canadien.

Les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité pour 2020 ont augmenté de 4 millions de dollars par rapport à celles de 2019, en raison surtout des travaux d'entretien d'envergure planifiés effectués à notre centrale de Southern Cross.

Pour l'exercice 2020, les flux de trésorerie du secteur Gaz en Australie ont augmenté de 2 millions de dollars, principalement en raison d'un BAIIA aux fins de comparaison plus élevé, en partie contrebalancé par la hausse des dépenses d'investissement de maintien.

2019

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, la disponibilité a diminué par rapport à celle de 2018, en raison surtout des interruptions non planifiées.

En 2019, la production a été comparable à celle de 2018. En raison de la nature de nos contrats, les variations de la production n'ont pas d'incidence financière importante sur nos résultats, nos contrats prévoyant des paiements de capacité et la fourniture du combustible par le client ou un transfert des coûts au titre du combustible.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, le BAIIA aux fins de comparaison a reculé de 6 millions de dollars par rapport à celui de 2018, en raison de l'affaiblissement du dollar australien et des frais juridiques courants associés à notre litige avec FMG.

Les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité pour 2019 ont augmenté de 4 millions de dollars par rapport à celles de 2018, en raison surtout des travaux d'entretien d'envergure planifiés effectués à notre centrale de Southern Cross.

Les flux de trésorerie du secteur Gaz en Australie ont diminué de 24 millions de dollars en 2019, en raison surtout d'une baisse du BAIIA aux fins de comparaison ainsi que d'une hausse des dépenses d'investissement de maintien. De plus, les flux de trésorerie de 2018 comprenaient le recouvrement d'une créance à long terme.

Énergie thermique en Alberta¹

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Disponibilité (%)	84,8	89,2	91,6
Production visée par des contrats (GWh)	5 851	6 927	8 936
Production marchande (GWh)	4 186	5 932	5 304
Total de la production (GWh)	10 037	12 859	14 240
Capacité installée brute (MW) ²	2 866	3 229	3 231
Produits des activités ordinaires	659	823	901
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité ³	391	449	526
Marge brute aux fins de comparaison	268	374	375
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	131	138	171
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	15	13	13
Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance	—	(56)	(157)
Autres résultats d'exploitation, montant net	(40)	(40)	(41)
BAIIA aux fins de comparaison³	162	319	389
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	16	15	17
Dépenses d'investissement liées aux mines	7	23	42
Entretien d'envergure planifié	62	34	15
Total des dépenses d'investissement de maintien	85	72	74
Dépenses d'investissement liées à la productivité	1	6	12
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	86	78	86
Provisions	—	(6)	(10)
Paiements de principal sur les obligations locatives	20	16	14
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	9	17	19
Divers	—	—	1
Flux de trésorerie du secteur Énergie thermique en Alberta	47	214	279

1) Au troisième trimestre de 2020, le secteur Charbon au Canada a été renommé Énergie thermique en Alberta.

2) Pour chacun des exercices, comprend l'unité 5 de la centrale de Sundance, d'une capacité de 406 MW, qui a été mise temporairement à l'arrêt. La capacité de l'unité 2 de la centrale Sheerness a augmenté en 2020 par suite du rembobinage du générateur et d'un test final. Les chiffres de 2019 et 2018 comprennent également l'unité 3 de la centrale de Sundance, d'une capacité de 368 MW, qui a été mise temporairement à l'arrêt, puis mise hors service au troisième trimestre de 2020. De plus, l'échange d'actifs visant l'unité 3 de la centrale de Keop Hills et l'unité 3 de la centrale de Genesee a donné lieu à une réduction nette de capacité de 2 MW survenue au quatrième trimestre de 2019.

3) En 2020, les intérêts sur la provision pour pertes de réseau ont été reclassés des coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité aux charges d'intérêts.

Informations complémentaires	2020	2019	2018
BAIIA aux fins de comparaison – exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ	162	263	232
Flux de trésorerie du secteur Énergie thermique en Alberta – exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ	47	158	122

2020

La disponibilité pour l'exercice 2020 a diminué en regard de celle de l'exercice 2019, principalement en raison de l'interruption planifiée à l'unité 6 de la centrale de Sundance pour l'entretien et la conversion au gaz qui a eu lieu à la fin de 2020 et de l'augmentation du nombre d'interruptions non planifiées et de réductions de la capacité nominale. La remise en service de l'unité 6 de la centrale de Sundance a été retardée en raison de problèmes inattendus détectés pendant la remise en service. L'unité 2 de notre centrale de Keephills a connu un accroissement des arrêts à l'approche de l'interruption de 2021 à des fins de révision générale. L'accroissement des réductions de la capacité nominale est attribuable à notre plan de transition visant la conversion au gaz et à notre consommation de stocks de charbon de qualité inférieure.

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 a diminué de 2 822 GWh par rapport à celle de 2019. Cette baisse est attribuable principalement aux réductions et à l'optimisation de la répartition qui ont entraîné une baisse de la production marchande des centrales thermiques en Alberta découlant d'une baisse de la demande du secteur industriel dans la province et de l'incidence de la COVID-19 sur la demande en général. La diminution de la production s'explique également par la baisse de la disponibilité.

Les produits des activités ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 ont reculé de 164 millions de dollars en regard de ceux de 2019, en raison principalement d'une baisse de la production marchande.

	2020	2019	2018
Produits des activités ordinaires par MWh	66 \$	64 \$	63 \$
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité par MWh	39 \$	35 \$	37 \$

Pour l'exercice 2020, les produits des activités ordinaires par MWh de production ont augmenté de 2 \$ par MWh, comparativement à ceux de l'exercice 2019, ce qui s'explique essentiellement par la hausse des prix réalisés attribuable à l'optimisation de la production au cours des périodes où les prix du marché ont été favorables et par le fait que les positions de couverture ont minimisé l'incidence des prix du marché défavorables.

Pour l'exercice 2020, les coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité par MWh de production ont augmenté de 4 \$ par MWh par rapport à ceux de l'exercice 2019. Les coûts par MWh ont augmenté en raison des écarts des coûts fixes du charbon qui sont répartis sur un volume plus faible.

Nous avons continué de cogénérer avec du gaz naturel, lorsque cela était rentable. La combustion du gaz naturel produit moins d'émissions de GES que la combustion au charbon, ce qui abaisse nos coûts de conformité liés aux GES.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour l'exercice 2020 ont diminué par rapport à celles de l'exercice 2019, en raison d'un contrôle rigoureux des coûts, de la réduction des effectifs correspondant aux plans de transition visant la conversion au gaz, et d'une baisse de la production.

Exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ, le BAIIA aux fins de comparaison pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 a diminué de 101 millions de dollars par rapport à celui de 2019. La production marchande a diminué en raison des conditions défavorables du marché et de la hausse des coûts du combustible.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, les dépenses d'investissement de maintien ont augmenté de 13 millions de dollars par rapport à celles de l'exercice 2019, surtout en raison de l'entretien important qui a été effectué pendant la conversion au bicarburant de la centrale de Sheerness, et de la révision générale de l'unité 6 de la centrale de Sundance.

Les flux de trésorerie du secteur Énergie thermique en Alberta pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ, ont diminué de 111 millions de dollars par rapport à ceux de l'exercice 2019, surtout en raison de la diminution du BAIIA aux fins de comparaison, de la hausse des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité et du règlement anticipé de contrats de location de matériel minier, le tout en partie contrebalancé par le report des dépenses liées au démantèlement du fait de la COVID-19.

2019

En 2019, la disponibilité a diminué par rapport à celle de 2018 en raison des interruptions planifiées à l'unité 1 de la centrale de Keephills et à l'unité 4 de la centrale de Sundance, alors qu'en 2018, il n'y a eu qu'une seule interruption à l'une de nos unités non exploitées. Ce facteur a été en partie contrebalancé par une diminution des pertes non planifiées en 2019.

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 a diminué de 1 381 GWh par rapport à celle de 2018, en raison surtout de la mise à l'arrêt de certaines unités de la centrale de Sundance et des interruptions planifiées, contrebalancées en partie par une baisse des interruptions non planifiées. La baisse de la production visée par des contrats a été contrebalancée en partie par une hausse de la production marchande.

Les produits des activités ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 ont diminué de 78 millions de dollars par rapport à ceux de l'exercice 2018, en raison principalement de la baisse de la production découlant de la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance le 31 mars 2018.

Les produits des activités ordinaires par MWh de production ont augmenté pour passer de 63 \$ par MWh en 2018 à environ 64 \$ par MWh en 2019. Les produits des activités ordinaires au premier trimestre de 2018 comprenaient les produits des activités ordinaires tirés des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance de même que les produits des activités ordinaires attribuables au transfert 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 coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité par MWh ont reculé en 2019 par rapport à ceux de 2018. Les coûts par MWh de production sont passés de 37 \$ par MWh en 2018 à environ 35 \$ par MWh en 2019.

Nous avons continué de cogénérer avec du gaz naturel, lorsque cela était rentable. La combustion du gaz naturel produit moins d'émissions de GES que la combustion au charbon, ce qui abaisse nos coûts de conformité liés aux GES. De plus, les coûts du combustible peuvent être réduits grâce à la cogénération, selon le prix du marché du gaz naturel. Le contrat garanti de transport de gaz naturel sur le gazoduc Pioneer, qui a permis d'augmenter considérablement les quantités de gaz dont nous disposons et d'accroître l'approvisionnement disponible pour la cogénération, est entré en vigueur le 1^{er} novembre 2019.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont diminué en 2019 en regard de celles de 2018, ce qui reflète l'incidence pour un exercice complet des réductions de coûts mises progressivement en œuvre par rapport à l'exercice précédent. Ces réductions de coûts découlent d'une combinaison de facteurs, dont le nombre réduit d'unités en exploitation, un facteur de capacité plus faible sur les unités marchandes, la cogénération avec le gaz et l'optimisation de l'exploitation et des travaux d'entretien.

Exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ, le BAIIA aux fins de comparaison pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 a augmenté de 31 millions de dollars par rapport à celui de 2018. Cela reflète en grande partie la baisse des coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité, ainsi qu'une diminution des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, les dépenses d'investissement de maintien ont diminué de 2 millions de dollars par rapport à celles de 2018, en raison surtout du nombre moins élevé de travaux d'aménagement de carrière réalisés en 2019, contrebalancé en partie par la hausse des dépenses d'investissement de maintien en raison de travaux d'envergure planifiés. En 2018, il n'y a eu qu'une seule interruption planifiée importante à l'une de nos unités non exploitées, tandis qu'en 2019, il y a eu deux interruptions planifiées importantes, l'une à l'unité 1 de la centrale de Keephills et l'autre à l'unité 4 de la centrale de Sundance.

Les flux de trésorerie du secteur Énergie thermique en Alberta pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 ont augmenté de 36 millions de dollars (exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ) par rapport à ceux de 2018, en raison surtout d'un BAIIA aux fins de comparaison plus élevé et d'une baisse des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité.

Centralia¹

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Disponibilité (%)	76,2	74,0	60,2
Disponibilité ajustée (%) ²	90,2	83,5	84,6
Volume des ventes contractuelles (GWh)	3 338	3 329	3 329
Volume des ventes marchandes (GWh)	5 571	7 691	5 704
Achats d'électricité (GWh)	(3 775)	(3 865)	(3 665)
Total de la production (GWh)	5 134	7 155	5 368
Capacité installée brute (MW)	1 340	1 340	1 340
Produits des activités ordinaires	483	559	471
Combustible et achats d'électricité	279	416	314
Marge brute aux fins de comparaison	204	143	157
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	60	67	61
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	5	3	5
BAIIA aux fins de comparaison	139	73	91
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	3	2	2
Entretien d'envergure planifié	7	5	11
Total des dépenses d'investissement de maintien	10	7	13
Dépenses d'investissement liées à la productivité	—	1	—
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	10	8	13
Paiements de principal sur les obligations locatives	—	—	4
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	7	11	11
Flux de trésorerie du secteur Centralia	122	54	63

1) Au troisième trimestre de 2020, le secteur Charbon aux États-Unis a été renommé Centralia.

2) Ajustée pour tenir compte de l'optimisation de la répartition.

2020

La disponibilité ajustée pour 2020 a augmenté par rapport à celle de 2019, en raison de la diminution du nombre d'interruptions forcées et de réductions de la capacité nominale en 2020. Au cours du premier semestre de 2019, l'unité 1 de Centralia a connu d'importantes réductions de la capacité nominale qui ont été résolues et n'ont pas eu lieu en 2020.

Pour l'exercice 2020, la production a diminué de 2 021 GWh par rapport à celle de l'exercice 2019, en raison surtout de la baisse des prix marchands tout au long de l'exercice 2020 et du calendrier d'optimisation de la répartition. En 2020, les deux unités de la centrale de Centralia ont été mises hors service en février et en mars en raison de la baisse saisonnière des prix dans le Nord-Ouest Pacifique, tandis qu'en 2019, ces deux unités étaient demeurées en service jusqu'en avril en raison d'une hausse des prix dans cette même région.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont diminué de 7 millions de dollars en 2020 par rapport à celles de 2019, en raison surtout des niveaux d'entretien moins élevés requis pour soutenir une baisse de près de 30 % de la production, et d'un contrôle rigoureux des coûts.

Pour l'exercice 2020, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 66 millions de dollars par rapport à celui de l'exercice 2019, en raison surtout de l'accroissement des avantages tirés de l'optimisation de la répartition en 2020 et d'un événement isolé de prix extrême d'un montant de 25 millions de dollars survenu en mars 2019, au cours duquel la centrale de Centralia n'a pas été en mesure de consacrer l'une de ses unités à la production physique de l'approvisionnement pour le prochain jour ouvré en raison d'un arrêt forcé non planifié pour des travaux de réparation. En outre, le BAIIA aux fins de

comparaison en 2020 a augmenté grâce au raffermissement du dollar américain par rapport au dollar canadien, tout au long de l'exercice.

Les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité pour l'exercice 2020 ont augmenté de 2 millions de dollars par rapport à celles de l'exercice 2019, du fait surtout de l'augmentation des travaux d'entretien planifiés effectués en 2020 durant la mise en veille d'unités.

Les flux de trésorerie du secteur Centralia ont augmenté de 68 millions de dollars pour l'exercice 2020 par rapport à ceux de l'exercice précédent, en raison principalement d'une augmentation du BAIIA aux fins de comparaison et du report des dépenses liées au démantèlement en raison de la COVID-19, le tout contrebalancé en partie par une hausse des dépenses d'investissement de maintien.

2019

La disponibilité ajustée pour 2019 a diminué par rapport à celle de 2018, en raison de l'augmentation du nombre d'arrêts forcés et de réductions de la capacité nominale en 2019. L'unité 1 de la centrale de Centralia a été exploitée avec une réduction de la capacité nominale en raison du blocage d'un précipitateur, ce qui a eu une incidence sur le premier semestre de 2019. Cette réduction de la capacité nominale a été résolue lorsque l'unité a été mise hors service au deuxième trimestre de 2019.

La production a augmenté de 1 787 GWh en 2019 en regard de celle de 2018, en raison surtout de la hausse des prix marchands au cours du premier semestre de 2019 et du calendrier d'optimisation de la répartition. En 2019, les deux unités de la centrale de Centralia sont demeurées en service jusqu'en avril en raison de la hausse des prix dans le Nord-Ouest Pacifique, tandis qu'en 2018, ces deux unités ont été mises hors service en février en raison d'une baisse saisonnière des prix dans cette même région. En 2018, nous avons effectué des travaux d'entretien d'envergure sur les deux unités pendant cette période.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté de 6 millions de dollars en 2019 par rapport à celles de 2018, en raison surtout des niveaux d'entretien plus élevés requis pour soutenir une hausse de la production de 33 % et du fait d'une hausse des coûts engagés pour résoudre les problèmes de blocage des précipitateurs.

En 2019, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 18 millions de dollars en regard de celui de 2018, en raison surtout d'un événement isolé de prix extrêmes survenu en mars. La centrale de Centralia n'a pas été en mesure de consacrer l'une de ses unités à la production physique de l'approvisionnement pour le prochain jour ouvré en raison d'un arrêt forcé non planifié pour des travaux de réparation.

Les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses liées à la productivité en 2019 ont diminué de 5 millions de dollars par rapport à celles de 2018, du fait qu'il y a eu moins d'interruptions planifiées pour travaux d'entretien en 2019.

En 2019, les flux de trésorerie de la centrale de Centralia ont diminué de 9 millions de dollars par rapport à ceux de l'exercice 2018, en raison surtout d'une baisse du BAIIA aux fins de comparaison, contrebalancée en partie par un recul des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité.

Commercialisation de l'énergie

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Produits des activités ordinaires et marge brute aux fins de comparaison	143	119	67
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	30	30	24
BAIIA aux fins de comparaison	113	89	43
Déduire :			
Provisions et autres	(1)	(16)	10
Flux de trésorerie du secteur Commercialisation de l'énergie	114	105	33

2020

Le BAIIA aux fins de comparaison pour 2020 a augmenté de 24 millions de dollars par rapport à celui de 2019. Ces résultats s'expliquent principalement par le maintien d'un solide rendement tant sur le marché de l'électricité que sur celui du gaz naturel. Les profits ont été réalisés grâce aux stratégies à court terme mises en place dans diverses régions géographiques soutenues par le marché et la volatilité des prix. L'équipe du secteur Commercialisation de l'énergie a été en mesure de tirer parti des possibilités d'arbitrage à court terme dans les marchés où nous négocions, sans modifier de manière significative le profil de risque de l'unité fonctionnelle. Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour 2020 et 2019 ont été comparables.

Les flux de trésorerie du secteur Commercialisation de l'énergie pour l'exercice 2020 ont augmenté de 9 millions de dollars par rapport à ceux de l'exercice 2019, surtout en raison de la hausse du BAIIA aux fins de comparaison, en partie contrebalancée par les variations des obligations en matière d'émissions et des soldes payés d'avance au titre des droits de transport.

2019

En 2019, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 46 millions de dollars en regard de celui de 2018, en raison des solides résultats dans l'ensemble du secteur Commercialisation de l'énergie, et plus particulièrement ceux des marchés de l'ouest et de l'est des États-Unis en raison d'une volatilité élevée soutenue. Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté en raison de l'augmentation des incitatifs liés à l'amélioration du rendement. L'équipe du secteur Commercialisation de l'énergie a été en mesure de tirer parti des possibilités d'arbitrage à court terme dans les marchés où nous négocions, sans modifier de manière significative le profil de risque de l'unité fonctionnelle.

Les flux de trésorerie du secteur Commercialisation de l'énergie pour l'exercice 2019 ont augmenté de 72 millions de dollars par rapport à ceux de l'exercice 2018, surtout en raison de la hausse du BAIIA aux fins de comparaison ainsi que des variations des obligations en matière d'émissions et des soldes payés d'avance au titre des droits de transport.

Siège social

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	80	73	86
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	1
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	2	—
BAIIA aux fins de comparaison	(81)	(76)	(87)
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	14	12	16
Total des dépenses d'investissement de maintien	14	12	16
Dépenses d'investissement liées à la productivité	1	—	4
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	15	12	20
Provisions	—	—	—
Paiements de principal sur les obligations locatives	4	4	—
Flux de trésorerie du secteur Siège social	(100)	(92)	(107)
Informations complémentaires	2020	2019	2018
Flux de trésorerie du secteur Siège social	(100)	(92)	(107)
(Profits) pertes réalisés sur swap sur rendement total	2	(13)	(1)
Flux de trésorerie du secteur Siège social ajustés	(98)	(105)	(108)

2020

Pour l'exercice 2020, les frais généraux du secteur Siège social se sont établis à 81 millions de dollars, en hausse de 5 millions de dollars par rapport au montant de 76 millions de dollars pour l'exercice 2019, en raison surtout des profits et pertes réalisés sur le swap sur rendement total. Une partie du montant du règlement de nos régimes de paiements fondés sur des actions à l'intention du personnel est fixée en concluant des swaps sur rendement total, qui sont réglés au comptant tous les trimestres. Exclusion faite de l'incidence du swap sur rendement total, les frais généraux du secteur Siège social pour l'exercice 2020 ont diminué de 10 millions de dollars par rapport à ceux de l'exercice 2019, principalement en raison de la diminution des frais juridiques et de la baisse des coûts de main-d'œuvre et de déplacement, le tout en partie contrebalancé par des frais supplémentaires à l'appui de projets de croissance et de mise en valeur, la centralisation des services partagés par le secteur Siège social et les frais supplémentaires engagés en vue de soutenir les protocoles liés à la COVID-19.

Les flux de trésorerie du secteur Siège social, exclusion faite de l'incidence du swap sur rendement total, ont également été inférieurs en 2020 par rapport à 2019 en raison d'une légère augmentation des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses liées à la productivité dans les technologies de l'information.

2019

En 2019, les frais généraux du secteur Siège social se sont établis à 76 millions de dollars, en baisse de 11 millions de dollars par rapport au montant de 87 millions de dollars pour 2018, essentiellement en raison des initiatives de réduction de coûts et des paiements de principal sur les obligations locatives. De plus, nous avons réalisé un profit net de 13 millions de dollars sur le swap sur rendement total, lequel a été contrebalancé en grande partie par la hausse des coûts juridiques. Les flux de trésorerie du secteur Siège social ont bénéficié également d'une baisse des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité attribuable à une hausse en 2018 des dépenses liées à de nouvelles solutions d'automatisation et de technologies de l'information mises en œuvre dans les années antérieures, ce qui a contribué aux réductions de coûts en 2019.

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 2020, 2019 et 2018. 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 afin d'aider la direction et les investisseurs à comprendre notre situation financière et nos résultats d'exploitation. 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, le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé, le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé par secteur, les fonds provenant des activités d'exploitation, les fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés, les flux de trésorerie disponibles, le total de la dette nette, le total de la dette nette consolidée, la dette nette ajustée, la dette nette déconsolidée et les flux de trésorerie sectoriels provenant des activités, tels qu'ils sont tous définis ci-après, présentés dans le présent rapport de gestion, sont des mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux rubriques «Analyse des résultats financiers consolidés», «Résultats sectoriels aux fins de comparaison», «Principales informations trimestrielles», «Principaux ratios financiers» et «Capital financier» du présent rapport de gestion pour plus de précisions, y compris un rapprochement des mesures non conformes aux IFRS et de la mesure IFRS la plus comparable.

Analyse des résultats financiers consolidés

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, selon le BAIIA aux fins de comparaison, nous reclassons certaines transactions pour faciliter l'analyse du rendement de nos activités :

- Le BAIIA aux fins de comparaison est ajusté pour exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché.
- Les profits ou pertes sur les ventes d'actifs ou les profits et pertes de change ne sont pas inclus puisqu'ils ne font pas partie des résultats d'exploitation.
- Certains actifs que nous détenons au Canada et en Australie 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 reclassons également l'amortissement de notre matériel minier inscrit au poste Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité pour tenir compte des coûts au comptant réels de nos activités dans le calcul de notre BAIIA aux fins de comparaison.
- Les réductions de valeur des stocks de charbon ne font pas partie de cette mesure, car ce sont des ajustements sans effet de trésorerie qui ne reflètent pas les résultats de nos principales activités lors de la conversion au gaz. Pour faire progresser nos plans de conversion au gaz, il a été décidé d'accélérer la fermeture de la mine pour qu'elle ait lieu en 2021.
- En décembre 2016, nous avons convenu de résilier l'entente existante avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité visant notre centrale de cogénération de Mississauga, en Ontario, et avons conclu le contrat de PSVSP, qui a pris 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 PSVSP, 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 avons amorti 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 produits d'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.
- En octobre 2019, nous avons acquis la participation de 50 % de Capital Power dans l'unité 3 de la centrale de Keephills en échange de la vente à Capital Power de notre participation de 50 % dans l'unité 3 de la centrale de Genesee et nous détenons maintenant à 100 % l'unité 3 de la centrale de Keephills. Par conséquent, toutes les ententes relatives à l'unité 3 de la centrale de Keephills et à l'unité 3 de la centrale de Genesee conclues avec Capital Power ont été résiliées, y compris l'entente régissant l'approvisionnement en charbon de l'unité 3 de la centrale de Keephills par la mine de Highvale de TransAlta. À la résiliation de cette entente au quatrième trimestre de 2019, la mine de Highvale n'avait aucune obligation de prestation future et, par conséquent, le solde du passif sur contrat de 88 millions de dollars a été comptabilisé en résultat. Sur une base comparable, nous avons retiré ce profit des résultats de 2019.

- Les imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs sont retirées du calcul du BAIIA aux fins de comparaison puisqu'il s'agit d'ajustements comptables qui ont une incidence sur la dépréciation et ne reflètent pas le rendement de l'entreprise.
- Au cours du quatrième trimestre de 2020, nous avons acquis une participation de 49 % dans le parc éolien Skookumchuck, qui est traitée à titre de placement comptabilisé selon la méthode de la mise en équivalence en vertu des IFRS et notre quote-part du résultat net est reflétée comme étant la quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence dans le compte de résultat en vertu des IFRS. Ce placement faisant partie de nos activités régulières de production d'électricité, nous avons inclus notre quote-part du BAIIA aux fins de comparaison de Skookumchuck dans notre BAIIA aux fins de comparaison total. En outre, nous avons inclus notre quote-part des produits des activités ordinaires et des charges dans les résultats comparables du secteur Énergie éolienne et énergie solaire afin de refléter la totalité des résultats opérationnels de ce placement. Nous n'avons pas inclus le BAIIA aux fins de comparaison d'EMG dans notre BAIIA aux fins de comparaison total, étant donné qu'il ne représente pas nos activités régulières de production d'électricité.
- Au cours du quatrième trimestre de 2020, une provision pour contrat déficitaire a été comptabilisée à l'égard d'un contrat d'approvisionnement en charbon de Sheerness alors que nous accélérons la réalisation de nos plans visant l'élimination du charbon comme source de combustible d'ici la fin de 2021. Cette charge est ponctuelle et n'est pas représentative de nos activités régulières, si bien qu'elle a été exclue du 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 :

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(336)	52	(248)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	34	94	108
Dividendes sur actions privilégiées	49	30	50
Résultat net	(253)	176	(90)
<i>Ajustements pour rapprocher le résultat net du BAIIA aux fins de comparaison</i>			
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(50)	17	(6)
Profit à la vente d'actifs et autres	(9)	(46)	(1)
(Profit) perte de change	(17)	15	15
Charge d'intérêts nette	238	179	250
Résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	(1)	—	—
Amortissement	654	590	574
<i>Reclassements aux fins de comparaison</i>			
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	17	24	59
Amortissement minier inclus dans le coût du combustible	145	121	140
Produits d'intérêts australiens	4	4	4
(Profits) pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché	46	(33)	38
<i>Ajustements des résultats aux fins de rapprochement avec le BAIIA aux fins de comparaison</i>			
Incidence de l'abandon du charbon par la centrale de Sheerness ¹	29	—	—
Incidences du renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga ²	—	—	105
Profit sur la résiliation du contrat de droits relatifs aux mines de l'unité 3 de la centrale de Keephills	—	(88)	—
Réduction de valeur des stocks de charbon	37	—	—
Dépréciation d'actifs ³	84	25	73
Quote-part du BAIIA ajusté d'une coentreprise ⁴	3	—	—
BAIIA aux fins de comparaison	927	984	1 161
BAIIA aux fins de comparaison – exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ	927	928	1 004

1) Au cours du quatrième trimestre de 2020, la décision a été prise d'accélérer nos plans visant l'élimination du charbon comme source de combustible à la centrale de Sheerness d'ici la fin de 2021. De ce fait, le contrat d'approvisionnement en charbon existant a été classé à titre de contrat déficitaire et le solde des paiements prévus aux termes du contrat a été comptabilisé à titre de montant à payer pour l'exercice considéré.

2) 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).

3) La dépréciation d'actifs pour 2020 comprend principalement la mise hors service de l'unité 3 de la centrale de Sundance (70 millions de dollars), la dépréciation d'une centrale hydroélectrique en Colombie-Britannique (2 millions de dollars), la dépréciation du terrain de Centralia (9 millions de dollars), et la dépréciation d'actifs découlant des variations des taux d'actualisation des passifs liés au démantèlement et à la remise en état de nos actifs mis hors service (une augmentation du passif lié au démantèlement et à la remise en état de 141 millions de dollars à la mine de Centralia, un montant de 15 millions de dollars au titre de camions détenus en vue de la vente et réduits à la valeur nette de réalisation et la radiation de frais de mise en valeur de projets de 18 millions de dollars, le tout contrebalancé en partie par une reprise de dépréciation de 151 millions de dollars dans le secteur Centralia en 2019; 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 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 en 2018. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique «Méthodes et estimations comptables critiques» du présent rapport de gestion.

4) Comprend notre quote-part des montants relatifs à Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

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 du principal 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	2020	2019	2018
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ^{1,2}	702	849	820
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(89)	(121)	44
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	613	728	864
Ajustements			
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise ²	3	—	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	17	24	59
Réduction de valeur des stocks de charbon	37	—	—
Divers	15	5	4
Fonds provenant des activités d'exploitation	685	757	927
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien ²	(157)	(141)	(150)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(4)	(9)	(21)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(39)	(40)	(40)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(102)	(111)	(169)
Paiements de principal sur les obligations locatives ²	(25)	(21)	(18)
Divers	—	—	(5)
Flux de trésorerie disponibles	358	435	524
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	275	283	287
Fonds provenant des activités d'exploitation par action	2,49	2,67	3,23
Flux de trésorerie disponibles par action	1,30	1,54	1,83

1) Les montants de 2019 et 2018 comprennent les indemnités de résiliation de CAÉ. Se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» pour plus de précisions.

2) Compréhent notre quote-part des montants relatifs à Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

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	2020	2019	2018
BAIIA aux fins de comparaison ¹	927	984	1 161
Provisions et autres	7	13	(9)
Charges d'intérêts ²	(192)	(174)	(187)
Charge d'impôt exigible ²	(35)	(35)	(28)
Profit (perte) de change réalisé	8	(6)	5
Frais de démantèlement et de remise en état réglés ²	(18)	(34)	(31)
Autres éléments avec effet de trésorerie et sans effet de trésorerie	(12)	9	16
Fonds provenant des activités d'exploitation	685	757	927
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien ²	(157)	(141)	(150)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(4)	(9)	(21)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(39)	(40)	(40)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(102)	(111)	(169)
Paiements de principal sur les obligations locatives ²	(25)	(21)	(18)
Divers	–	–	(5)
Flux de trésorerie disponibles	358	435	524

1) Les montants de 2019 et 2018 comprennent les indemnités de résiliation de CAÉ. Se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» pour plus de précisions.

2) Comprennent notre quote-part des montants relatifs à Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

Informations complémentaires	2020	2019	2018
Fonds provenant des activités d'exploitation – exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ	685	701	770
Flux de trésorerie disponibles – exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ	358	379	367
Fonds provenant des activités d'exploitation par action – exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ	2,49	2,48	2,68
Flux de trésorerie disponibles par action – exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ	1,30	1,34	1,28

Pour des explications concernant la période en cours, se reporter à la rubrique «Faits saillants» du présent rapport de gestion.

Les flux de trésorerie disponibles en 2019, après ajustement pour exclure les indemnités de résiliation de CAÉ, ont augmenté de 12 millions de dollars par rapport à ceux de l'exercice 2018, du fait principalement d'une baisse des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité et d'une diminution des distributions versées aux participations ne donnant pas le contrôle des filiales. Les variations importantes des flux de trésorerie sectoriels sont présentées à la rubrique «Résultats sectoriels aux fins de comparaison» du présent rapport de gestion.

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement du BAIIA présenté de nos actifs détenus et du BAIIA aux fins de comparaison :

Exercice clos le 31 déc. 2020	Présentés	Ajustements¹	Placement dans une coentreprise²	Total aux fins de comparaison
Produits des activités ordinaires	2 101	70	3	2 174
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	968	(186)	—	782
Marge brute	1 133	256	3	1 392
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	472	—	—	472
Dépréciation d'actifs	84	(84)	—	—
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	33	—	—	33
Autres résultats d'exploitation, montant net	(11)	(29)	—	(40)
BAIIA aux fins de comparaison	555	369	3	927

1) Pour plus de précisions sur les ajustements, se reporter au tableau ci-après présentant un rapprochement du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et du BAIIA aux fins de comparaison.

2) Comprend notre quote-part des montants relatifs à Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

Quatrième trimestre

Faits saillants financiers consolidés

Trois mois clos les 31 décembre	2020	2019
Disponibilité ajustée (%) ¹	87,1	91,6
Production (GWh) ¹	7 704	8 153
Produits des activités ordinaires	544	609
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité ³	327	286
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	118	127
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(167)	66
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	110	181
BAIIA aux fins de comparaison ^{2,3}	234	243
Fonds provenant des activités d'exploitation ²	161	189
Flux de trésorerie disponibles ²	52	121
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,61)	0,24
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ²	0,59	0,67
Flux de trésorerie disponibles par action ²	0,19	0,43
Dividendes déclarés sur actions ordinaires ⁴	0,09	0,04
Dividendes déclarés sur actions privilégiées ⁵	0,50	0,26

1) La disponibilité ajustée et la production comprennent tous les actifs de production que nous exploitons et les contrats de location-financement et excluent les actifs hydroélectriques et les placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence.

2) Ces éléments ne sont pas définis selon les IFRS et n'ont pas de signification normalisée en vertu des 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. Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats financiers consolidés» du présent rapport de gestion pour plus de précisions, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements des mesures établies selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles» dans le présent rapport de gestion pour plus de précisions.

3) Au cours du quatrième trimestre de 2020, nous avons reclassé la charge d'intérêts sur les pertes de réseau attribuées par l'AESO des coûts du combustible aux charges d'intérêts.

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

5) Moyenne pondérée des dividendes déclarés sur les actions privilégiées de séries A, B, C, E et G. Les dividendes déclarés varient d'un exercice à l'autre en raison du calendrier des dividendes déclarés.

Faits saillants financiers

Au cours du quatrième trimestre de 2020, la Société a dégagé un solide rendement dans les secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Gaz en Amérique du Nord, compte tenu de l'ajout de nouvelles installations et des ressources éoliennes plus importantes, le tout largement contrebalancé par l'incidence prévue sur le BAIIA de l'interruption pour l'entretien et la conversion au gaz de l'unité 6 de la centrale de Sundance dans le secteur Énergie thermique en Alberta, et par la forte volatilité du marché qui a eu une incidence sur le secteur Commercialisation de l'énergie.

Les flux de trésorerie disponibles pour le quatrième trimestre de 2020 se sont établis à 52 millions de dollars, contre 121 millions de dollars pour la période correspondante de l'exercice précédent, surtout en raison de la baisse du BAIIA aux fins de comparaison, de la hausse des charges d'intérêts, de l'augmentation des dépenses d'investissement de maintien, de la hausse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales et du règlement final des paiements de loyers à la mine de Highvale. Les fonds provenant des activités d'exploitation se sont établis à 161 millions de dollars, soit 28 millions de dollars de moins qu'au quatrième trimestre de 2019, baisse aussi attribuable principalement au recul du BAIIA aux fins de comparaison et à la hausse de la charge d'intérêts liée aux nouvelles émissions de titres d'emprunt.

La perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires au quatrième trimestre de 2020 a été de 167 millions de dollars, contre un résultat net de 66 millions de dollars à la période correspondante de 2019, soit une diminution de 233 millions de dollars. La perte nette en 2020 reflète l'incidence d'une disponibilité réduite qui a entraîné une baisse des produits des activités ordinaires, d'une nouvelle réduction de valeur des stocks de charbon de 15 millions de dollars du fait d'une augmentation du coût du charbon et de la hausse de la dotation aux amortissements de 8 millions de dollars découlant de la fermeture accélérée de la mine de Highvale, de la comptabilisation d'une provision pour contrat déficitaire de 29 millions de dollars à l'égard d'un contrat d'approvisionnement en charbon pour la centrale de Sheerness et de la hausse de la charge d'intérêt liée au placement de TEC et à la deuxième tranche de l'investissement de Brookfield, le tout

en partie contrebalancé par une diminution de la dépréciation d'actifs. L'exercice précédent a également tiré parti d'un profit de 88 millions de dollars sur la résiliation du contrat lié aux droits relatifs aux mines de charbon de l'unité 3 de la centrale de Keepphills et d'un profit de 77 millions de dollars sur la vente de l'unité 3 de la centrale de Genesee.

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, les distributions à nos partenaires sans contrôle et les dividendes versés 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 des activités pour les trois mois clos les 31 décembre 2020 et 2019 :

Trois mois clos les 31 décembre	2020	2019
Flux de trésorerie sectoriels¹		
Hydroélectricité	11	13
Énergie éolienne et énergie solaire	80	72
Gaz - Amérique du Nord ²	28	22
Gaz - Australie	24	25
Énergie thermique en Alberta ³	(10)	37
Centralia ³	28	25
Génération de flux de trésorerie sectoriels	161	194
Commercialisation de l'énergie	15	31
Siège social ⁴	(28)	(29)
Total des flux de trésorerie sectoriels	148	196

1) Cet élément n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée 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. Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats financiers consolidés» du présent rapport de gestion pour plus de précisions, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements des mesures établies selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles» dans le présent rapport de gestion pour plus de précisions.

2) Ce secteur, auparavant connu sous le nom de secteur Gaz au Canada, a été renommé à la suite de l'acquisition de la centrale de cogénération aux États-Unis au deuxième trimestre de 2020.

3) Au troisième trimestre de 2020, le secteur Charbon au Canada a été renommé Énergie thermique en Alberta et le secteur Charbon aux États-Unis a été renommé Centralia.

4) Comprend les profits et pertes sur le swap sur rendement total.

La disponibilité pour les trois mois clos le 31 décembre 2020 a été inférieure à celle de la période correspondante de 2019, essentiellement en raison de l'interruption planifiée pour l'entretien et la conversion au gaz de l'unité 6 de la centrale de Sundance dans le secteur Énergie thermique en Alberta à la fin de 2020, ce qui a été en partie contrebalancé par une augmentation de la disponibilité dans le secteur Centralia du fait d'une baisse du nombre d'interruptions non planifiées et de réductions de la capacité nominale. La production pour les trois mois clos le 31 décembre 2020 a reculé par rapport à celle de la période correspondante de 2019 en raison surtout de la baisse de la disponibilité et de la répartition économique dans le secteur Énergie thermique en Alberta, le tout en partie contrebalancé par une augmentation des ressources d'énergie éolienne dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire.

Les flux de trésorerie sectoriels générés par l'entreprise ont totalisé 148 millions de dollars au quatrième trimestre, une diminution de 48 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent. La diminution des flux de trésorerie s'explique principalement par la baisse de la disponibilité résultant des interruptions planifiées et par des dépenses d'investissement de maintien supplémentaires découlant des interruptions pour l'entretien et la conversion au gaz de l'unité 6 de la centrale de Sundance dans le secteur Énergie thermique en Alberta, ainsi que par la diminution des flux de trésorerie du secteur Commercialisation de l'énergie attribuable à la volatilité du marché. Le tout a été en partie contrebalancé par une hausse des flux de trésorerie du secteur Gaz en Amérique du Nord grâce à l'ajout de la centrale Ada, par la baisse des dépenses d'investissement et par la hausse des marges à notre centrale de Sarnia. En outre, les flux de trésorerie sectoriels du secteur Énergie éolienne et énergie solaire ont augmenté du fait de l'ajout du parc éolien Skookumchuck et d'un exercice complet d'exploitation des parcs éoliens Big Level et Antrim.

Analyse des résultats financiers consolidés pour le quatrième trimestre

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	2020	2019
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(167)	66
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	5	27
Dividendes sur actions privilégiées	19	10
Résultat net	(143)	103
<i>Ajustements pour rapprocher le résultat net du BAIIA aux fins de comparaison</i>		
Charge d'impôts sur le résultat	(25)	40
Profit à la vente d'actifs et autres	(7)	(64)
(Profit) perte de change	(2)	(3)
Charge d'intérêts nette	63	18
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	(1)	—
Amortissement	173	154
<i>Reclassements aux fins de comparaison</i>		
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	6	5
Amortissement minier inclus dans le coût du combustible	58	31
Produits d'intérêts australiens	1	1
(Profits) pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché	47	(1)
<i>Ajustements des résultats aux fins de rapprochement avec le BAIIA aux fins de comparaison</i>		
Réduction de valeur des stocks	15	—
Incidence de l'abandon du charbon par la centrale de Sheerness ¹	29	—
Imputation pour dépréciation d'actifs ²	17	47
Profit sur la résiliation du contrat de droits relatifs aux mines de l'unité 3 de la centrale de Keephills	—	(88)
Quote-part du BAIIA ajusté d'une coentreprise ³	3	—
BAIIA aux fins de comparaison	234	243

1) Au cours du quatrième trimestre de 2020, la décision a été prise d'accélérer nos plans visant l'élimination du charbon comme source de combustible à la centrale de Sheerness d'ici la fin de 2021. De ce fait, le contrat d'approvisionnement en charbon existant a été classé à titre de contrat déficitaire et le solde des paiements prévus aux termes du contrat a été comptabilisé à titre de montant à payer pour l'exercice considéré.

2) L'imputation pour dépréciation d'actifs pour les trois mois clos le 31 décembre 2020 s'explique principalement par la dépréciation du terrain de Centralia (9 millions de dollars) relative à la dépréciation d'actifs et du terrain de Centralia découlant des variations des taux d'actualisation du passif lié au démantèlement et à la remise en état de nos actifs mis hors service (augmentation de 32 millions de dollars du passif lié au démantèlement et à la remise en état à la mine de Centralia et un montant de 15 millions de dollars au titre de camions détenus en vue de la vente et réduits à la valeur nette de réalisation en 2019).

3) Comprend notre quote-part des montants relatifs à Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

Le BAIIA aux fins de comparaison par secteur pour les trois mois clos les 31 décembre 2020 et 2019 est présenté sommairement ci-après :

Trois mois clos les 31 décembre	2020	2019
BAIIA aux fins de comparaison		
Hydroélectricité	22	18
Énergie éolienne et énergie solaire	77	80
Gaz – Amérique du Nord ¹	32	29
Gaz – Australie	31	28
Énergie thermique en Alberta ²	41	55
Centralia ²	30	29
Commercialisation de l'énergie	23	26
Siège social	(22)	(22)
Total du BAIIA aux fins de comparaison	234	243

1) Ce secteur, auparavant connu sous le nom de secteur Gaz au Canada, a été renommé à la suite de l'acquisition de la centrale de cogénération aux États-Unis au deuxième trimestre de 2020.

2) Au troisième trimestre de 2020, le secteur Charbon au Canada a été renommé Énergie thermique en Alberta et le secteur Charbon aux États-Unis a été renommé Centralia.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour le quatrième trimestre de 2020 a diminué de 9 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2019, principalement pour les raisons suivantes :

- Les résultats du secteur Hydroélectricité ont augmenté de 4 millions de dollars en raison de l'accroissement des produits des activités ordinaires provenant de l'augmentation des ressources hydriques et de la baisse des coûts du combustible et des achats d'électricité découlant principalement des recouvrements au titre des pertes de réseau attribuées par l'AESO.
- Les résultats du secteur Énergie éolienne et énergie solaire ont diminué de 3 millions de dollars, principalement en raison des provisions pour les pertes de réseau attribuées par l'AESO et de l'indemnité d'assurance qui a avantagé les résultats de 2019, partiellement compensées par l'augmentation des volumes de production et les résultats supplémentaires provenant de Skookumchuck.
- Les résultats du secteur Gaz en Amérique du Nord ont augmenté de 3 millions de dollars surtout en raison de l'ajout de la nouvelle centrale Ada et de la hausse des marges à notre centrale de Sarnia.
- Les résultats du secteur Gaz en Australie ont augmenté de 3 millions de dollars, en raison essentiellement de frais juridiques moins élevés.
- Les résultats du secteur Énergie thermique en Alberta ont diminué de 14 millions de dollars surtout du fait de la baisse de la production et de l'augmentation des coûts du combustible résultant de la fermeture accélérée de la mine de Highvale et de la hausse des coûts du charbon.
- Les résultats du secteur Centralia sont comparables à ceux du quatrième trimestre de l'exercice précédent, la baisse des produits des activités ordinaires ayant été contrebalancée par la diminution des coûts du combustible et des achats d'électricité et la diminution des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration du fait de l'optimisation de la répartition.
- Le BAIIA aux fins de comparaison du secteur Commercialisation de l'énergie a fléchi de 3 millions de dollars, en raison surtout de la forte volatilité qui persiste dans le marché.
- Les coûts du secteur Siège social sont comparables à ceux du quatrième trimestre de l'exercice précédent. L'incidence du swap sur rendement total dans le cadre de nos régimes de paiements fondés sur des actions pour 2020 est comparable à celle de 2019.

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 établies 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» dans le présent rapport de gestion pour 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 pour les trois mois clos les 31 décembre 2020 et 2019 :

Trois mois clos les 31 décembre	2020	2019
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	110	181
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	25	1
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	135	182
Ajustements		
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise ¹	3	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	6	5
Réduction de valeur des stocks de charbon	15	—
Divers	2	2
Fonds provenant des activités d'exploitation	161	189
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien ¹	(58)	(30)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(3)	(2)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(9)	(10)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(29)	(22)
Paiements de principal sur les obligations locatives ¹	(10)	(5)
Divers	—	1
Flux de trésorerie disponibles	52	121
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	273	280
Fonds provenant des activités d'exploitation par action	0,59	0,67
Flux de trésorerie disponibles par action	0,19	0,43

1) Comprennent notre quote-part des montants relatifs à Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

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 pour les trois mois clos les 31 décembre 2020 et 2019 :

Trois mois clos les 31 décembre	2020	2019
BAIIA aux fins de comparaison	234	243
Provisions	(10)	(1)
Charges d'intérêts ¹	(56)	(41)
Charge d'impôt exigible ¹	5	(7)
Profit (perte) de change réalisé	(1)	1
Frais de démantèlement et de remise en état réglés ¹	(5)	(10)
Autres éléments sans effet de trésorerie	(6)	4
Fonds provenant des activités d'exploitation	161	189
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien ¹	(58)	(30)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(3)	(2)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(9)	(10)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(29)	(22)
Paiements de principal sur les obligations locatives ¹	(10)	(5)
Divers	—	1
Flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison	52	121
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	273	280
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison par action	0,59	0,67
Flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison par action	0,19	0,43

1) Comprennent notre quote-part des montants relatifs à Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement du BAIIA présenté de nos actifs détenus et du BAIIA aux fins de comparaison :

Exercice clos le 31 décembre 2020	Présentés	Ajustements ¹	Placement dans une coentreprise ²	Total aux fins de comparaison
Produits des activités ordinaires	544	56	3	603
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	327	(74)	—	253
Marge brute	217	130	3	350
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	118	—	—	118
Dépréciation d'actifs	17	(17)	—	—
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	8	—	—	8
Autres résultats d'exploitation, montant net	19	(29)	—	(10)
BAIIA aux fins de comparaison	55	176	3	234

1) Pour plus de précisions sur les ajustements, se reporter au tableau ci-après présentant un rapprochement du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et du BAIIA aux fins de comparaison.

2) Comprend notre quote-part des montants relatifs à Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

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 souvent 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 le Nord-Ouest Pacifique, qui a une incidence sur la production de notre secteur Centralia. 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 2020	T2 2020	T3 2020	T4 2020
Produits des activités ordinaires	606	437	514	544
BAIIA aux fins de comparaison	220	217	256	234
Fonds provenant des activités d'exploitation	172	159	193	161
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	27	(60)	(136)	(167)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ¹	0,10	(0,22)	(0,50)	(0,61)
	T1 2019	T2 2019	T3 2019	T4 2019
Produits des activités ordinaires	648	497	593	609
BAIIA aux fins de comparaison	221	215	305	243
Fonds provenant des activités d'exploitation	169	155	244	189
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(65)	–	51	66
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ¹	(0,23)	–	0,18	0,24

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 BAIIA aux fins de comparaison et les fonds provenant des activités d'exploitation présentés sont généralement plus élevés 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 :

- Baisse des produits des activités ordinaires sous l'effet d'une détérioration des conditions de marché en 2020 attribuable à la pandémie de COVID-19 et à la baisse des prix du pétrole
- Incidence de l'abandon du charbon par la centrale de Sheerness, qui a donné lieu à la comptabilisation à titre de contrat déficitaire des paiements restants du contrat d'approvisionnement en charbon existant, au quatrième trimestre de 2020
- Réductions de valeur des stocks de charbon au cours des troisième et quatrième trimestres de 2020
- Incidence de la mise à jour de la provision estimative pour les pertes de réseau attribuées par l'AESO au cours des trois derniers trimestres de 2020
- Profits de change importants au cours des trois derniers trimestres de 2020, qui ont plus que compensé les pertes de change subies au cours du premier trimestre de 2020, tandis que de manière générale, l'exercice 2019 avait été marqué par des pertes de change
- Profits liés à l'échange visant l'unité 3 de la centrale de Keephills et l'unité 3 de la centrale de Genesee au quatrième trimestre de 2019
- Répercussions des dépréciations et des reprises de dépréciation aux deuxième, troisième et quatrième trimestres de 2020 et aux troisième et quatrième trimestres de 2019

- Répercussions des variations de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état aux troisièmes trimestres de 2020 et 2019
- Répercussions des changements dans la durée d'utilité de certains actifs aux troisièmes trimestres de 2020 et 2019
- Modification des taux d'imposition en Alberta au deuxième trimestre de 2019
- Paiements inférieurs à ce qui était prévu au contrat de location-financement de Poplar Creek qui est entré en vigueur en janvier 2019
- Comptabilisation du montant de 56 millions de dollars reçu dans le cadre de la victoire en arbitrage contre le Balancing Pool au troisième trimestre de 2019

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 et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à ceux utilisés par d'autres entités ou par des agences de notation. Nous avons maintenu une situation financière solide et flexible en 2020.

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

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Fonds provenant des activités d'exploitation ¹	685	757	927
Déduire : indemnités de résiliation de CAÉ	—	(56)	(157)
Ajouter : intérêts sur la dette, débentures échangeables et contrats de location, déduction faite des produits d'intérêts et des intérêts incorporés au coût de l'actif ²	182	166	174
Fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts	867	867	944
Intérêts sur la dette, titres échangeables et contrats de location, déduction faite des produits d'intérêts ^{2,3}	185	172	176
Ajouter : 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées ³	22	20	20
Intérêts ajustés	207	192	196
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés (multiple)	4,2	4,5	4,8

1) Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats financiers consolidés» du présent rapport de gestion pour un rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles» dans le présent rapport de gestion pour plus de précisions.

2) Les montants ne tiennent pas compte de l'intérêt sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux pour Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

3) Les actions privilégiées échangeables sont considérées comme des capitaux propres assortis de paiements de dividendes à des fins de crédit. Aux fins comptables, elles sont comptabilisées en tant que dette assortie de charges d'intérêts dans les états financiers consolidés.

Notre ratio cible au titre des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés est de quatre à cinq fois. Bien que toutes les périodes se situent à l'intérieur de notre fourchette cible, le ratio a diminué en 2020 par rapport à celui de 2019, principalement en raison de la baisse des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts.

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

Aux 31 décembre	2020	2019	2018
Fonds provenant des activités d'exploitation ^{1,2}	685	757	927
Déduire : indemnités de résiliation de CAÉ ¹	—	(56)	(157)
Ajouter : 100 % des intérêts versés sur les actions privilégiées échangeables ³	5	—	—
Déduire : 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées ^{1,3}	(22)	(20)	(20)
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés¹	668	681	750
Dette à long terme à la fin de la période ⁴	3 361	3 212	3 267
Titres échangeables	730	326	—
Déduire : 100 % des actions privilégiées échangeables ³	(400)	—	—
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(703)	(411)	(89)
Déduire : principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	(11)	(10)	(27)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises et des actions privilégiées échangeables ³	671	471	471
Juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette ⁵	(2)	(7)	(10)
Dette nette ajustée⁶	3 646	3 581	3 612
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée (%)	18,3	19,0	20,8

1) Douze derniers mois.

2) Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats financiers consolidés» du présent rapport de gestion pour un rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles» dans le présent rapport de gestion pour plus de précisions.

3) Les actions privilégiées échangeables sont considérées comme des capitaux propres assortis de paiements de dividendes à des fins de crédit. Aux fins comptables, elles sont comptabilisées en tant que dette assortie de charges d'intérêts dans les états financiers consolidés.

4) Comprend les obligations locatives et le financement donnant droit à des avantages fiscaux.

5) Comprise dans les actifs et passifs de gestion du risque des états financiers consolidés aux 31 décembre 2020, 2019 et 2018.

6) Les montants ne tiennent pas compte du financement donnant droit à des avantages fiscaux pour Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

Notre fourchette cible pour le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée est de 20 % à 25 %. Le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée a diminué en raison d'une baisse des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés par rapport à ceux de 2019, en partie du fait de la hausse de la dette nette ajustée. En 2018, nous avons atteint le bas de notre fourchette cible, qui est de 20 % à 25 %.

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

Aux 31 décembre	2020	2019	2018
Dette à long terme à la fin de la période ¹	3 361	3 212	3 267
Titres échangeables	730	326	–
Déduire : 100 % des actions privilégiées échangeables ²	(400)	–	–
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(703)	(411)	(89)
Déduire : principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	(11)	(10)	(27)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises et des actions privilégiées échangeables ²	671	471	471
Juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette ³	(2)	(7)	(10)
Dette nette ajustée⁴	3 646	3 581	3 612
BAIIA aux fins de comparaison ⁵	927	984	1 161
Déduire : indemnités de résiliation de CAÉ ⁵	–	(56)	(157)
BAIIA aux fins de comparaison ajusté⁵	927	928	1 004
Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ajusté (multiple)	3,9	3,9	3,6

1) Comprend les obligations locatives et le financement donnant droit à des avantages fiscaux.

2) Les actions privilégiées échangeables sont considérées comme des capitaux propres assortis de paiements de dividendes à des fins de crédit. Aux fins comptables, elles sont comptabilisées en tant que dette assortie de charges d'intérêts dans les états financiers consolidés.

3) Comprise dans les actifs et passifs de gestion du risque des états financiers consolidés aux 31 décembre 2020, 2019 et 2018.

4) Les montants ne tiennent pas compte du financement donnant droit à des avantages fiscaux pour Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

5) Douze derniers mois.

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. Le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison est resté stable par rapport à celui de 2019, la dette nette ajustée n'ayant que légèrement augmenté au cours de l'exercice.

Dettes nettes déconsolidées sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidée

En plus d'examiner les résultats et les ratios entièrement consolidés, la direction examine la dette nette sur le BAIIA aux fins de comparaison de manière déconsolidée afin de mettre en évidence la souplesse financière de TransAlta, la solidité de son bilan et son levier financier en excluant la partie de TransAlta Renewables et de TransAlta Cogeneration L.P. («TA Cogen») que TransAlta ne détient pas. 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. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Aux 31 décembre	2020	2019	2018
Dettes à long terme à la fin de la période ¹	3 361	3 212	3 267
Titres échangeables	730	326	—
Déduire : 100 % des actions privilégiées échangeables ²	(400)	—	—
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(703)	(411)	(89)
Ajouter : trésorerie et équivalents de trésorerie de TransAlta Renewables ³	582	63	73
Déduire : principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	(11)	(10)	(27)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises ²	671	471	471
Juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette ⁴	(2)	(7)	(10)
Déduire : dette nette à long terme de TransAlta Renewables	(692)	(961)	(932)
Déduire : financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis et dette de South Hedland ⁵	(905)	(145)	(28)
Dettes nettes déconsolidées	2 631	2 538	2 725
BAIIA aux fins de comparaison ^{6,7}	927	984	1 161
Déduire : indemnités de résiliation de CAÉ ⁶	—	(56)	(157)
Déduire : BAIIA aux fins de comparaison de TransAlta Renewables ⁶	(462)	(438)	(430)
Déduire : BAIIA aux fins de comparaison de TA Cogen ⁶	(54)	(80)	(181)
Déduire : BAIIA aux fins de comparaison de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ⁸	(3)	—	—
Ajouter : dividendes provenant de TransAlta Renewables ⁶	151	151	151
Ajouter : dividendes provenant de TA Cogen ⁶	17	37	86
BAIIA aux fins de comparaison déconsolidée^{6,7}	576	598	630
Dettes nettes déconsolidées sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidée^{6,7} (multiple)	4,6	4,2	4,3

1) Comprend les obligations locatives et le financement donnant droit à des avantages fiscaux.

2) Les actions privilégiées échangeables sont considérées comme des capitaux propres assortis de paiements de dividendes à des fins de crédit. Aux fins comptables, elles sont comptabilisées en tant que dette assortie de charges d'intérêts dans les états financiers consolidés.

3) Au deuxième trimestre de 2020, nous avons ajusté le calcul afin de supprimer la partie des liquidités relative à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie de TransAlta Renewables pour tenir compte de la trésorerie déconsolidée. Les périodes antérieures ont également été mises à jour.

4) Comprise dans les actifs et passifs de gestion du risque des états financiers consolidés aux 31 décembre 2020, 2019 et 2018.

5) Concernent des actifs dans lesquels TransAlta Renewables détient des participations financières.

6) Douze derniers mois.

7) Au cours du quatrième trimestre de 2020, nous avons révisé le BAIIA aux fins de comparaison afin d'exclure les intérêts sur les pertes de réseau attribuées par l'AESO.

8) Représente notre quote-part des montants relatifs à Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

Notre ratio cible au titre de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidée est de 2,5 à 3,0 fois. Le ratio de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidée a augmenté par rapport à celui de 2019, la hausse de la dette nette déconsolidée ayant été contrebalancée en partie par l'augmentation du BAIIA aux fins de comparaison déconsolidée.

BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé par secteur

Le BAIIA aux fins de comparaison est une mesure clé pour TransAlta et TransAlta Renewables et fournit à la direction et aux actionnaires une représentation de la rentabilité des activités principales. Le BAIIA déconsolidé permet de définir les principales mesures de planification et de crédit et les résultats sectoriels mettent en évidence le rendement d'exploitation des actifs détenus directement par TransAlta qui est comparable d'une période à l'autre.

Le tableau suivant présente un rapprochement du BAIIA aux fins de comparaison et du BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé par secteur :

	2020			2019			2018		
	TransAlta - Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta - Déconsolidé	TransAlta - Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta - Déconsolidé	TransAlta - Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta - Déconsolidé
Hydroélectricité	105	21		110	18		109	17	
Énergie éolienne et énergie solaire	248	256		231	238		233	218	
Gaz - Amérique du Nord	117	80		120	82		259	84	
Gaz - Australie	124	125		118	120		124	130	
Énergie thermique en Alberta	162	—		319	—		389	—	
Centralia	139	—		73	—		91	—	
Commercialisation de l'énergie	113	—		89	—		43	—	
Siège social	(81)	(20)		(76)	(20)		(87)	(19)	
BAIIA aux fins de comparaison ^{1,2}	927	462	465	984	438	546	1 161	430	731
Déduire : BAIIA aux fins de comparaison de TA Cogen			(54)			(80)			(181)
Déduire : résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance ¹			—			(56)			(157)
Déduire : BAIIA de placements dans des coentreprises ³			(3)			—			—
Ajouter : dividendes provenant de TransAlta Renewables ¹			151			151			151
Ajouter : dividendes provenant de TA Cogen ¹			17			37			86
BAIIA aux fins de comparaison de TransAlta déconsolidé			576			598			630

1) Douze derniers mois.

2) Au cours du quatrième trimestre de 2020, nous avons révisé le BAIIA aux fins de comparaison pour en exclure les intérêts sur les pertes de réseau attribuées par l'AESO.

3) Représente notre quote-part des montants relatifs à Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

Fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés

La Société s'est fixé pour objectif de retourner aux actionnaires de 10% à 15% des fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés de TransAlta en harmonisant les rendements aux actionnaires avec les actifs détenus directement par TransAlta. Cette mesure n'est pas définie et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS, et pourrait ne pas être comparable à celles utilisées par d'autres entités ou par des agences de notation. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles» du présent rapport de gestion pour plus de précisions. Les fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés pour les exercices clos le 31 décembre sont comme suit :

	2020			2019			2018	
	TransAlta – Consolidés	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidés	TransAlta – Consolidés	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidés	TransAlta – Consolidés	TransAlta – Déconsolidés
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	702	267		849	331		820	385
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(89)	31		(121)	(23)		44	5
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	613	298		728	308		864	390
Ajustements :								
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	17	–		24	–		59	–
Réduction de valeur des stocks de charbon	37	–		–				
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation d'une coentreprise ¹	3	–		–	–		–	–
Produits financiers et produits d'intérêts – participations financières	–	(69)		–	(76)		–	(171)
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés – participations financières	–	148		–	146		–	162
Divers	15	–		5	–		4	–
Fonds provenant des activités d'exploitation	685	377	308	757	378	379	927	546
Dividendes provenant de TransAlta Renewables			151			151		151
Distributions au partenaire de TA Cogen			(17)			(37)		(86)
Déduire : Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise ¹			(3)			–		–
Déduire : indemnités de résiliation de CAÉ			–			(56)		(157)
Fonds provenant des activités d'exploitation de TransAlta déconsolidés			439			437		454

1) Représente notre quote-part des montants relatifs à Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

Situation financière

Le tableau qui suit présente les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés du 31 décembre 2019 au 31 décembre 2020 :

Actif	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Augmentation (diminution)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	703	411	292
Liquidités soumises à restrictions	71	32	39
Créances clients et autres débiteurs	583	462	121
Actifs de gestion du risque (courants et non courants)	692	806	(114)
Actifs détenus en vue de la vente	105	—	105
Placements	100	—	100
Créances au titre des contrats de location-financement (non courantes)	228	176	52
Immobilisations corporelles, montant net	5 822	6 207	(385)
Actifs d'impôt différé	51	18	33
Divers ¹	1 392	1 396	(4)
Total de l'actif	9 747	9 508	239
Passif et capitaux propres			
Dettes fournisseurs et charges à payer	599	413	186
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives (courantes et non courantes)	3 361	3 212	149
Titres échangeables	730	326	404
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (courantes et non courantes)	673	546	127
Passifs de gestion du risque (courants et non courants)	162	110	52
Passifs d'impôt différé	396	472	(76)
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	2 352	2 961	(609)
Divers ²	1 474	1 468	6
Total du passif et des capitaux propres	9 747	9 508	239

1) Comprend les charges payées d'avance, les stocks, les actifs au titre de droits d'utilisation, les immobilisations incorporelles, le goodwill et les autres actifs.

2) Comprend les impôts sur le résultat à payer, les dividendes à verser, les passifs sur contrat, les obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants et les participations ne donnant pas le contrôle.

Les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés de TransAlta se présentent comme suit :

- Se reporter à la rubrique «Flux de trésorerie» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur la variation de la trésorerie au cours de la période.
- Les liquidités soumises à restrictions ont connu une augmentation de 45 millions de dollars liée aux billets de TEC, contrebalancée par la diminution des soldes de liquidités soumises à restrictions de Big Level et Antrim.
- L'augmentation des créances clients et autres débiteurs est surtout attribuable au calendrier des encaissements des montants dus par les clients, en partie contrebalancé par une baisse des paiements au titre de garanties.
- La baisse des actifs de gestion du risque, déduction faite des passifs de gestion du risque, est attribuable surtout à des règlements de contrats et aux variations des prix du marché et des taux de change.
- Les actifs détenus en vue de la vente ont trait principalement à la vente future du gazoduc Pioneer.
- Les placements ont augmenté du fait des acquisitions de Skookumchuck et de EMG au cours du quatrième trimestre de 2020.
- Les créances au titre des contrats de location-financement ont augmenté au cours de l'exercice par suite de la mise en œuvre de la prolongation du contrat avec BHP Nickel West.
- La diminution des immobilisations corporelles s'explique par l'amortissement (717 millions de dollars), le reclassement du gazoduc et de matériel minier dans les actifs détenus en vue de la vente (105 millions de dollars), le reclassement de la centrale de Southern Cross dans les créances au titre des contrats de location-financement (69 millions de dollars) et la dépréciation d'actifs (81 millions de dollars), le tout en partie contrebalancé par des ajouts (486 millions de dollars) liés aux actifs en construction pour la conversion au gaz, au parc éolien Windrise, au projet de stockage à batteries WindCharger, au projet de centrale de cogénération de Kaybob, aux terrains et aux dépenses d'entretien d'envergure planifié. En outre, des révisions nettes ont augmenté la provision pour frais de démantèlement du fait des variations des flux de trésorerie et des taux d'actualisation (94 millions de dollars).
- Les actifs d'impôt différé ont augmenté surtout du fait de la baisse des résultats au Canada par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent.
- L'augmentation des dettes fournisseurs et charges à payer s'explique principalement par le calendrier de paiement des dettes fournisseurs d'exploitation.
- Les facilités de crédit, la dette à long terme et les obligations locatives ont augmenté par suite de l'émission des billets de TEC au cours du quatrième trimestre de 2020, ce qui a été en partie contrebalancé par le remboursement de 400 millions de dollars de débentures, le remboursement de la facilité de crédit (106 millions de dollars) et d'autres paiements de principal prévus (86 millions de dollars).
- Les titres échangeables ont augmenté du fait des 400 millions de dollars investis par Brookfield, le 30 octobre 2020, en échange d'actions privilégiées de premier rang rachetables au gré du porteur ou de l'émetteur dans le cadre de l'investissement de Brookfield.
- L'augmentation de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions s'explique surtout par la révision des flux de trésorerie estimés (72 millions de dollars), la variation des taux d'actualisation (36 millions de dollars), des passifs contractés (35 millions de dollars) et la désactualisation (30 millions de dollars), le tout en partie contrebalancé par des passifs réglés (37 millions de dollars).
- La diminution des capitaux propres attribuables aux actionnaires découle essentiellement des pertes nettes pour la période (287 millions de dollars), des paiements de dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées (107 millions de dollars), des pertes nettes sur les couvertures de flux de trésorerie (91 millions de dollars), des pertes sur les placements à la juste valeur (50 millions de dollars), des pertes actuarielles sur les régimes à prestations définies (11 millions de dollars) et des rachats d'actions dans le cadre de l'OPRA (61 millions de dollars).

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 2020, 2019 et 2018 :

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	Augmentation (diminution)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	411	89	322
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	702	849	(147)
Activités d'investissement	(687)	(512)	(175)
Activités de financement	272	(14)	286
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	5	(1)	6
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	703	411	292

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	Augmentation (diminution)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	89	314	(225)
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	849	820	29
Activités d'investissement	(512)	(394)	(118)
Activités de financement	(14)	(651)	637
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	(1)	—	(1)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	411	89	322

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 ont diminué par rapport à ceux de l'exercice 2019, en raison surtout de la baisse des produits des activités ordinaires en 2020.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 ont augmenté par rapport à ceux de l'exercice 2019, en raison surtout de ce qui suit :

- Augmentation attribuable aux placements dans Skookumchuck et EMG (102 millions de dollars)
- Variations de nos liquidités soumises à restrictions (73 millions de dollars), augmentation de la trésorerie utilisée pour les activités de construction (69 millions de dollars) et hausse du fonds de roulement hors trésorerie liée au calendrier de règlement des dettes fournisseurs se rapportant aux travaux de construction pour les actifs en construction (54 millions de dollars)
- Le tout contrebalancé par la baisse de la trésorerie utilisée pour les acquisitions (TransAlta a fait l'acquisition de la centrale Ada pour 32 millions de dollars en 2020, alors qu'elle a fait l'acquisition de Kinetikor pour 87 millions de dollars et du gazoduc Pioneer pour 83 millions de dollars en 2019)

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 ont augmenté par rapport à ceux de l'exercice 2019, en raison surtout de ce qui suit :

- Émission de dette à long terme (753 millions de dollars) en 2020 et de 400 millions de dollars de titres échangeables
- Hausse des remboursements de dette (380 millions de dollars) en raison de l'augmentation des remboursements de principal prévus sur la dette à l'égard des projets (393 millions de dollars) contrebalancée par des paiements moins élevés au titre des facilités de crédit (13 millions de dollars)

Capital financier

La Société s'attache à maintenir un bilan et une situation financière solides afin de disposer d'un capital financier suffisant. 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 maintien d'un bilan solide par la Société permet aussi à son équipe commerciale de conclure des contrats avec différentes contreparties selon des modalités et des prix ayant une incidence favorable sur les résultats financiers de la Société et facilite l'accès de TransAlta aux marchés financiers tout au long des cycles des produits de base et du crédit.

En 2020, Moody's a renouvelé la note à titre d'émetteur de la Société de Ba1 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 de BB+ avec perspective stable. Les risques associés à nos notes de crédit sont analysés à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion.

Structure du capital

Notre structure du capital comprend les composantes qui suivent :

Aux 31 décembre	2020		2019		2018	
	\$	%	\$	%	\$	%
TransAlta Corporation						
Dette avec recours – débiteures en dollars canadiens	249	3	647	9	647	9
Dette avec recours – billets de premier rang en dollars américains	886	13	905	13	943	13
Titres échangeables ¹	730	11	326	5	–	–
Facilités de crédit	114	2	–	–	174	2
Divers	7	–	9	–	11	–
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(121)	(2)	(348)	(5)	(16)	–
Déduire : 50 % des actions privilégiées échangeables ¹	(200)	(3)	–	–	–	–
Déduire : principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	(11)	–	(10)	–	(27)	–
Déduire : juste valeur positive des instruments de couverture économique sur la dette	(2)	–	(7)	–	(10)	–
Dette avec recours, à l'exclusion du financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis	1 652	24	1 522	22	1 722	24
Dette sans recours	385	6	426	6	469	6
Obligations locatives	112	2	119	2	63	1
Financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis au titre des participations financières de TransAlta Renewables ²	134	2	145	2	28	–
Dette sans recours au titre des participations financières de TransAlta Renewables ³	782	11	–	–	–	–
Total de la dette nette – TransAlta Corporation	3 065	45	2 212	32	2 282	31
TransAlta Renewables						
Facilité de crédit	–	–	220	3	165	2
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(582)	(9)	(63)	(1)	(73)	(1)
Dette avec recours	(582)	(9)	157	2	92	1
Dette sans recours	670	10	718	10	767	11
Obligations locatives	22	–	23	–	–	–
Total de la dette nette – TransAlta Renewables	110	1	898	12	859	12
Total de la dette nette consolidée⁴	3 175	46	3 110	44	3 141	43
Participations ne donnant pas le contrôle	1 084	16	1 101	15	1 137	16
50 % des actions privilégiées échangeables ¹	200	3	–	–	–	–
Capitaux propres attribuables aux actionnaires						
Actions ordinaires	2 896	43	2 978	42	3 059	42
Actions privilégiées	942	14	942	13	942	13
Surplus d'apport, déficit et cumul des autres éléments du résultat global	(1 486)	(22)	(959)	(14)	(1 004)	(14)
Total du capital	6 811	100	7 172	100	7 275	100

1) Les actions privilégiées échangeables sont considérées comme des capitaux propres assortis de paiements de dividendes à des fins de crédit. Aux fins comptables, elles sont comptabilisées en tant que dette assortie de charges d'intérêts dans les états financiers consolidés.

2) TransAlta Renewables possède une participation financière dans les entités qui détiennent ces dettes.

3) TransAlta Renewables possède une participation financière dans les entités australiennes, ce qui comprend 800 millions de dollars australiens de billets garantis de premier rang.

4) Ces montants ne tiennent pas compte du financement donnant droit à des avantages fiscaux pour Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

Nous avons continué de renforcer notre situation financière en 2020 et nous disposons de liquidités suffisantes pour financer notre stratégie de croissance. Nous avons amélioré la valeur pour les actionnaires par les moyens suivants :

2020

- L'obtention d'un financement de 800 millions de dollars australiens pour le projet lié à la centrale de South Hedland.
- Le 30 octobre 2020, nous avons reçu la deuxième tranche de 400 millions de dollars de Brookfield en contrepartie d'actions privilégiées de premier rang rachetables au gré du porteur ou de l'émetteur.
- Le rachat de nos billets à moyen terme à 5 % en circulation d'un capital de 400 millions de dollars, échéant le 25 novembre 2020.
- Le rachat et l'annulation de 7 352 600 actions ordinaires au prix moyen de 8,33 \$ l'action dans le cadre de l'OPRA, pour un coût total de 61 millions de dollars.

2019

- L'obtention d'un financement donnant droit à des avantages fiscaux de 126 millions de dollars américains pour financer les parcs éoliens Big Level et Antrim.
- La réalisation d'un investissement stratégique auprès de Brookfield aux termes duquel Brookfield a consenti à investir 750 millions de dollars dans la Société. Le 1^{er} mai 2019, nous avons reçu une première tranche de 350 millions de dollars en échange de débentures subordonnées non garanties portant intérêt à 7 % et échéant le 1^{er} mai 2039, qui sont échangeables contre une participation dans les capitaux propres de nos actifs hydroélectriques en Alberta dans le futur.
- Le rachat et l'annulation de 7 716 300 actions ordinaires au prix moyen de 8,80 \$ l'action dans le cadre de l'OPRA, pour un coût total de 68 millions de dollars.

2018

- Le rachat anticipé de nos billets de premier rang à 6,65 % 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 par anticipation de nos débentures 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.

Entre 2021 et 2023, un montant d'environ 1 milliard de dollars de la dette contractée par la Société viendra à échéance, dont un montant d'environ 631 millions de dollars de dette avec recours, le solde étant principalement lié aux remboursements prévus de la dette sans recours. Nous prévoyons refinancer les billets de premier rang qui viendront à échéance en 2022.

Les facilités de crédit de la Société sont présentées dans le tableau suivant :

Au 31 décembre 2020	Montant total	Crédit utilisé			Date d'échéance
		Lettres de crédit en cours ¹	Emprunts réels	Capacité disponible	
TransAlta Corporation					
Facilité bancaire consortiale consentie ²	1 250	379	114	757	T2 2023
Facilités de crédit bilatérales consenties – Canada ³	240	150	—	90	T2 2021 et 2022
TransAlta Renewables					
Facilité de crédit consentie ²	700	92	—	608	T2 2023
Total	2 190	621	114	1 455	

1) TransAlta est tenue 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 et de couverture liées aux produits de base, aux obligations au titre du régime de retraite, aux projets de construction et aux obligations d'achat. Au 31 décembre 2020, nous avons consenti des garanties au comptant de 49 millions de dollars.

2) TransAlta a des lettres de crédit de 89 millions de dollars et TransAlta Renewables a des lettres de crédit de 92 millions de dollars qui ont été émises de facilités de lettre de crédit non consenties; ces obligations sont soutenues et réduisent la capacité disponible sur les facilités de crédit consenties.

3) L'une des facilités de crédit bilatérales de 80 millions de dollars vient à échéance au deuxième trimestre de 2021.

La dépréciation du dollar américain a réduit nos soldes de dette à long terme de 24 millions de dollars au 31 décembre 2020. La quasi-totalité de notre dette libellée en dollars américains est couverte 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	2020	2019
Incidence du change sur la valeur comptable des activités aux É.-U. (couverture de l'investissement net) et sur les créances au titre des contrats de location-financement	(11)	(21)
Couvertures de flux de trésorerie en monnaies étrangères sur la dette	(5)	(9)
Couvertures économiques et autres	(5)	(9)
Non couvert	(3)	(3)
Total	(24)	(42)

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 Kent Hills Wind LP, de TEC et de TransAlta OCP dont la valeur comptable s'élève à 1,8 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars au 31 décembre 2019) 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 troisième trimestre de 2020. Toutefois, les fonds de ces entités qui se sont accumulés depuis le test du troisième 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 2021. Au 31 décembre 2020, un montant de 73 millions de dollars (42 millions de dollars au 31 décembre 2019) 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.

Les autres entités de la Société sont dans l'incapacité d'avoir accès à une tranche de 7 millions de dollars australiens du produit tiré des billets de TEC étant donné que les fonds ne peuvent être utilisés que par les entités qui réalisent les projets aux fins du paiement de coûts d'entretien importants.

Fonds de roulement

L'excédent des actifs courants sur les passifs courants, y compris la partie courante de la dette à long terme et les obligations locatives, était de 967 millions de dollars au 31 décembre 2020 (224 millions de dollars en 2019). Notre fonds de roulement a augmenté d'un exercice à l'autre, en raison surtout du remboursement des débentures de 400 millions de dollars en 2020. Compte non tenu de la partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives de 105 millions de dollars, l'excédent des actifs courants sur les passifs courants se chiffrait à 1,1 milliard de dollars au 31 décembre 2020 (737 millions de dollars en 2019), soit une hausse de 335 millions de dollars essentiellement attribuable à une augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie. Se reporter à la rubrique «Flux de trésorerie» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur la variation de la trésorerie au cours de l'exercice.

Capital social

Le 1^{er} mars 2021, la Société a annoncé qu'elle n'exercera pas son droit de racheter une partie ou la totalité des actions privilégiées rachetables à taux fixe rajusté et à dividende cumulatif de série A (les «actions de série A») ni les actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série B (les «actions de série B») actuellement en circulation. La Société a informé les porteurs d'actions inscrits de série A du droit de conversion de leurs actions, à raison de une pour une, en actions de série B, et vice versa, donnant aux porteurs d'actions de série B le droit d'échanger leurs actions de série B, à raison de une pour une, en actions de série A. Les porteurs d'actions de série A peuvent choisir de conserver une partie ou la totalité de leurs actions et de continuer à recevoir un dividende trimestriel à taux fixe. Les porteurs d'actions de série B peuvent également choisir de conserver une partie ou la totalité de leurs actions et de continuer à recevoir un dividende trimestriel à taux variable. Après l'exercice des droits de conversion, si le nombre d'actions de série A ou de série B restant en circulation totalise moins de 1 million, ces actions seront automatiquement converties en actions de l'autre série. L'agent des transferts doit recevoir des actionnaires leur avis d'intention de convertir leurs actions au plus tard le 16 mars 2021 et la conversion prendra effet le 31 mars 2021. Le taux du dividende annuel des actions de série A pour la période de cinq ans allant du 31 mars 2021, inclusivement, au 31 mars 2026, exclusivement, sera de 2,877 %, ce qui correspond au rendement des obligations à cinq ans du gouvernement du Canada de 0,847 %, établi le 1^{er} mars 2021, majoré de 2,03 %. Le taux du dividende annuel des actions de série B pour la période de trois mois à taux variable allant du 31 mars 2021, inclusivement, au 30 juin 2021, exclusivement, sera de 2,103 %, selon la dernière enchère de bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours de 0,073 % majoré de 2,03 %. Le taux du dividende trimestriel variable sera rajusté chaque trimestre.

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 fixes cumulatifs sur une base trimestrielle. Les actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série G n'ont pas obtenu non plus le nombre minimal requis de votes en 2019 pour donner effet à la conversion en actions de série H. Par conséquent, les actions privilégiées de série G 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 tableau ci-dessous présente les actions ordinaires et privilégiées émises et en circulation :

Aux	2 mars 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Nombre d'actions (en millions)			
Actions ordinaires émises et en circulation à la fin de la période	269,9	269,8	277,0
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 dans les capitaux propres à la fin de la période	38,6	38,6	38,6
Série I – titres échangeables ¹	0,4	0,4	–
Actions privilégiées émises et en circulation à la fin de la période	39,0	39,0	38,6

1) Brookfield a investi 400 millions de dollars en contrepartie d'actions privilégiées de premier rang rachetables au gré du porteur ou de l'émetteur. Aux fins comptables, ces actions privilégiées sont considérées comme une dette et sont présentées comme telles dans les états financiers consolidés.

Participations ne donnant pas le contrôle

Au 31 décembre 2020, nous détenons une participation de 60,1 % (60,4 % au 31 décembre 2019) dans TransAlta Renewables. En 2020, notre pourcentage de participation a diminué en raison de l'émission par TransAlta Renewables d'environ un million d'actions ordinaires dans le cadre de son régime de réinvestissement des dividendes. Nous n'avons pas participé à ce régime.

Au cours du quatrième trimestre de 2020, TransAlta Renewables a suspendu son régime de réinvestissement des dividendes à l'égard des dividendes futurs et déclarés. Le dividende versé le 30 octobre 2020 aux actionnaires inscrits au 15 octobre 2020 était le dernier versement de dividende admissible au réinvestissement par les actionnaires participants. Les dividendes subséquents seront uniquement versés en espèces.

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 détenons également une participation de 50,01 % dans TA Cogen, qui détient et exploite trois centrales alimentées au gaz naturel (Ottawa, Windsor et Fort Saskatchewan) et une centrale alimentée au bicarburant, ou qui possède une participation dans ces centrales. 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.

Le résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle comme présenté pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 a diminué de 60 millions de dollars par rapport à celui de 2019 pour s'établir à 34 millions de dollars. Le résultat de TransAlta Renewables a diminué en 2020 en raison surtout d'une diminution des produits financiers, de la variation de la juste valeur des actifs financiers et d'une augmentation de la charge d'impôt, contrebalancées par une hausse des résultats d'exploitation et une augmentation des profits de change résultant du raffermissement du dollar australien par rapport au dollar canadien. Le résultat de TA Cogen pour l'exercice 2020 a reculé en raison de la baisse des résultats d'exploitation découlant de l'interruption planifiée en vue de la conversion au bicarburant de l'unité 2 de la centrale de Sheerness, de la faiblesse de la demande du marché en Alberta et de la provision pour contrat déficitaire liée au contrat d'approvisionnement en charbon (se reporter à la note 9 des états financiers consolidés pour plus de précisions).

Le résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle comme présenté pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 a diminué de 14 millions de dollars par rapport à celui de 2018 pour s'établir à 94 millions de dollars. Au cours de 2019, le résultat a diminué à TransAlta Renewables en raison surtout d'une baisse des produits financiers et des produits d'intérêts liés aux filiales de TransAlta, de pertes de change attribuables à l'affaiblissement du dollar australien et d'une hausse de la dotation aux amortissements, contrebalancées en partie par une augmentation de la juste valeur des placements dans les filiales de TransAlta. Les résultats réalisés par TA Cogen se sont accrus en 2019, en raison surtout de

la vigueur des prix en Alberta et des coûts moins élevés du combustible à la centrale alimentée au charbon. La centrale alimentée au charbon a été convertie au bicarburant en 2020.

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	2020	2019	2018
Intérêt sur la dette	158	161	184
Intérêt sur les titres échangeables	34	20	—
Produits d'intérêts	(10)	(13)	(11)
Intérêts incorporés au coût de l'actif	(8)	(6)	(2)
Perte au titre du rachat des obligations	—	—	24
Intérêts sur les obligations locatives	8	4	3
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	18	15	13
Réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux ¹	1	(35)	—
Intérêts sur la procédure visant les pertes de réseau	5	—	—
Autres charges ²	2	10	15
Désactualisation des provisions	30	23	24
Charge d'intérêts nette	238	179	250

1) Concerne l'avantage fiscal lié à l'amortissement fiscal supplémentaire demandé en 2019 sur les projets de parc éolien Big Level et Antrim qui a été attribué aux investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux. Le financement donnant droit à des avantages fiscaux est traité comme une dette aux termes des IFRS et la monétisation de l'amortissement fiscal est considérée comme une réduction hors trésorerie du solde de la dette et est présentée à titre de réduction des charges d'intérêts.

2) En 2020, les autres charges d'intérêts comprennent un montant d'environ néant (5 millions de dollars en 2019 et 7 millions de dollars en 2018) au titre de la composante financement importante exigée selon l'IFRS 15. De plus, au cours de l'exercice 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.

La charge d'intérêts nette a augmenté en 2020 surtout en raison de l'intérêt sur les actions privilégiées échangeables supplémentaires de 400 millions de dollars émises dans le cadre de l'investissement de Brookfield en octobre 2020 et du placement de TEC de 800 millions de dollars australiens réalisé aussi en octobre 2020. En outre, les intérêts ont augmenté en raison des intérêts imputés en 2020 dans le cadre de la procédure visant les pertes de réseau attribuées par l'AESO, et de l'incidence en 2019 du crédit d'impôt de 35 millions de dollars reçu relativement à une réduction d'impôts à l'égard des projets Big Level et Antrim, le tout contrebalancé par la résiliation du passif sur contrat lié à l'unité 3 de la centrale de Keepphills en 2019, ce qui avait donné lieu à la comptabilisation en charges des coûts de financement différés.

La charge d'intérêts nette a diminué en 2019 par rapport à celle de 2018, du fait surtout du crédit de 35 millions de dollars au titre d'une réduction d'impôts à l'égard des projets Big Level et Antrim et attribuée aux investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux. En outre, aucune prime au remboursement anticipé n'a été versée en 2019 étant donné qu'il n'y a eu aucun remboursement anticipé des obligations au cours de l'exercice. À l'exercice 2018, des primes au remboursement anticipé de 24 millions de dollars avaient été comptabilisées.

Dividendes aux actionnaires

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 2020 et au premier trimestre de 2021 :

Date de déclaration	Date de paiement		Dividendes sur actions ordinaires	Dividendes sur actions privilégiées				
	Actions ordinaires	Actions privilégiées		A	B	C	E	G
16 janv. 2020	1 ^{er} avr. 2020	31 mars 2020	0,0425	0,16931	0,22949	0,25169	0,32463	0,31175
20 avr. 2020	1 ^{er} juill. 2020	30 juin 2020	0,0425	0,16931	0,22800	0,25169	0,32463	0,31175
22 juill. 2020	1 ^{er} oct. 2020	30 sept. 2020	0,0425	0,16931	0,14359	0,25169	0,32463	0,31175
3 nov. 2020	1 ^{er} janv. 2021	31 déc. 2020	0,0425	0,16931	0,13693	0,25169	0,32463	0,31175
23 déc. 2020	1 ^{er} avr. 2021	31 mars 2021	0,0450	0,16931	0,13186	0,25169	0,32463	0,31175

Perspectives financières pour 2021

Le tableau suivant présente nos prévisions à l'égard des principaux objectifs financiers et hypothèses connexes pour 2021 et doit être lu avec l'analyse qui suit et la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion :

Mesure	Cible
BAlIA aux fins de comparaison	De 960 millions de dollars à 1 080 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles	De 340 millions de dollars à 440 millions de dollars
Dividende	0,18 \$ par action sur une base annualisée

Fourchette des principales hypothèses

Marché	Prix de l'électricité (\$/MWh)
Alberta – au comptant	De 58 \$ à 68 \$
Mid-Columbia – au comptant (\$ US)	De 25 \$ à 35 \$

Autres hypothèses relatives aux perspectives financières pour 2021

Dépenses d'investissement de maintien	De 175 millions de dollars à 210 millions de dollars
---------------------------------------	--

Activités d'exploitation

Prix du marché et stratégie de couverture

Pour l'exercice 2021, les prix de l'électricité en Alberta devraient être plus élevés qu'en 2020 compte tenu de l'arrivée à échéance des CAÉ restants aux six centrales thermiques qui ont transféré le contrôle de la répartition du Balancing Pool aux propriétaires d'actifs, de l'augmentation des coûts de conformité liés au carbone et de la reprise de la demande par suite des fermetures touchant l'ensemble de l'économie du fait de la COVID-19 pendant la majeure partie de 2020; toutefois, la fixation réelle des prix est fonction principalement des conditions météorologiques et de la demande. Pour 2021, les prix de l'électricité dans le Nord-Ouest Pacifique devraient être comparables ou supérieurs à ceux de 2020, mais dépendront des conditions météorologiques et hydrologiques réelles au cours de l'exercice. Pour l'exercice 2021, les prix de l'électricité en Ontario devraient être plus élevés qu'en 2020 s'il y a une reprise de la demande malgré la COVID-19 et que la province connaît des conditions météorologiques normales.

L'objectif de notre stratégie de gestion de portefeuille en Alberta est d'équilibrer les possibilités et les risques, et d'offrir des stratégies d'optimisation qui couvrent l'ensemble de nos placements, ce qui inclut un remboursement de capital et un rendement sur le capital investi. Nous pouvons être plus ou moins couverts au cours d'une période donnée, et nous prévoyons atteindre nos cibles 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. Les actifs en Alberta sont gérés comme un portefeuille afin de maximiser la valeur globale de la production et de la capacité de nos centrales hydroélectriques, éoliennes, de stockage d'énergie et thermiques. La couverture financière est un élément clé de la certitude des flux de trésorerie et les couvertures sont liées au portefeuille d'actifs plutôt qu'à une seule centrale.

Coûts du combustible

En ce qui concerne les centrales thermiques en Alberta, nous nous attendons à ce que les coûts du combustible au comptant par tonne soient plus élevés en 2021 qu'en 2020 compte tenu de la baisse des volumes des mines qui entraîne une légère détérioration de la rentabilité des mines. Les volumes de charbon baissent en raison de l'augmentation de la consommation du gaz naturel dans les centrales thermiques en Alberta. Cette modification à la gamme de combustibles entraînera une diminution des émissions de GES, et l'incidence combinée donnera lieu à un recul des coûts totaux du combustible et des coûts liés aux GES pour un volume donné de production d'électricité.

Dans le Nord-Ouest Pacifique aux États-Unis, la mine adjacente à notre centrale thermique de Centralia fait actuellement l'objet d'une remise en état. Le combustible dans le secteur Centralia a été acheté principalement auprès de fournisseurs externes dans le bassin de Powder River et livré par chemin de fer. En 2020, nous avons modifié notre contrat de combustible et de transport ferroviaire de sorte que nos coûts de transport ferroviaire de marchandises fluctuent en partie en fonction des prix de l'électricité. Le coût du combustible livré en 2021 devrait être légèrement plus élevé que celui de 2020.

La majeure partie de la production de nos centrales à turbine alimentées au gaz naturel 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 du 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 2021, nous visons à ce que la contribution du secteur Commercialisation de l'énergie dégage une marge brute se situant entre 90 millions de dollars et 110 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 pour 2021 devrait être plus élevée que celle de 2020, en raison surtout de la hausse de la dette. L'augmentation de la dette s'explique surtout par le placement de 800 millions de dollars australiens en octobre 2020 et l'émission de 400 millions de dollars d'actions privilégiées échangeables dans le cadre de l'investissement de Brookfield, aussi en octobre 2020. L'augmentation de la dette est compensée par le remboursement des billets à moyen terme de 400 millions de dollars en novembre 2020. De plus, la variation des taux d'intérêt sur la dette à taux variable et de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain et au dollar australien pourrait avoir une incidence sur le montant de la charge d'intérêts engagée.

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 2,1 milliards de dollars, dont 703 millions de dollars en trésorerie. Nous comptons être bien positionnés pour financer les prochaines échéances de la dette en 2022. Se reporter aux rubriques «Stratégie d'entreprise» et «Capital financier» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Dépenses d'investissement de maintien et liées à la productivité

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 2019	Dépenses engagées en 2020	Dépenses prévues en 2021
Dépenses d'investissement courantes ¹	Investissement requis afin de maintenir notre capacité de production existante	50	52	44 - 54
Entretien d'envergure planifié	Travaux d'entretien d'envergure planifiés	68	98	130 - 154
Dépenses d'investissement liées aux mines	Investissement lié au matériel minier et à l'achat de terrains	23	7	1 - 2
Total des dépenses d'investissement de maintien		141	157	175 - 210
Recouvrements d'assurance au titre des dépenses d'investissement de maintien	L'indemnité d'assurance en 2019 est liée aux incendies survenus dans les tours des parcs éoliens du Wyoming et de Summerview	(10)	—	— — —
Total des dépenses d'investissement de maintien		131	157	175 - 210
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	9	4	3 - 7
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité		140	161	178 - 217

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

Les interruptions importantes planifiées aux unités exploitées par TransAlta en 2021 comprennent ce qui suit :

- Des travaux d'entretien d'envergure aux unités 2 et 3 de la centrale de Keephills
- Des dépenses d'entretien planifiées réparties à l'échelle de notre portefeuille de centrales hydroélectriques
- Des dépenses réparties à l'échelle de notre portefeuille de parcs éoliens, notamment pour les remplacements de composants planifiés

Une interruption importante a également été planifiée à l'une de nos unités non exploitées en 2021 :

- Une interruption pour travaux d'entretien d'envergure est en cours à l'unité 1 de la centrale de Sheerness et devrait être achevée au premier trimestre de 2021. Ces travaux seront réalisés parallèlement à la conversion au gaz de cette unité.

La perte de production imputable aux travaux d'entretien d'envergure planifiés, exclusion faite des travaux d'entretien d'envergure planifiés dans le secteur Centralia, qui sont prévus pendant une période d'optimisation de la répartition, est estimée comme suit pour 2021 :

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Total
GWh perdus	1 600 - 1 700	550 - 600	2 150 - 2 300

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. En outre, nous avons accès à 2,1 milliards de dollars, dont 703 millions de dollars en trésorerie, 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 le contexte économique actuel.

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 composants 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. Ces coûts excluent 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.

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.

Les ajouts de capacité provenant des énergies renouvelables se poursuivront en raison de la politique gouvernementale et de l'évolution des objectifs des entreprises concernées. On prévoit que la nouvelle offre à court et à moyen terme proviendra surtout d'investissements dans des sources d'électricité renouvelable 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 le 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 pour diverses durées, jusqu'à concurrence de notre capacité disponible dans les marchés. Nous pouvons réduire davantage la portion de la production non vendue à l'avance des marchés au comptant 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.

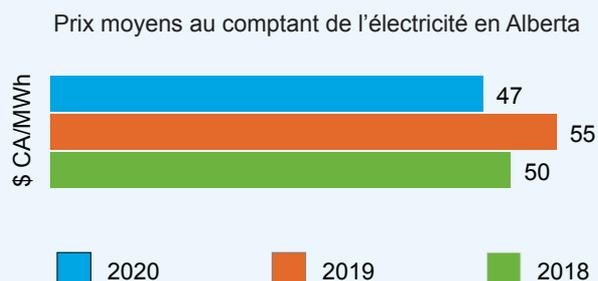
Alberta

Environ 54 % de notre capacité installée brute est située en Alberta. Auparavant, 45 % de celle-ci était visée par des CAÉ réglementés de l'Alberta, lesquels sont tous venus à échéance le 31 décembre 2020.

Notre portefeuille d'actifs marchands en Alberta est une combinaison de centrales hydroélectriques, de centrales éoliennes, d'une centrale de stockage à batteries, de centrales thermiques en cogénération et de centrales thermiques converties au gaz naturel. Cet équilibre des types de combustibles nous permet de diversifier notre portefeuille de production. Il nous fournit également des capacités qui peuvent être monétisées sous forme de services auxiliaires ou être utilisées sur le marché de l'énergie en période de pénurie d'approvisionnement. Nous concluons également des contrats financiers afin de réduire notre exposition aux fluctuations des prix de l'électricité sur notre production marchande.

Notre plan d'investissement dans l'énergie propre, qui comprend la conversion au gaz naturel de nos centrales au charbon existantes en Alberta, permettra au portefeuille de TransAlta de se positionner en tant que producteur à faible coût en Alberta. Se reporter à la rubrique « Stratégie d'entreprise » du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

La demande annuelle de l'Alberta s'est contractée d'environ 2,5 % entre 2019 et 2020 en raison des effets combinés de la COVID-19 et des arrêts de la production pétrolière. La baisse de la demande a été particulièrement importante au cours des deuxième et troisième trimestres. Le prix moyen du pool a diminué, passant de 55 \$/MWh en 2019 à 47 \$/MWh en 2020. Les prix du pool ont été inférieurs à chaque trimestre par rapport à ceux des trimestres correspondants de 2019, la baisse s'étant encore accentuée au deuxième trimestre en raison de l'augmentation des importations d'électricité en Alberta. En 2020, notre part de marché du contrôle de l'offre en Alberta était d'environ 21 %.



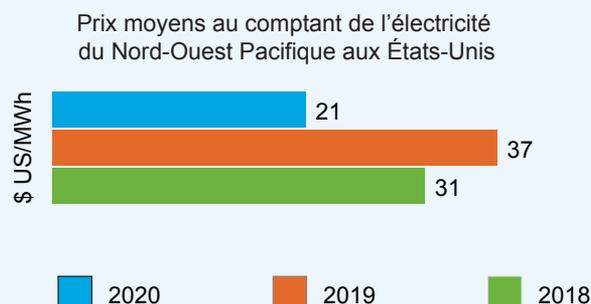
À la fin novembre 2016, nous avons annoncé la conclusion de l'entente sur l'élimination du charbon avec le gouvernement de l'Alberta qui versera des paiements de transition découlant de l'élimination, au plus tard le 31 décembre 2030, des émissions des centrales alimentées au charbon, notamment l'unité 3 de la centrale de Keephills, l'unité 3 de la centrale de Genesee et la centrale de Sheerness. L'échange, le 1^{er} octobre 2019, de la participation de 50 % de la Société dans l'unité 3 de Genesee contre la participation de 50 % dans l'unité 3 de Keephills n'a pas eu d'incidence sur les paiements de transition reçus en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon. 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.

Nous nous attendons à engager des coûts de conformité additionnels à la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* adoptée par le gouvernement fédéral du Canada, qui détermine un prix pour les émissions de GES à l'échelle nationale, chaque province devant instaurer une politique en matière de GES 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 combustibles.

Aux termes de l'*Electric Utilities Act* (Alberta), le Balancing Pool a annoncé la résiliation complète des CAÉ des unités B et C 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.

Nord-Ouest Pacifique aux États-Unis

Dans le Nord-Ouest Pacifique aux États-Unis, notre capacité était représentée par notre centrale thermique de Centralia de 1 340 MW. La moitié de la capacité de la centrale a été mise hors service à la fin de 2020, et l'autre moitié devrait l'être à la fin de 2025. 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. Nous concluons des couvertures à court terme pour le reste de la production et pouvons satisfaire ces couvertures ou notre contrat à long terme en achetant de l'électricité sur le marché pendant les périodes où les prix sont bas.



La capacité installée dans la région est principalement composée de production hydroélectrique et gazière, ainsi que d'une importante capacité éolienne, dont celle de notre centrale éolienne Skookumchuck, qui a commencé à produire en novembre 2020. La croissance de la demande dans la région a été limitée, en plus d'être entravée par l'intérêt porté à l'efficacité énergétique.

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 et aux États-Unis, ainsi que des acquisitions dans des 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. En ce qui a trait à la cogénération, nous évaluons, en collaboration avec les clients, des solutions de consommation sur place.

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. De même, 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), à Fort Saskatchewan (expiration en 2030) et à Southern Cross (2038).

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 placements et de les aligner sur nos objectifs stratégiques.

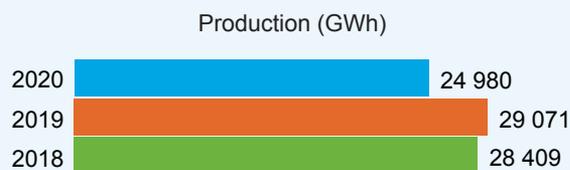
Disponibilité et production

Nous avons atteint une disponibilité de 85 % (89 % en 2019, 93 % en 2018) dans le secteur Énergie thermique en Alberta, en baisse par rapport à celle de l'exercice précédent en raison des interruptions planifiées. La disponibilité dans le secteur Gaz en Amérique du Nord s'est établie à 97 % (95 % en 2019 et 93 % en 2018) et celle du secteur Énergie éolienne et énergie solaire, à 95 % (95 % en 2019 et 95 % en 2018). La disponibilité dans le secteur Gaz en Australie s'est établie à 94 % (91 % en 2019 et 94 % en 2018), en hausse du fait des interruptions non planifiées qui ont eu lieu en 2019.



En 2020, la disponibilité de l'ensemble de notre portefeuille, compte tenu de l'ajustement lié à l'optimisation de la répartition dans le secteur Centralia, s'est élevée à 90 % (90 % en 2019; 91 % en 2018), ce qui se compare à celle de l'exercice précédent. La diminution du nombre d'interruptions planifiées et non planifiées et les réductions de la capacité nominale dans les secteurs de production ont été contrebalancées par les interruptions planifiées dans le secteur Énergie thermique en Alberta pour l'entretien et la conversion au gaz de l'unité 6 de la centrale de Sundance.

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 a diminué de 4 091 GWh par rapport à celle de 2019. Sur la diminution totale, une baisse de 2 822 GWh est principalement attribuable aux interruptions planifiées, aux réductions et à l'optimisation de la répartition entraînant une baisse de la production marchande dans le secteur Énergie thermique en Alberta. En outre, Centralia a connu une diminution de la production de 2 021 GWh en raison de la baisse des prix marchands, du calendrier d'optimisation de la répartition et de la mise hors service des deux unités de la centrale de Centralia pendant la quasi-totalité du premier semestre de 2020.



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.

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Dépenses d'investissement courantes	52	50	50
Dépenses d'investissement liées aux mines	7	23	42
Entretien d'envergure planifié	98	68	58
Total des dépenses d'investissement de maintien	157	141	150
Dépenses d'investissement liées à la productivité	4	9	21
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	161	150	171
Recouvrements d'assurance au titre des dépenses d'investissement de maintien	–	(10)	(7)
Montant net	161	140	164

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

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
GWh perdus ¹	980	935	381

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

En 2020, le total des dépenses d'investissement de maintien a augmenté de 16 millions de dollars par rapport à celui de 2019 et le total des dépenses d'investissement liées à la productivité a reculé de 5 millions de dollars par rapport à celui de 2019. L'augmentation des dépenses d'investissement de maintien est liée aux travaux d'entretien d'envergure planifiés dans le secteur Énergie thermique en Alberta pour la conversion au gaz de l'unité 6 de la centrale de Sundance. En outre, le secteur Énergie éolienne et énergie solaire a engagé des dépenses d'investissement de maintien pour les travaux sur les fondations de Kent Hills.

Autre analyse consolidée

Imputations pour dépréciation d'actifs et reprises

Dans le cadre des contrôles de surveillance de la Société, 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. La Société examine également la relation entre sa capitalisation boursière et sa valeur comptable, entre autres facteurs, au moment de l'analyse des indicateurs de dépréciation. En présence d'indicateurs de dépréciation, la Société estime la valeur recouvrable de chaque UGT en calculant la juste valeur approximative diminuée des coûts de sortie au moyen des projections actualisées des flux de trésorerie établies d'après 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 les prévisions à long terme de la Société, 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 allant jusqu'à la dernière mise hors service d'actifs prévue en 2073.

2020

Unité 3 de la centrale de Sundance

Au troisième trimestre de 2020, la Société a comptabilisé une dépréciation de 70 millions de dollars sur l'unité 3 de la centrale de Sundance dans le secteur Énergie thermique en Alberta en raison de sa décision de mettre cette unité hors service. Antérieurement, la Société prévoyait que l'unité 3 de la centrale de Sundance demeurerait arrêtée jusqu'en novembre 2021. Aucuns flux de trésorerie futurs estimatifs liés à la production d'énergie n'ayant été prévus pour l'unité, celle-ci a été retirée de l'UGT marchande de l'Alberta et sa valeur a immédiatement été ramenée à la valeur recouvrable des rebuts.

Centrale hydroélectrique en Colombie-Britannique

Au troisième trimestre de 2020, la Société a comptabilisé une dépréciation de 2 millions de dollars dans le secteur Hydroélectricité attribuable à un examen des ressources hydriques, ce qui a entraîné une révision de la production prévue à une centrale hydroélectrique en Colombie-Britannique. Le test de dépréciation était fondé sur la juste valeur diminuée des coûts de sortie au moyen des projections actualisées des flux de trésorerie établies d'après les prévisions à long terme de la Société. L'évaluation de la juste valeur en découlant est classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs. Les principales hypothèses ayant une incidence sur le calcul de la juste valeur portent sur la production d'électricité et les prix de vente, lesquels sont assujettis à une incertitude relative à la mesure.

Terrain de Centralia

Au quatrième trimestre de 2020, la Société a comptabilisé une dépréciation de 9 millions de dollars (7 millions de dollars américains) dans le secteur Centralia en raison d'une diminution de la juste valeur du terrain établie par un tiers évaluateur. Outre les dépréciations d'actifs susmentionnées, une dépréciation d'actifs nette de 3 millions de dollars a été comptabilisée à l'égard des changements dans le passif lié au démantèlement et à la remise en état de la mine de Centralia et de l'unité 1 de la centrale de Sundance, qui ne sont plus en exploitation et qui ont atteint la fin de leur durée d'utilité.

2019

Centrale thermique de Centralia

En 2012, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 347 millions de dollars au titre de l'UGT de la centrale thermique de Centralia. Dans le cadre de son test de dépréciation annuel, la Société tient compte des indicateurs potentiels de dépréciation à l'égard de l'UGT de la centrale thermique de Centralia. En 2019, une évaluation interne a révélé que la juste valeur diminuée des coûts de sortie de l'UGT de la centrale thermique de Centralia dépassait la valeur comptable, ce qui a entraîné l'exécution d'un test de recouvrabilité complet en 2019. La juste valeur à jour reflétait les variations soutenues observées quant aux prix de l'électricité et aux coûts du charbon découlant des renégociations de contrats. À la lumière du test de recouvrabilité, une reprise de dépréciation d'actifs de 151 millions de dollars a été comptabilisée dans le secteur Centralia.

Les évaluations effectuées s'inscrivent dans les évaluations de la juste valeur de niveau III et sont assujetties à une incertitude relative à la mesure en raison des principales hypothèses décrites ci-après et des données utilisées dans les prévisions à long terme de la Société, y compris les fluctuations des coûts du combustible, des coûts d'exploitation, des dépenses d'investissement et du nombre de contrats conclus dans le cadre du protocole d'entente visant la transition vers d'autres énergies que le charbon qui a été établi dans l'État de Washington. La période d'évaluation comprend les flux de trésorerie nécessaires jusqu'au démantèlement de la centrale en 2025.

En 2019, la Société s'est fondée sur ses prévisions à long terme et sur les principales hypothèses suivantes. Les principales hypothèses utilisées en 2016, soit lors de l'évaluation détaillée précédente la plus récente, sont présentées à titre comparatif :

	2019	2016
Prix moyens annuels de l'électricité de Mid-Columbia	De 30 \$ US à 42 \$ US par MWh	De 22 \$ US à 46 \$ US par MWh
Carburant diesel routier pour le transport du charbon	De 2,35 \$ US à 2,40 \$ US par gallon	De 1,69 \$ US à 2,09 \$ US par gallon
Taux d'actualisation	De 5,2 % à 6,4 %	De 5,4 % à 5,7 %

En 2019, la Société a ajusté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la mine de Centralia puisque la direction ne croit plus que les travaux de récupération des particules de charbon et de remise en état seront terminés comme il avait été proposé initialement. La meilleure estimation que la Société est en mesure de fournir à l'heure actuelle à l'égard de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a augmenté de 141 millions de dollars. Était

donné que la mine de Centralia n'est plus en exploitation et qu'elle a atteint la fin de sa durée d'utilité en 2006, cet ajustement donne lieu à la comptabilisation immédiate de la totalité du montant de 141 millions de dollars au poste Imputation pour dépréciation d'actifs dans le résultat net. Se reporter aux notes 3 et 23 des états financiers consolidés pour plus de précisions.

Actifs détenus en vue de la vente

Au quatrième trimestre de 2019, la Société a déterminé que plusieurs camions et stocks connexes devaient être vendus dans le secteur Énergie thermique en Alberta et a donc réduit la valeur des actifs à leur valeur nette de réalisation, ce qui a entraîné une imputation pour dépréciation d'actifs d'un montant de 15 millions de dollars.

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. 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'actualisation 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.

Frais de mise en valeur de projets

En 2020, la Société a radié des frais de mise en valeur de projets de néant (18 millions de dollars en 2019) 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 et de couverture liées aux produits de base, aux obligations au titre du régime de retraite, aux projets de construction et aux obligations d'achat. Au 31 décembre 2020, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 621 millions de dollars (690 millions de dollars au 31 décembre 2019) et des garanties au comptant de 49 millions de dollars (42 millions de dollars au 31 décembre 2019). 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, Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants et Provision pour frais de démantèlement et autres provisions.

Engagements

Les engagements se présentent comme suit :

	2021	2022	2023	2024	2025	2026 et par la suite	Total
Contrats de gaz naturel, contrats de livraison et autres contrats	141	149	137	134	134	1 353	2 048
Transport	8	8	8	5	5	1	35
Contrats d'approvisionnement en charbon et contrats d'exploitation minière	81	105	101	67	56	—	410
Ententes de service à long terme	31	37	22	18	10	55	173
Contrats de location simple ¹	4	2	2	1	1	26	36
Dettes à long terme ²	96	626	277	119	136	2 010	3 264
Titres échangeables ³	—	—	—	—	750	—	750
Paiements de principal sur les obligations locatives ⁴	(5)	6	5	5	5	118	134
Intérêt sur la dette à long terme et obligations locatives ^{5,6}	161	153	126	119	113	893	1 565
Intérêt sur les titres échangeables ^{3,6}	53	52	53	52	—	—	210
Croissance	509	411	93	—	—	—	1 013
Projet de loi <i>TransAlta Energy Transition Bill</i>	6	6	6	—	—	—	18
Total	1 085	1 555	830	520	1 210	4 456	9 656

1) Comprennent les contrats de location qui n'ont pas encore commencé.

2) Exclut l'incidence de la comptabilité de couverture et des dérivés.

3) Suppose que les titres échangeables seront échangés par Brookfield le 1^{er} janvier 2025. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion.

4) Les obligations locatives comprennent un incitatif à la location de 13 millions de dollars, qui devrait être reçu en 2021.

5) 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.

6) Non comptabilisé à titre de passif financier aux états de la situation financière consolidés.

Dans le cadre du projet de loi *TransAlta Energy Transition Bill* 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 thermique de Centralia 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 2020, la Société avait financé environ 41 millions de dollars américains de l'engagement.

Éventualités

Procédure visant une règle relative aux pertes de réseau

La Société prend part à une procédure visant une règle relative aux pertes de réseau devant l'AUC. L'AUC a déterminé qu'elle avait la faculté d'ajuster rétroactivement à 2006 les charges liées aux pertes de réseau, et a demandé à l'AESO de recalculer les facteurs de perte pour la période de 2006 à 2016 et d'établir une seule facture portant la différence des charges liées aux pertes au débit ou au crédit des intervenants du marché. L'AESO a présenté une demande de révision et de modification de la décision en vue de la mise en place d'un système de «facturation à l'utilisation», au lieu de l'établissement d'une seule facture. L'AUC s'est prononcée sur la demande de l'AESO et a approuvé un processus de règlement des factures en trois périodes (de 2006 à 2009, de 2010 à 2013 et de 2014 à 2016). Le passif total pour les charges liées aux pertes de réseau a atteint 25 millions de dollars; cependant, en raison des paiements effectués (et reçus) au titre des deux premières factures, seule une tranche de 8 millions de dollars du passif total demeure impayée. Le 22 octobre 2020, l'AESO a émis la première facture, d'un montant de 6 millions de dollars, qui a été réglée avant le 30 décembre 2020. La deuxième facture, d'un montant de 11 millions de dollars, a été émise le 21 décembre 2020. La troisième facture est attendue en mars 2021.

En novembre 2020, l'AESO a demandé des directives à l'AUC concernant les paiements d'intérêts sur les charges liées aux pertes de réseau, et en janvier 2021, l'AUC a statué que des intérêts simples (plutôt que des intérêts composés) s'appliqueraient aux charges liées aux pertes de réseau.

Litiges avec FMG

La Société est actuellement engagée dans un litige avec Fortescue Metals Group Ltd. («FMG») concernant 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 valide et exécutoire. Pour sa part, FMG demande au tribunal de déclarer que le CAÉ a été résilié légalement. Cette affaire devrait être instruite à partir du 3 mai 2021 plutôt que du 15 juin 2020.

La Société était partie à un second litige portant sur les réclamations de FMG contre TransAlta concernant le transfert de la centrale de Solomon à FMG. FMG réclamait certains montants liés à l'état de la centrale, alors que TransAlta réclamait le remboursement de certains coûts non réglés. Le 9 septembre 2020, le litige a fait l'objet d'un règlement et d'un désistement devant la Cour suprême de l'Australie-Occidentale.

Demande de Mangrove

Le 23 avril 2019, Mangrove a intenté une action devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario, dans le cadre de laquelle la Société, tous les membres du conseil de la Société alors en fonction et Brookfield BRP Holdings (Canada) ont été désignés à titre de parties défenderesses. Mangrove tente de faire annuler l'investissement de Brookfield. TransAlta est d'avis que l'action n'a aucun fondement et fait tout ce qu'il faut pour se défendre contre les allégations. Cette affaire a été reportée et le procès de trois semaines débutera le 19 avril 2021.

Appel de la dispense pour cause de force majeure lié au stator de l'unité 1 de la centrale de Keephills

Le Balancing Pool et ENMAX Energy Corporation («ENMAX») tentent de faire annuler une sentence arbitrale au motif qu'ils n'ont pas eu droit à une audience équitable. Le 26 juin 2019, la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta a rejeté les allégations d'iniquité du Balancing Pool et d'ENMAX. Le Balancing Pool et ENMAX ont toutefois demandé à la Cour d'appel la permission d'en appeler de la décision de la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta, permission qui leur a été accordée le 13 février 2020. L'appel devrait être entendu le 8 avril 2021. TransAlta pense que la Cour d'appel confirmera la décision de la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta selon laquelle la procédure d'arbitrage était équitable.

Cas de force majeure lié au surchauffeur de l'unité 1 de la centrale de Keephills

L'unité 1 de la centrale de Keephills a été mise hors service du 17 mars 2015 au 17 mai 2015 en raison d'une fuite importante dans le surchauffeur secondaire. TransAlta Generation Partnership a invoqué un cas de force majeure conformément au CAÉ de Keephills. ENMAX, l'acheteur aux termes du CAÉ à ce moment-là, n'a pas contesté le cas de force majeure, mais le Balancing Pool l'a fait dans l'espoir de recouvrer les 12 millions de dollars qu'il a payés à TransAlta pour les frais de paiement de capacité alors que l'unité était hors service. Le Balancing Pool a eu gain de cause devant les tribunaux en faisant valoir qu'il a le droit, conformément au CAÉ, de commencer une procédure arbitrale, indépendamment de l'acheteur aux termes du CAÉ, ENMAX. Un arbitrage pour ce litige a débuté et une audience de sept jours est prévue à compter du 6 décembre 2021.

Démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance.

TransAlta s'est adressée à l'AUC pour obtenir paiement, par le Balancing Pool, des coûts de démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance qu'elle a engagés, y compris sa quote-part des coûts de la mine de Highvale. Le Balancing Pool et le Utilities Consumer Advocate participent en tant qu'intervenants, car ils contestent les coûts de démantèlement réclamés par TransAlta. En raison de divers facteurs, dont la pandémie de COVID-19 et d'importantes demandes d'informations de la part du Balancing Pool, la requête a été retardée. Bien qu'aucune date d'audience n'ait été fixée, la demande sera probablement entendue à la fin de 2021 ou au début de 2022. TransAlta s'attend à recevoir un paiement du Balancing Pool pour ses coûts de démantèlement, mais le montant qui sera accordé par l'AUC est incertain.

Crédits de rendement en matière d'émissions au titre des contrats d'achat d'électricité des centrales hydroélectriques («CAÉ des centrales hydroélectriques»)

Le Balancing Pool prétend avoir droit à des crédits de rendement en matière d'émissions («CRE») d'une valeur d'environ 17 millions de dollars par année, gagnés de 2018 à 2020 par les centrales hydroélectriques aux termes du règlement intitulé *Carbon Competitiveness Incentives Regulation*. Le litige est fondé sur la clause du CAÉ des centrales hydroélectriques visant la propriété des CRE en cas de modification de la loi et sur le fait que TransAlta tire profit de la prétendue modification à la loi. TransAlta n'a aucunement tiré profit des CRE et n'a comptabilisé aucun avantage découlant de ces crédits dans ses états financiers. TransAlta estime que le Balancing Pool n'a pas droit à ces crédits de rendement en matière d'émissions. Un arbitrage a été entrepris et sera vraisemblablement soumis à une audience au début de 2022.

Requête visant le compte de report de capital directement affecté

AltaLink Management Ltd. («AltaLink») a déposé une requête auprès de l'AUC pour recouvrer les coûts engagés de 2016 à 2018 au titre de son compte de report de capital directement affecté («la procédure») pour le projet de modernisation de la ligne 240 kV (le «projet de modernisation») dans la région d'Edmonton. TransAlta est requérante secondaire dans la procédure, car elle possède une partie de la ligne 1043L située sur la réserve de la Nation crie d'Enoch qui faisait partie du projet de modernisation. AltaLink et TransAlta ont tenté de faire reconnaître par l'AUC que leurs coûts sont raisonnables et prudents (91 millions de dollars pour AltaLink et 22 millions de dollars pour TransAlta). La Nation crie d'Enoch et la Consumers Coalition of Alberta sont des participants inscrits à la procédure. L'AUC a rendu sa décision dans le cadre de la procédure le 10 décembre 2020 et a rejeté 15 % (environ 3 millions de dollars) de la somme qui serait venue à TransAlta. TransAlta estime que l'AUC a commis des erreurs en lui refusant 15 % de ses coûts et a donc déposé une demande de permission d'en appeler auprès de la Cour d'appel et une demande de révision et de modification auprès de l'AUC. La permission d'en appeler sera suspendue jusqu'à ce que le processus de révision et de modification soit terminé.

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 des états financiers consolidés. 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, aux autres provisions et aux partenariats. 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 des estimations comptables critiques avec le comité d'audit, des finances 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

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 environnementaux 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 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 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 des justes valeurs 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 à la date d'évaluation. 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 d'interpolation, où les données d'entrée sont facilement observables.

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 facilement 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 les évaluations axées sur les prévisions et les évaluations fondées sur des modèles. Pour les évaluations fondées sur des modèles, des modèles d'évaluation des dérivés, des modèles de régression et des modèles fondés sur les statistiques historiques («bootstrap») peuvent être utilisés. Les données d'entrée peuvent reposer 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 rapports de 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 2020 a une incidence positive estimée totale de 68 millions de dollars (incidence positive de 79 millions de dollars en 2019) et une incidence négative estimée totale de 94 millions de dollars (172 millions de dollars en 2019) 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 35 millions de dollars (46 millions de dollars en 2019) de l'incidence positive et une tranche de 59 millions de dollars (139 millions de dollars en 2019) 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 le Nord-Ouest Pacifique qui est désigné comme une couverture de flux de trésorerie, utilisant les prix d'électricité présumés dans une fourchette de 24 \$ US à 32 \$ US par MWh (20 \$ US à 28 \$ US par MWh au 31 décembre 2019) pour la période s'étirant au-delà d'une période de négociation liquide, 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.

Outre les évaluations de la juste valeur de niveau III décrites ci-dessus, l'investissement de Brookfield lui permet d'échanger la totalité des titres échangeables en circulation contre une participation maximale de 49 % dans les capitaux propres d'une entité constituée pour détenir les actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta après le 31 décembre 2024. La juste valeur de l'option d'échange est considérée comme une évaluation de la juste valeur de niveau III pour laquelle l'utilisation d'autres hypothèses raisonnablement possibles pourrait avoir une incidence négative de 33 millions de dollars (incidence négative de 27 millions de dollars en 2019) sur la valeur comptable de néant au 31 décembre 2020 (néant en 2019). L'analyse de sensibilité a été préparée selon l'estimation, par la Société, qu'une variation du taux d'actualisation implicite du flux de trésorerie futur de 1 % du taux d'actualisation est une variation raisonnablement possible.

Stocks

Le solde des stocks de la Société est constitué de combustibles tels que le charbon et le gaz naturel, qui sont évalués au plus faible du coût moyen pondéré et de la valeur nette de réalisation. À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, nous évaluons si nos stocks doivent être ramenés à leur valeur nette de réalisation en raison d'une diminution des mouvements de stocks, d'une baisse des prix des produits de base ou d'autres événements et circonstances qui pourraient indiquer que le coût des stocks n'est plus recouvrable.

Déterminer le montant de la valeur nette de réalisation fait largement appel au jugement et peut varier en fonction des estimations telles que les niveaux de production, la consommation et les prix de vente estimés.

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 à durée d'utilité déterminée a subi une perte de valeur ou si une perte de valeur comptabilisée antérieurement n'existe plus ou a diminué. 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 utilisées. 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, des dépenses d'investissement, 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 l'installation est exploitée, les niveaux de production prévus, les interruptions planifiées et non planifiées, les modifications apportées à la réglementation et la capacité ou les restrictions de transport pour la durée de vie résiduelle de l'installation.

Les taux d'actualisation sont établis en utilisant le coût moyen pondéré du capital, lequel repose sur des hypothèses relatives à la structure du capital, au coût des capitaux propres et au coût de la dette en fonction de sociétés comparables présentant des caractéristiques de risque et de données observables de marché similaires à celles de l'immobilisation, de l'UGT ou du groupe d'UGT faisant l'objet de tests. 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 2020.

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 2020 et d'autres événements précis, diverses analyses ont été effectuées pour évaluer l'importance des indicateurs de dépréciation possibles. Se reporter à la rubrique «Autre analyse consolidée» du présent rapport de gestion pour en savoir plus.

Frais de mise en valeur de projets

Les frais de mise en valeur de projets 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 installation 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 autres actifs. 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 2020, le total de la dotation aux amortissements s'est élevé à 798 millions de dollars (709 millions de dollars en 2019; 710 millions de dollars en 2018), dont un montant de 144 millions de dollars (119 millions de dollars en 2019; 136 millions de dollars en 2018) est lié au matériel minier et a été inscrit au poste Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité.

À la lumière du plan d'investissement dans l'énergie propre décrit à la rubrique «Stratégie d'entreprise» du présent rapport de gestion, nous procéderons à la conversion de nos centrales alimentées au charbon existantes en Alberta en centrales alimentées au gaz naturel et, par conséquent, la durée d'utilité des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles amortissables liées à certains actifs du charbon en Alberta a été mise à jour pour faire état des modifications apportées. Pour certaines immobilisations corporelles du secteur Énergie éolienne et énergie solaire, nous avons repéré des composantes supplémentaires pour des pièces ayant une durée d'utilité plus courte que celle qui avait été estimée initialement et avons révisé les durées d'utilité en conséquence. Se reporter à la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

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.

Aux fins du test de dépréciation du goodwill annuel des exercices 2020, 2019 et 2018, 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 établies d'après 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 des justes valeurs.

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 contrats de la Société contiennent ou sont des contrats de location, la direction doit faire preuve de jugement pour évaluer si le contrat procure au client le droit à la quasi-totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation du bien pour la durée du contrat de location et s'il confère au client le droit de décider de l'utilisation du bien pour la durée du contrat de location. Pour les accords qui sont considérés comme contenant ou comme étant des contrats de location, la direction doit poser un jugement pour déterminer la durée du contrat de location en évaluant si l'exercice des options de résiliation et de prolongation est raisonnablement certain. L'exercice du jugement est également nécessaire pour déterminer les paiements fixes en substance (inclus) et les paiements variables qui sont fonction de facteurs d'utilisation ou du rendement (exclus) et pour déterminer les composantes locatives et les composantes non locatives du contrat (services reçus du fournisseur) et affecter les paiements liés aux contrats aux composantes locatives et aux composantes non locatives.

Pour les contrats de location dont le bailleur est la Société, 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 la Société, 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 nous classons les montants liés à l'accord à titre d'immobilisations corporelles ou de créances au titre des contrats 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

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 (différence temporaire). Un actif d'impôt différé peut également être comptabilisé pour réaliser l'avantage prévu au titre de crédits d'impôt et de pertes fiscales pouvant faire l'objet d'un report prospectif, dans la mesure où il est probable que l'entreprise disposera d'un résultat imposable futur auquel elle pourra imputer les crédits d'impôt et les pertes fiscales.

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 aux 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. Il n'est pas possible de savoir quelle sera l'issue des audits en cours ou de déterminer son incidence éventuelle sur les états financiers consolidés.

Un montant de 345 millions de dollars (454 millions de dollars en 2019) au titre des passifs d'impôt différé nets a été comptabilisé dans les états de la situation financière consolidés au 31 décembre 2020. Ce montant se rapporte principalement aux déductions fiscales en sus de l'amortissement connexe des immobilisations corporelles de 717 millions de dollars (828 millions de dollars en 2019) et aux impôts sur les profits latents sur les opérations de gestion du risque de 107 millions de dollars (141 millions de dollars en 2019), en partie contrebalancés par des différences temporaires liées aux frais de démantèlement et de remise en état futurs de 140 millions de dollars (122 millions de dollars en 2019) et aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes de 222 millions de dollars (252 millions de dollars en 2019). 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. La Société peut utiliser des pertes fiscales américaines supplémentaires à l'égard desquelles aucun actif d'impôt différé n'a été comptabilisé.

Avantages futurs du personnel

Nous offrons à nos employés des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi, comme les régimes d'assurance-maladie et d'assurance dentaire. Le coût de ces avantages dépend de nombreux facteurs, y compris des résultats réels et des estimations et hypothèses concernant les résultats futurs des régimes.

Le passif au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi, 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 de toutes les centrales de production et de toutes les mines au cours de la période où elles sont constituées si nous avons une obligation juridique ou implicite d'enlever les installations et de remettre 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 fondé sur le marché ajusté en fonction de l'évaluation de la solvabilité de la Société par le marché.

Au 31 décembre 2020, la provision pour frais de démantèlement et de remise en état comptabilisée dans les états de la situation financière consolidés s'établissait à 608 millions de dollars (501 millions de dollars en 2019). En 2020, la Société a ajusté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la mine de Highvale afin de refléter l'avancement de la fermeture de la mine, la révision du plan de mine et les activités minières courantes, y compris le volume accru des déplacements de matériel minier. Au 31 décembre 2020, la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la mine de Highvale s'élevait à 153 millions de dollars (91 millions de dollars en 2019) pour les travaux de remise en état prévus jusqu'en 2046. La majeure partie des travaux de remise en état devrait être terminée d'ici 2040. Se reporter à la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion pour plus de précisions. L'augmentation a été en partie compensée par une diminution de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de Sarnia par suite de la mise à jour de l'étude technique. En outre, en raison de la volatilité du marché attribuable à la COVID-19, une fluctuation des taux d'actualisation a été observée à la suite des variations des écarts de crédit. Par conséquent, ces taux ont diminué en moyenne d'environ 0,3 % à 0,9 %.

Au cours de l'exercice 2019, nous avons ajusté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la mine de Centralia puisque la direction ne croit plus que les travaux de récupération des particules de charbon et de remise en état seront achevés comme il avait été proposé initialement. Au 31 décembre 2020, la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la mine de Centralia s'élevait à 174 millions de dollars (178 millions de dollars en 2019) pour les travaux de remise en état prévus jusqu'en 2035. Se reporter à la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion pour plus de précisions. De plus, par suite des changements dans la durée d'utilité estimée dont il est question à la rubrique «Modifications comptables», les taux d'actualisation utilisés pour le secteur Énergie thermique en Alberta et la provision pour frais de démantèlement des activités minières ont été modifiés en raison des changements dans la durée d'utilité.

Nous estimons à environ 1,4 milliard de dollars le montant non actualisé des flux de trésorerie nécessaires pour régler cette provision, montant qui sera engagé entre 2021 et 2073. La plus grande partie de ces coûts sera engagée entre 2025 et 2050.

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	6
Provision pour frais de démantèlement et de remise en état non actualisée	10	3

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, les litiges en suspens 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.

Au cours du quatrième trimestre de 2020, une provision pour contrat déficitaire de 29 millions de dollars a été comptabilisée à la suite de la décision d'accélérer les plans visant l'élimination du charbon comme source de combustible pour produire de l'électricité à la centrale de Sheerness d'ici la fin de 2021. La dernière livraison de charbon devrait être reçue au cours du premier trimestre de 2021, tandis que les paiements exigibles aux termes du contrat se poursuivront jusqu'en 2025.

Classement des partenariats

Lorsque la Société établit un partenariat, elle doit le classer soit comme une entreprise commune, soit comme une coentreprise, et le classement a une incidence sur la comptabilisation du partenariat. Pour déterminer le classement du partenariat, la Société exerce son jugement en évaluant les modalités de l'accord afin de déterminer si elles confèrent aux parties des droits sur l'actif et des obligations ou des droits sur l'actif net. Pour comprendre les droits des parties à l'entreprise, il convient d'évaluer certains facteurs comme la structure juridique, les accords contractuels et d'autres faits et circonstances, à savoir, par exemple, si l'entreprise vise principalement à fournir une production aux parties et si les parties sont pour ainsi dire la seule source de flux de trésorerie de l'entreprise.

Modifications comptables

Modifications comptables de la période considérée

I. Modifications apportées à l'IAS 1 et à l'IAS 8 – Définition du terme «significatif»

La Société a adopté les modifications apportées à l'IAS 1 et à l'IAS 8 en date du 1^{er} janvier 2020. Les modifications fournissent une nouvelle définition du terme «significatif» selon laquelle «une information est significative si on peut raisonnablement s'attendre à ce que son omission, son inexactitude ou son obscurcissement influence les décisions que les principaux utilisateurs des états financiers à usage général prennent en se fondant sur l'information financière que fournissent ces états financiers au sujet d'une entité comptable donnée».

Les modifications précisent que le caractère significatif dépend de la nature ou de l'ampleur de l'information, prise individuellement ou conjointement avec d'autres informations, dans le contexte des états financiers. Une anomalie dans l'information est significative si on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elle influence les décisions prises par les principaux utilisateurs. Ces modifications n'ont pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la Société et ne devraient pas avoir d'incidence sur celle-ci dans le futur.

II. Modifications apportées à l'IFRS 7 et à l'IFRS 9 – Réforme des taux d'intérêt de référence

En septembre 2019, l'IASB a publié des modifications à l'IFRS 9, à l'IAS 39 et à l'IFRS 7 découlant de la *Réforme des taux d'intérêt de référence*. Ces modifications aux normes de présentation de l'information financière offrent une exception temporaire, pendant la période d'incertitude, à l'application de certaines dispositions relatives à la comptabilité de couverture aux relations de couverture directement touchées par les réformes en cours des taux d'intérêt de référence. Ces modifications doivent être appliquées pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2020. La Société a adopté ces modifications en date du 1^{er} janvier 2020. Aucune relation de couverture n'a été directement touchée à cette date.

Au cours du premier trimestre de 2020, la Société a conclu des couvertures de flux de trésorerie pour couvrir le risque de taux d'intérêt lié à une future émission prévue de titres d'emprunt en utilisant des instruments dérivés indexés au taux interbancaire offert à Londres («LIBOR»). En vertu de l'exception temporaire, prévue par les modifications apportées à l'IFRS 9, la Société a présumé que le taux d'intérêt LIBOR sur lequel se fondent les flux de trésorerie des swaps de taux d'intérêt n'était pas modifié par la réforme des taux interbancaires offerts au moment d'évaluer si la couverture est hautement efficace.

La note 2 et la note 3 des états financiers consolidés présentent une analyse plus détaillée de nos méthodes comptables.

Changements dans les estimations

Énergie thermique en Alberta

Au cours du troisième trimestre de 2020, le conseil a approuvé la fermeture accélérée de la mine de Highvale d'ici la fin de 2021 et, par conséquent, la durée d'utilité des actifs connexes a été ajustée pour être conforme aux plans de conversion au gaz de la Société. Au 31 décembre 2020, la valeur comptable de la mine de Highvale, y compris les immobilisations corporelles, les actifs au titre de droits d'utilisation et les immobilisations incorporelles, s'établissait à 373 millions de dollars.

À la lumière du plan d'investissement dans l'énergie propre dont il est question à la rubrique «Stratégie d'entreprise» du présent rapport de gestion, nous avons ajusté les durées d'utilité de certains actifs du charbon, avec prise d'effet le 1^{er} septembre 2019. Les durées d'utilité des actifs utilisés uniquement pour les activités de combustion du charbon ont été raccourcies alors que celles d'autres actifs ont été prolongées du fait qu'ils ont été identifiés comme étant utilisés après la conversion au gaz ou après la conversion à cycle combiné. En raison du raccourcissement des durées d'utilité des actifs du charbon, la dotation aux amortissements pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 a augmenté d'environ 15 millions de dollars.

Énergie éolienne et énergie solaire

Au cours de l'exercice 2019, nous avons examiné la répartition des coûts comptabilisés à l'égard des composantes des immobilisations corporelles du secteur Énergie éolienne et énergie solaire et leurs durées d'utilité. À la suite de l'examen, des composantes supplémentaires ont été identifiées du fait que la durée d'utilité de certaines pièces est plus courte que l'estimation initiale. La durée d'utilité de chacune de ces composantes a été réduite, passant de 30 ans à 15 ans ou à 10 ans. Par conséquent, la dotation aux amortissements pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 a augmenté d'environ 11 millions de dollars.

Sheerness

En 2019, nous avons ajusté la durée d'utilité des actifs de la centrale de Sheerness alimentée au charbon afin de nous aligner sur les plans de conversion au bicarburant. Par conséquent, les durées d'utilité des actifs utilisés pour les activités de combustion du charbon et celles d'autres actifs ont été prolongées, et la dotation aux amortissements pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 a diminué d'environ 8 millions de dollars.

Les durées d'utilité pourront être modifiées ou prolongées, conformément aux méthodes comptables de la Société, si des décisions et des événements liés à l'exploitation le justifient.

Sarnia

Au quatrième trimestre de 2020, la Société a ajusté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la centrale de Sarnia afin de refléter la mise à jour de l'étude technique. La meilleure estimation que la Société est en mesure de fournir à l'heure actuelle à l'égard de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a diminué de 15 millions de dollars, ce qui a entraîné une diminution des actifs connexes comptabilisés dans les immobilisations corporelles.

Highvale

Au troisième trimestre de 2020, la Société a ajusté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la mine de Highvale afin de refléter l'avancement de la fermeture de la mine, la révision du plan de mine et les activités minières courantes, y compris le volume accru des déplacements de matériel minier. La meilleure estimation que la Société est en mesure de fournir à l'heure actuelle à l'égard de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a augmenté de 75 millions de dollars, ce qui a entraîné une augmentation des actifs connexes comptabilisés dans les immobilisations corporelles.

Centralia

En 2019, nous avons ajusté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la mine de Centralia puisque la direction ne croit plus que les travaux de récupération des particules de charbon et de remise en état seront achevés comme il avait été proposé initialement. La meilleure estimation que la Société est en mesure de fournir à l'heure actuelle à l'égard de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a augmenté de 141 millions de dollars. Étant donné que la mine de Centralia n'est plus en exploitation et qu'elle a atteint la fin de sa durée d'utilité en 2006, cet ajustement donne lieu à la comptabilisation immédiate de la totalité du montant de 141 millions de dollars au poste Imputation pour dépréciation d'actifs dans le résultat net.

TransAlta estime à environ 222 millions de dollars le montant non actualisé des flux de trésorerie nécessaires pour s'acquitter de cette obligation additionnelle, coûts qui seront engagés entre 2021 et 2035. La provision peut être modifiée conformément aux méthodes comptables de la Société si des décisions liées à l'exploitation le justifient et à mesure que d'autres données sont disponibles.

Pour plus de renseignements et pour prendre connaissance des changements apportés aux estimations au cours des exercices précédents, se reporter à la rubrique «Autre analyse consolidée» du présent rapport de gestion et à la note 3 des états financiers consolidés.

Modifications comptables futures

Modifications à l'IAS 16, Immobilisations corporelles : Produit antérieur à l'utilisation prévue

La société prévoit adopter par anticipation les modifications apportées à l'IAS 16, intitulées *Immobilisations corporelles – Produit antérieur à l'utilisation prévue*, le 1^{er} janvier 2021. La date d'entrée en vigueur obligatoire des modifications est le 1^{er} janvier 2022. Les modifications interdisent de déduire du coût d'une immobilisation corporelle le produit de la vente des éléments produits pendant le transfert de l'actif jusqu'à son lieu d'exploitation et sa mise en état pour permettre son exploitation. L'adoption par anticipation des modifications ne devrait pas entraîner d'ajustements.

IFRS 7, Instruments financiers : Informations à fournir – réforme des taux d'intérêt de référence

En août 2020, l'IASB a publié la *Réforme des taux d'intérêt de référence – Phase 2*, qui modifie l'IFRS 9, *Instruments financiers*, l'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*, l'IFRS 7, *Instruments financiers : Informations à fournir*, et l'IFRS 16, *Contrats de location*. Les modifications sont en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2021 et seront appliquées par la Société en 2021. Aucune incidence financière ne devrait découler de l'application des modifications.

Chiffres comparatifs

Certains chiffres comparatifs ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à la présentation de la période considérée. Ces reclassements n'ont eu aucune incidence sur le résultat net présenté antérieurement.

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 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.

La comptabilité de couverture repose sur une approche fondée sur des principes adaptée à l'approche d'une entité en matière de gestion des risques. 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 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 qui ne sont pas désignés comme des couvertures sont comptabilisées dans les actifs et les passifs de gestion du risque, et les profits ou les pertes connexes sont comptabilisés dans le résultat net au cours de la période pendant laquelle elles surviennent.

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 2020, la valeur comptable de l'actif net au titre des instruments financiers de niveau III était de 582 millions de dollars (686 millions de dollars en 2019). 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 2019.

Questions environnementales, sociales et de gouvernance («ESG»)

La Société accorde une priorité à la gestion et à la performance en matière de développement durable ou d'ESG. Le développement durable est l'une de nos valeurs fondamentales, ce qui veut dire qu'il fait partie de notre culture d'entreprise. Nous nous efforçons en permanence de l'intégrer davantage dans nos processus de gouvernance, de prise de décision, de gestion du risque et opérationnels quotidiens, tout en soutenant notre stratégie de croissance. Notre souci du développement durable se traduit en fin de compte par une amélioration continue des questions importantes en matière d'ESG et par la recherche d'un équilibre entre la création de valeur économique et la proposition de valeur pour l'environnement et nos parties prenantes. Au fil du temps, nous nous sommes démarqués par des actions qui démontrent notre leadership en matière d'ESG :

- Nous publions des rapports sur le développement durable depuis plus de 25 ans et l'exercice 2020 a marqué la sixième année de publication intégrant l'information financière et l'information en matière de développement durable.
- Aujourd'hui, nous sommes fiers d'être l'un des plus grands producteurs d'énergie éolienne au Canada et le plus grand producteur d'hydroélectricité en Alberta – nous avons fait passer notre capacité de production d'énergie renouvelable d'environ 900 MW en 2000 à plus de 2 500 MW en 2020.
- De 2002 à 2025, grâce à des mises hors service, à des conversions au gaz ainsi qu'à des conversions et à des rééquipements prévus de centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz, nous devrions convertir du charbon au gaz une capacité de production de plus 5 000 MW. En 2026, nous ne produirons plus du tout d'électricité à partir de charbon.
- Depuis 2005, nous avons réduit nos émissions annuelles de plus de 25 millions de tonnes d'équivalent en dioxyde de carbone («éq. CO₂»), ce qui représente une réduction d'environ 61 % sur la période considérée et souligne notre bilan en matière de décarbonisation : il s'agit de l'équivalent des émissions annuelles de GES d'un petit pays.
- Notre objectif de réduction des GES d'ici 2030 se traduit par de nouvelles réductions et, en 2021, nous avons fixé un nouvel objectif à l'échelle de la Société qui consiste à atteindre la carboneutralité d'ici 2050.
- En 2020, le CDP (le réseau mondial d'information sur les conséquences environnementales, anciennement appelé Carbon Disclosure Project) a accordé la note A- à TransAlta, nous classant parmi les chefs de file de l'industrie en matière de gestion des changements climatiques.
- Nous continuons d'améliorer notre processus phare de fixation des cibles de développement durable, qui relie les cibles à l'importance relative du développement durable et à l'importance financière relative, fixe des objectifs généraux d'un exercice à l'autre et à long terme, et nécessite l'approbation de l'équipe de direction et du conseil.
- En 2020, TransAlta a formé un conseil d'équité, de diversité et d'inclusion et l'a chargé d'élaborer une stratégie d'équité, de diversité et d'inclusion à long terme. TransAlta a également adopté une promesse en matière d'équité, de diversité et d'inclusion, qui a été soutenue à l'unanimité par les membres de notre conseil et de notre équipe de direction.
- En 2021, TransAlta a de nouveau été incluse dans l'indice d'égalité des sexes de Bloomberg – une reconnaissance de l'importance que nous accordons à la diversité, à l'équité et à l'inclusion.
- En 2020, le *Globe and Mail* a rapporté que nous sommes passés du 48^e au 14^e rang dans son classement annuel intitulé «Board Games». Ce classement évalue le travail des plus grands conseils d'administration au Canada en fonction d'un ensemble rigoureux de critères de gouvernance (allant bien au-delà du minimum fixé par les organismes de réglementation) portant sur la composition du conseil, la rémunération, les droits des actionnaires et la présentation de l'information. Le classement «Board Games» est réalisé par le *Globe and Mail* en collaboration avec l'Université de Toronto.
- Notre cible en matière d'éducation pour les jeunes Autochtones garantit un soutien continu à l'éducation des jeunes Autochtones et, en 2021, nous établissons une nouvelle cible d'éducation et de sensibilisation en matière de culture autochtone à l'échelle de l'entreprise;
- Nous sommes membres d'organisations et de groupes de travail clés en matière de développement durable auxquels nous participons activement, notamment EXCEL Partnership, Canadian Business for Social Responsibility, l'initiative de leadership en matière de développement durable du secteur énergétique, le comité directeur d'électricité durable de l'Association canadienne de l'électricité et Future-Fit, ce qui nous permet de valider et de soutenir notre stratégie de développement durable.

Stratégie de développement durable

Nos activités sont axées sur l'électricité. Nous gardons les lumières allumées, notre technologie, chargée et les infrastructures essentielles, en marche. Nous soutenons des clients commerciaux et industriels dans trois pays. Au total, nous détenons 75 centrales énergétiques en Australie, au Canada et aux États-Unis. Nous investissons dans une combinaison d'actifs éoliens, solaires, hydrauliques et de stockage d'énergie et d'actifs liés au gaz naturel et au charbon pour un total d'environ 8 000 MW de capacité de production détenue.

Nos principaux piliers stratégiques de développement durable s'appuient sur notre stratégie d'entreprise et sont présents dans toutes nos activités. Certains domaines font déjà partie de notre ADN, et notre bilan dans ces domaines témoigne de notre engagement à l'égard du développement durable (y compris en ce qui a trait à notre leadership en matière de changements climatiques et à la sécurité). Dans d'autres domaines pour lesquels nous nous sommes fixé des objectifs au cours des dernières années (notamment l'équité, la diversité et l'inclusion), nous pensons que l'attention que nous y accordons ne fera que renforcer notre stratégie d'entreprise et soutenir la création de valeur à l'avenir. Nos piliers sont les suivants :

1. Production d'électricité propre, fiable et durable
2. Milieu de travail sécuritaire, sain, diversifié et motivant
3. Relations positives avec les Autochtones, les parties prenantes et les clients
4. Pratiques progressistes de gestion environnementale
5. Technologie et innovation

Gouvernance du développement durable

L'intégration réelle du développement durable au sein d'une organisation suppose une obligation de rendre compte au niveau du conseil d'administration et de la direction. Elle nécessite une compréhension des enjeux liés aux ESG et des mesures d'entreprise à prendre pour y répondre, tout en continuant à équilibrer les activités et la croissance.

Le développement durable fait l'objet d'une surveillance par le comité de gouvernance, de la sécurité et du développement durable («CGSDD») du conseil d'administration de TransAlta. Le CGSDD aide le conseil d'administration 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, des changements apportés à la politique publique, et de l'établissement et du respect de pratiques, de procédures et de politiques en matière d'environnement, de santé et de sécurité. Se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Rapports sur le développement durable : Indications sur les informations à fournir et importance relative

Ce qui suit présente des questions d'ordre environnemental et social concernant nos installations exploitées.

Les principaux éléments de l'information à fournir suivants se fondent sur notre appréciation de l'importance relative du développement durable. Notre appréciation de l'importance relative repose sur une évaluation des recherches propres aux secteurs clés sur les questions d'importance relative et s'appuie sur un engagement interne et externe à l'égard des principales questions de développement durable. Afin d'éclairer la discussion et de fournir un contexte sur la manière dont les questions ESG influent sur nos activités (y compris les principaux domaines d'importance relative), notre contenu s'inspire des principaux cadres de présentation de l'information sur les questions ESG, notamment ceux de la Global Reporting Initiative («GRI»), du Sustainability Accounting Standards Board («SASB») et du Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques («GIFCC»). Nous nous alignons davantage sur le cadre du SASB et sur celui du GIFCC. Notre contenu ESG est intégré dans le présent rapport de gestion. Ce contenu est fondé sur des capitaux non traditionnels (notamment des capitaux d'ordre environnemental, humain, social et sociétal, intellectuel et manufacturier) conformément aux directives de l'International Integrated Reporting Framework. Cette approche permet d'informer les investisseurs de la manière dont la gestion et le rendement des capitaux non traditionnels contribuent à la valeur financière.

Risque environnemental et social et importance relative

Notre appréciation de l'importance relative oriente notre attention sur les principaux risques environnementaux et sociaux. Nos principaux facteurs de risque environnementaux sont les conditions météorologiques, les catastrophes environnementales, les changements climatiques, l'exposition aux éléments, le risque lié à la conformité aux règles environnementales et la réglementation environnementale actuelle et émergente. Nos principaux facteurs de risque social comprennent la santé et la sécurité publiques, la santé et la sécurité des employés et des entrepreneurs, les communautés locales, la fidélisation des employés, la gestion de la réputation et les relations avec les Autochtones et les parties prenantes.

Se reporter à la rubrique «Gestion des risques» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur nos facteurs de risque.

Production d'énergie fiable, peu coûteuse et durable :

Gestion du capital environnemental, intellectuel et social

Résilience du modèle économique

TransAlta alimente les économies et les collectivités depuis plus de 109 ans. Notre mission consiste à fournir à nos clients de l'électricité propre, fiable, sécuritaire et à faible coût. Pour atteindre cet objectif dans un contexte économique en évolution et un monde de plus en plus électrifié, nous nous appuyons sur une stratégie axée sur l'électricité renouvelable, le gaz naturel et un véritable engagement en matière de développement durable. Notre modèle économique est principalement axé sur la fourniture d'énergie à des clients industriels et commerciaux. Ce modèle a fait ses preuves et nous continuons à centrer nos efforts sur le client et à nous adapter pour répondre à ses besoins. Comme de plus en plus de clients adoptent des objectifs ESG et de développement durable, nous sommes bien placés pour appuyer leurs objectifs de développement durable. Nous avons publié notre premier rapport de développement durable en 1994. Au début des années 2000, nous avons été parmi les premières sociétés à adopter la production d'énergie éolienne. Notre expertise dans les énergies renouvelables s'étend sur 109 ans : nous avons commencé à exercer nos activités hydroélectriques au début des années 1900 et sommes aujourd'hui l'un des principaux producteurs d'hydroélectricité et d'énergie éolienne. Nous pensons être particulièrement bien placés alors que le monde continue de s'électrifier et d'adopter des pratiques de développement durable.

Reconnaissance de la marque

La résilience de notre entreprise est renforcée par une stratégie d'entreprise durable, à long terme et axée sur des objectifs précis : la croissance de l'électricité renouvelable et du gaz naturel et un engagement en matière de développement durable. TransAlta exploite des actifs de production d'électricité depuis plus de 109 ans, ce qui reflète cette approche d'affaires à long terme et des pratiques commerciales durables. 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'électricité propre à faible coût, soutenue par nos valeurs internes et notre approche durable des affaires, contribuera à renforcer et à continuer d'accroître la reconnaissance positive de notre marque.

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 les comprendre afin de pouvoir en améliorer la gestion et le rendement. Deuxièmement, nous cherchons à les comprendre 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.

Connaissance diversifiée

L'expérience et la perspicacité de nos employés rehaussent notre création de valeur. Notre expérience dans le développement et l'exploitation de technologies de production d'électricité s'étend sur plus de 109 ans, et bon nombre de nos employés sont avec nous depuis plus de 30 ans. Nos activités de commercialisation de l'énergie complètent notre connaissance des actifs de production d'énergie en exploitation.

Notre expérience dans le développement et l'exploitation de technologies de production d'électricité est mise en évidence ci-dessous.

Sources de production d'électricité	Expérience en exploitation (années)
Hydroélectricité	109
Gaz naturel	70
Charbon	70
Énergie éolienne	18
Énergie solaire	5

Se reporter à la rubrique «Clients» de la présente rubrique du rapport de gestion pour plus de précisions.

Résilience du réseau

En tant que grand producteur d'électricité, nous travaillons activement pour faire en sorte que l'énergie que nous fournissons à nos clients soit fiable et abordable et qu'elle ait un faible impact sur l'environnement. Nous fournissons des solutions énergétiques décentralisées à des clients industriels et nous alimentons des réseaux électriques centralisés.

Dans tous les territoires où nous exerçons nos activités, nous travaillons en étroite collaboration avec les exploitants de réseaux afin de nous assurer que l'ensemble du réseau est fiable et que l'approvisionnement est suffisant. En Alberta, où nous sommes également propriétaires d'installations de transport, nous possédons une infrastructure de réseau qui contribue à la fiabilité du système. Nous tenons compte d'une multitude de facteurs dans nos décisions de planification et d'exploitation qui pourraient compromettre la résilience du réseau, notamment l'intermittence de l'énergie renouvelable, les cyberattaques, les événements météorologiques extrêmes et les catastrophes naturelles.

Une solution à l'intermittence de l'énergie renouvelable comprend l'investissement dans la technologie du stockage à batteries. Notre premier projet de stockage à batteries est entré en service en 2020. Se reporter à «Énergie renouvelable et stockage à batteries» de la rubrique «Gestion du capital environnemental» du présent rapport de gestion pour plus de précisions. Se reporter à «Santé et sécurité du public» de la rubrique «Gestion du capital social et sociétal» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur les cyberattaques. Se reporter à «Conditions météorologiques» de la rubrique «Gestion du capital environnemental» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur les événements météorologiques extrêmes et les catastrophes naturelles.

Clients

TransAlta fournit à ses clients industriels et commerciaux de l'électricité et des services énergétiques dans l'ensemble de ses installations au Canada, aux États-Unis et en Australie. En tant que l'un des plus grands producteurs d'électricité de l'Alberta, notre équipe est au service des entreprises en leur offrant ce qui suit :

- Des solutions de gestion de la consommation et du coût de l'énergie
- L'atténuation de l'exposition aux risques de cours de marché et aux volumes
- Des initiatives de développement durable comme l'autoproduction d'électricité et des attributs environnementaux, tels que les CRE
- Le suivi des changements de conception des marchés, des signaux de prix et des mesures incitatives disponibles pertinentes

L'équipe des solutions clients de TransAlta a conservé un important portefeuille de clients en Alberta dans un vaste éventail de secteurs, notamment le secteur de l'immobilier commercial, les services municipaux, et les secteurs manufacturier, industriel, hôtelier, financier, pétrolier et gazier. TransAlta est fière du service qu'elle offre à ses clients, comme en témoigne le taux de fidélisation de plus de 90 % enregistré ces trois derniers exercices.

Dans l'ensemble de l'entreprise au Canada, aux États-Unis et en Australie, nous nous attachons à aider nos clients à atteindre leurs objectifs de développement durable. À titre d'exemple, mentionnons le portefeuille de centrales de cogénération sur place de TransAlta. La cogénération est le processus qui consiste à produire simultanément de l'électricité et de la vapeur. Lorsque ces centrales sont construites sur place, la construction de lignes de transport supplémentaires n'est pas nécessaire, ce qui évite de nuire à l'environnement. La cogénération réduit également la quantité de gaz naturel nécessaire à certains processus industriels en utilisant une production de vapeur à haut rendement plutôt que des chaudières. Parmi les exemples de procédés industriels, on peut citer le traitement du gaz, l'extraction des sables bitumineux par drainage par gravité au moyen de vapeur («DGMV»), la fabrication de produits chimiques et la production de pâte à papier. La cogénération est reconnue par les organismes de réglementation pour son efficacité dans la production d'électricité par rapport à d'autres formes de production au gaz naturel, et peut donc potentiellement produire des CRE qui peuvent être utilisés pour satisfaire aux obligations réglementaires de nos clients ou être vendus pour tirer des produits des activités ordinaires supplémentaires.

Nous assurons la production sur place pour de grands clients miniers et industriels. Nous devons donc être continuellement en communication avec ceux-ci afin de garantir que les besoins actuels en électricité sont satisfaits de manière sûre, fiable et rentable, tout en tirant parti de la réduction des émissions de GES.

Nous contribuons également aux objectifs de développement durable de nos clients par la mise en valeur d'énergies renouvelables et par l'intermédiaire du marché des attributs environnementaux. Nous continuons de mettre en valeur des centrales d'énergie renouvelable pour aider nos clients à atteindre leurs objectifs et cibles de développement durable, comme l'objectif d'une énergie 100 % renouvelable ou l'atteinte d'objectifs de réduction des GES. Parmi les exemples récents, citons notre projet de parc éolien Skookumchuck d'une capacité de 137 MW situé dans l'État de Washington qui fait l'objet d'un CAÉ avec un seul preneur, et notre projet de parc éolien Big Level d'une capacité de 90 MW situé en Pennsylvanie qui fait l'objet d'un CAÉ avec Microsoft Corporation.

Nous sommes en mesure de générer, de négocier, d'acheter et de vendre des crédits de rendement en matière d'émissions, des crédits carbone compensatoires de l'Alberta, des crédits d'énergie renouvelable et des crédits compensatoires d'émissions. Les crédits carbone compensatoires de l'Alberta peuvent être générés volontairement par des projets de l'Alberta, qui respectent les protocoles d'admissibilité au système de compensation carbone de l'Alberta. Nos centrales éoliennes de l'Alberta génèrent des crédits carbone compensatoires de l'Alberta ou des CRE. Les CRE sont générés par des installations réglementées qui réduisent leurs émissions de GES en deçà de leurs objectifs de réduction précisés sur le marché lié au carbone de l'Alberta. Les crédits d'énergie renouvelable sont produits à partir de nos actifs d'énergie renouvelable (énergies éolienne, hydroélectrique et solaire) et peuvent être échangés sur le marché du carbone volontaire ou vendus à des clients. Ils peuvent être utilisés pour répondre aux exigences réglementaires lorsqu'un objectif de production d'énergie renouvelable est fixé par une province ou un territoire ou être utilisés pour l'achat volontaire d'électricité «verte». Les compensations d'émission sont produites dans le cadre de projets volontaires qui réduisent les émissions dans des secteurs de l'économie non visés par les réglementations sur la réduction du carbone. L'optimisation des attributs environnementaux peut être utilisée comme un moyen rentable, pour la Société ou nos clients, de réduire les coûts de conformité liés aux politiques sur le carbone ou aux normes en matière de portefeuilles renouvelables, ou être utilisée pour atteindre les objectifs volontaires de développement durable ou de réduction du carbone des entreprises.

Abordabilité de l'énergie

La priorité de TransAlta est d'aider les clients commerciaux et industriels dans leur gestion du coût de l'énergie. TransAlta dispose d'une gamme complète de stratégies d'approvisionnement et de produits assortis de diverses modalités qui visent à aider les clients à comprendre et à réduire leurs coûts énergétiques.

Pour les clients qui souhaitent conclure un engagement à long terme afin d'obtenir des coûts prévisibles, TransAlta possède l'expérience nécessaire au développement de centrales de cogénération et à la préparation de conventions de soutirage à long terme à partir de ses centrales alimentées au gaz et à partir d'énergie renouvelable, actuelles et futures.

Efficiencia de l'utilisation finale et demande

Les clients commerciaux et industriels de TransAlta ont accès à un vaste ensemble de rapports mensuels qui leur fournit un suivi détaillé de leur utilisation, ce qui leur permet de prendre des mesures correctives au besoin et d'obtenir des recommandations en vue de réaliser des économies de coûts.

Notre rapport sur le facteur de puissance informe les clients des sites affichant un facteur de puissance inférieur à 90 %, afin qu'ils puissent envisager d'installer de l'équipement écoénergétique. En réduisant les frais liés à la demande de puissance du client au moyen de la correction du facteur de puissance, le site du client exerce moins de pression sur le réseau électrique et réduit son empreinte carbone. Le rapport de TransAlta sur la santé des sites informe les clients des sites dont l'appel de puissance de pointe a été réduit de façon permanente pour diverses raisons depuis leur date de mise en service. Le client paie peut-être chaque mois à la société de distribution une prime de puissance plus élevée qui est fondée sur l'appel de puissance de pointe initialement prévu pour le site. TransAlta fait équipe avec le client afin de déterminer le nouvel appel de puissance de pointe en fonction de l'exploitation du client. Le client, en collaboration avec la société de distribution, peut juger plus rentable de racheter le contrat de distribution pour réduire les coûts de distribution mensuels à l'avenir.

Pratiques progressistes de gérance environnementale :

Gestion du capital environnemental

Nous continuons d'accroître la valeur financière des activités liées au capital naturel et environnemental tout en réduisant notre empreinte environnementale et les éventuels facteurs de risque liés aux impacts environnementaux. Le BAIIA aux fins de comparaison de la production d'énergie renouvelable s'est élevé à 353 millions de dollars en 2020 (341 millions de dollars en 2019). Nos produits tirés de la vente d'attributs environnementaux en 2020 se sont élevés à 25 millions de dollars (28 millions de dollars en 2019). En outre, en 2020, la vente de sous-produits du charbon et le recyclage de déchets ont généré une valeur financière s'établissant entre 15 millions de dollars et 20 millions de dollars. Ces chiffres sont inférieurs à ceux enregistrés en 2019 qui se situaient entre 25 millions de dollars et 35 millions de dollars, en raison de notre abandon progressif de la production d'électricité à partir du charbon.

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

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
BAIIA aux fins de comparaison lié à la production d'énergie renouvelable	353	341	342
Produits tirés de la vente d'attributs environnementaux	25	28	22
Émissions de GES (en millions de tonnes d'éq. CO ₂)	16,4	20,6	20,8

Stratégie environnementale

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 d'être un facteur essentiel dans la satisfaction des besoins énergétiques dans le cadre de la transition vers l'électricité propre. Le gaz naturel fournit une production de base et de pointe à faibles émissions pour répondre à la demande du réseau et à la production d'énergie renouvelable intermittente. TransAlta exploite des unités à cycle simple et à cycle combiné au gaz naturel et des centrales de cogénération. Depuis 2002, nous avons abandonné une capacité de production au charbon de plus de 2 000 MW et converti du charbon au gaz une capacité de production d'environ 420 MW. Notre conversion au gaz est en cours, et nous prévoyons de convertir ou de rééquiper nos unités au charbon de l'Alberta afin qu'elles soient alimentées au gaz naturel entre 2020 et 2023, et de mettre hors service notre centrale alimentée au charbon dans l'État de Washington d'ici à la fin de 2025. En 2026, notre production sera uniquement composée de gaz naturel et d'énergies renouvelables.

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 une électricité fiable et à bas prix. La Société s'efforce d'être respectueuse de l'environnement et reconnaît que les pressions concurrentielles pour la croissance économique et la rentabilité doivent être intégrées à une gestion saine du développement durable, y compris la gérance environnementale.

Nous sommes assujettis à des lois et règlements environnementaux qui ont une incidence sur certains aspects de nos activités, notamment les émissions atmosphériques, la qualité de l'eau, les déversements d'eaux usées et la production, le transport et l'élimination de déchets et de substances dangereuses. Les activités de la Société sont susceptibles d'endommager l'habitat naturel, d'altérer la végétation et la faune, ou de provoquer une contamination du sol ou de l'eau qui pourrait nécessiter des mesures correctives en vertu des lois et règlements applicables. Ces lois et règlements exigent que nous obtenions et respections des homologations, licences, permis et autres approbations de diverses natures en matière d'environnement. La réglementation environnementale des territoires où nous exerçons nos activités est rigoureuse. Tant les fonctionnaires que les particuliers peuvent chercher à faire appliquer à l'égard de la Société les lois et règlements environnementaux. Nous interagissons de manière continue avec un certain nombre d'organismes de réglementation, y compris, mais sans s'y limiter : le ministère de l'Environnement et des Parcs de l'Alberta; le ministère de l'Environnement, de la Protection de la nature et des Parcs de l'Ontario; le ministère des Richesses naturelles et des Forêts de l'Ontario; le ministère des Forêts, des Terres et de l'Exploitation des ressources naturelles de la Colombie-Britannique; Environnement et Changement climatique Canada; Pêches et Océans Canada; le département de l'Environnement, des Grands Lacs et de l'Énergie de l'État du Michigan; la Southwest Clean Air Agency de l'État de Washington; le département de l'Écologie de l'État de Washington; l'Environmental Protection Agency des États-Unis (EPA); le Department of Agriculture, Water and the Environment de l'Australie; et le Clean Energy Regulator de l'Australie.

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 au moyen de nos systèmes de gestion de l'environnement, mentionnons l'utilisation de terrains, l'utilisation de l'eau et la gestion des déchets.

Gouvernance environnementale

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, des changements apportés à la politique publique de même que de l'établissement et du respect de pratiques, de procédures et de politiques en matière d'environnement, de santé et de sécurité qui font écho aux normes juridiques et réglementaires, aux normes du secteur et aux meilleures pratiques. Dans notre politique de gestion totale de la sécurité, l'importance de la protection de l'environnement est présentée comme la responsabilité sociale de TransAlta et comme la responsabilité de chaque employé et sous-traitant de TransAlta. Cette politique est approuvée par notre présidente et chef de la direction.

Se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur la gouvernance.

Systèmes de gestion de l'environnement

Nos 75 installations 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 installations selon la norme ISO 14001 depuis 20 ans; par conséquent, nos systèmes sont à la fine pointe et nous en maîtrisons la gestion. Seulement deux de nos installations ne sont pas exploitées entièrement selon la norme ISO 14001 harmonisée au système de gestion de l'environnement en place, bien que ces installations disposent de systèmes comparables. Cela est dû à des accords commerciaux (TransAlta n'est pas l'exploitant de ces deux sites). L'harmonisation avec la norme ISO 14001 donne l'assurance que nos systèmes sont conçus pour améliorer continuellement le rendement.

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 adoptons une approche proactive pour atténuer les risques environnementaux et nous pensons que cette stratégie renforcera notre position concurrentielle, étant donné que les parties prenantes et la société accordent de plus en plus d'importance à une gestion environnementale réussie.

Énergie renouvelable et stockage à batteries

Depuis 2005, nous avons ajouté environ 1 500 MW de capacité d'énergie renouvelable. Nous exploitons plus de 900 MW d'énergie hydroélectrique et nous comptons 109 ans d'expérience dans ce domaine. Nous avons été parmi les premières sociétés à adopter l'énergie éolienne et nous exploitons aujourd'hui une capacité de 1 500 MW en production d'énergie éolienne. En 2015, nous avons effectué notre premier investissement dans l'énergie solaire dans une installation solaire de 21 MW au Massachusetts, et nous continuons à chercher des possibilités de développer et d'exploiter l'énergie solaire. En 2020, nous avons mis en service la première installation de stockage à batteries à grande échelle en Alberta, située à l'unité 2 du parc éolien Summerview. Le projet utilise la technologie des batteries Tesla et a une capacité de 10 MW.

Notre production provenant de l'énergie renouvelable en 2020 a compensé l'équivalent d'environ 2,9 millions de tonnes d'éq. CO₂ ou l'élimination d'environ 630 000 voitures des routes en Amérique du Nord. La compensation estimative des GES est calculée en utilisant les données sur la production (MWh) de chaque installation d'énergie renouvelable, multipliées par l'intensité des émissions du réseau régional (provincial ou étatique). Ces compensations aident nos clients à atteindre leurs objectifs en matière d'approvisionnement en énergie renouvelable et de réduction des émissions de GES. Pour plus de précisions sur les types d'attributs environnementaux que nous générons pour nos clients, se reporter à la rubrique «Clients» du présent rapport de gestion.

Gaz naturel

Le gaz naturel joue un rôle important dans le secteur de l'électricité en fournissant une production de base et de pointe à faibles émissions pour répondre à la demande du réseau et à la production renouvelable intermittente dans le cadre de la transition vers l'électricité propre. TransAlta exploite des unités à cycle simple, à cycle combiné et des centrales de cogénération au Canada, aux États-Unis et en Australie. Les centrales alimentées au gaz naturel fournissent de l'électricité à haut rendement et, dans le cas de la cogénération, produisent de la vapeur directement transmise aux clients, et à l'intention des marchés de gros. TransAlta est un exploitant important d'électricité au gaz naturel au Canada et en Australie. Nous avons commencé à convertir ou à rééquiper nos unités alimentées au charbon de l'Alberta pour en faire des centrales alimentées au gaz naturel. Nous continuons à penser que le gaz naturel aura un rôle à jouer dans l'avenir pour répondre à la demande du réseau et à la demande croissante d'électricité des clients.

Transition vers d'autres énergies que le charbon

Notre plan de transition vers le gaz en Alberta devrait nous permettre de réduire considérablement notre empreinte environnementale. Grâce à la mise hors service de nos centrales au charbon, à la conversion au gaz et au renouvellement de systèmes de production, notre consommation d'énergie, nos émissions de GES, nos émissions atmosphériques, notre production de déchets et la consommation d'eau diminueront considérablement. L'abandon du charbon éliminera la totalité de nos émissions de mercure, la majorité de nos émissions de particules fines et de dioxyde de soufre («SO₂») et réduira considérablement nos émissions de NO_x. La mise hors service des centrales au charbon élimine une quantité considérable de GES, et la conversion au gaz naturel de nos centrales au charbon en Alberta réduit les émissions de GES de 40 % à 60 % et favorise la fiabilité du réseau, l'abordabilité ainsi que la croissance de l'électricité renouvelable en Alberta. De plus, nos centrales converties ou rééquipées utiliseront du gaz naturel à teneur en carbone plus faible que celui utilisé dans les centrales situées dans d'autres territoires, étant donné que la nouvelle réglementation sur la réduction des émissions de méthane en Alberta et au Canada réduira les émissions de GES dans la phase de production et de traitement en ce qui concerne le torchage et l'évacuation du méthane (émissions fugitives de GES).

En 2020, TransAlta a annoncé son intention d'abandonner l'exploitation du charbon et la production d'électricité au charbon au Canada plus rapidement que prévu, soit d'ici la fin de 2021. À la centrale au charbon de Centralia dans l'État de Washington, une unité a été mise hors service en 2020, et la seconde le sera d'ici la fin de 2025. En 2022, notre capacité de production au charbon sera de 670 MW, ce qui représente une réduction importante par rapport à celle d'environ 5 000 MW en 2015. Le charbon sera complètement éliminé de nos activités d'ici la fin de 2025.

Utilisation de l'énergie

TransAlta utilise l'énergie de nombreuses façons. Nous générons de l'électricité grâce à nos centrales alimentées au gaz naturel, au diesel et au charbon (jusqu'à la fin de 2021 au Canada et jusqu'à la fin de 2015 à la centrale de Centralia). Nous exploitons l'énergie cinétique de l'eau et du vent pour produire de l'électricité. Nous produisons également de l'électricité à partir du soleil. Outre la combustion des sources de carburant, nous surveillons également la combustion de l'essence ou du diesel dans nos véhicules ainsi que la consommation d'électricité et de carburant utilisé pour le chauffage (comme le gaz naturel) dans 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 producteurs d'électricité, nous recherchons assidûment des moyens d'optimiser l'utilisation de l'énergie et de créer des gains d'efficacité. Par exemple, en 2019, nous avons soutenu une étude menée par l'université de Stanford pour comprendre comment améliorer la production d'énergie éolienne. La recherche a montré que le fait d'orienter les turbines de sorte qu'elles soient légèrement éloignées du vent pouvait augmenter l'énergie produite et même régulariser les variations de l'offre.

Le tableau qui suit présente notre utilisation d'énergie (en millions de gigajoules). En 2020, l'utilisation d'énergie a diminué de 19 % par rapport à celle de 2019, principalement en raison de la réduction de l'utilisation du charbon. Des révisions mineures ont été apportées à nos données sur la consommation d'énergie en 2020 à la suite d'ajustements de 2019 et de 2018. La consommation d'énergie totale historique en 2019 a été révisée et est passée de 345 millions de gigajoules à 346 millions de gigajoules par suite de ces changements. En raison de l'arrondissement, le total de 2018 n'a pas changé.

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Hydroélectricité	—	—	—
Énergie éolienne et énergie solaire	—	—	—
Gaz en Amérique du Nord	30	30	28
Gaz en Australie	21	20	20
Énergie thermique en Alberta	135	168	203
Centralia	93	128	107
Siège social et Commercialisation de l'énergie	—	—	—
Total de l'utilisation d'énergie (en millions de gigajoules)	279	346	358

Émissions atmosphériques

Nos centrales alimentées au charbon émettent des émissions atmosphériques que nous surveillons, analysons et signalons aux organismes de réglementation. Nous élaborons également des mesures d'atténuation en fonction du type d'émission atmosphérique. Nous signalons nos principales émissions atmosphériques provenant du charbon, qui comprennent du NO_x, du SO₂, des particules fines et du mercure. Nous continuerons à réduire les émissions atmosphériques de notre portefeuille actuel en convertissant et en mettant hors service des unités alimentées au charbon en Alberta et dans l'État de Washington. En 2020, nous avons accéléré notre objectif de réduire les émissions de SO₂ de 95 % et celles de NO_x de 50 % par rapport aux niveaux de 2005 en faisant passer la date prévue de 2030 à 2026. En outre, nous nous sommes fixé un objectif de réduction des émissions de NO_x plus rigoureux de 80 %. Depuis 2005, nous avons réduit les émissions de NO_x de 83 % et les émissions de SO₂ de 68 %. Nous continuons de capter 80 % des émissions de mercure de nos centrales alimentées au charbon et, d'ici la fin de 2025, les émissions de mercure seront éliminées après les conversions au gaz, le rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance et la mise hors service de la centrale de Centralia. Les émissions de particules fines et de SO₂ seront pratiquement éliminées ou considérées comme négligeables.

Aucune de nos centrales alimentées au charbon en Alberta n'est située à moins de 50 kilomètres d'une zone urbaine ou densément peuplée; toutefois, notre centrale thermique de Centralia dans l'État de Washington se trouve à 40 kilomètres d'une telle zone. Selon les directives du SASB, «une installation est considérée comme étant située près d'une zone densément peuplée si elle est située dans un rayon de 49 kilomètres d'une zone à forte densité de population» (soit une «population minimale de 50 000 personnes»). La centrale thermique de Centralia compte deux unités. Une unité a été mise hors service à la fin de 2020 et la seconde sera mise hors service d'ici la fin de 2025, ce qui marquera la fin des émissions atmosphériques de nos centrales alimentées au charbon.

Nos centrales au gaz émettent de faibles niveaux de NO_x qui doivent être signalés aux organismes de réglementation nationaux. Ces centrales au gaz produisent également des quantités infimes de SO₂ et des particules fines, mais à des niveaux jugés négligeables qui n'entraînent pas d'obligation de déclaration ni de problème de conformité. Bon nombre de nos centrales au gaz sont situées dans des régions très éloignées et peu peuplées, loin des zones urbaines. Nos centrales au gaz de Sarnia, de Windsor et de Fort Saskatchewan sont nos seules centrales à émettre des gaz dans un rayon de 49 kilomètres d'un milieu urbain ou densément peuplé.

En 2020, le total de nos émissions atmosphériques a diminué par rapport aux niveaux de 2019. Plus précisément, le NO_x a été réduit de 19 %, les particules fines de 36 % et le SO₂ de 26 % par rapport aux niveaux de 2019. Les émissions de mercure ont également diminué de 12 % par rapport au niveau de 2019 (mais le tableau ci-après ne le reflète pas en raison de l'arrondissement). La réduction de nos émissions découle en grande partie d'une augmentation de la cogénération (gaz et charbon) dans nos centrales thermiques en Alberta et d'une diminution de la production de notre centrale alimentée au charbon de Centralia. Des révisions mineures ont été apportées aux données historiques sur nos émissions de NO_x en 2020 afin d'inclure les émissions de NO_x de notre mine de Highvale. Après révision, les émissions de NO_x sont passées de 28 000 tonnes à 29 000 tonnes en 2018. Aucune modification n'a été apportée au nombre de tonnes présenté pour 2019, car la révision a été mineure et, compte tenu de l'arrondissement, le volume reste le même.

Le tableau suivant présente nos principales émissions atmosphériques. Les chiffres ont été arrondis au millier près, à l'exception de ceux liés au mercure, qui ont été arrondis à la dizaine près, car les totaux sont nettement inférieurs :

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Dioxyde de soufre (tonnes)	12 000	16 000	19 000
Oxydes d'azote (tonnes)	21 000	26 000	29 000
Particules fines (tonnes)	5 000	8 000	8 000
Mercure (kilogrammes)	60	60	70

Eau

Notre principale utilisation de l'eau est le refroidissement et la production de vapeur dans nos centrales alimentées au charbon et au gaz, mais l'exploitation de nos centrales hydroélectriques nécessite également de l'eau. L'eau utilisée par les centrales au gaz vient principalement de rivières pour lesquelles nous détenons des permis de prélèvement d'eau et sommes tenus de nous conformer aux règlements en matière de qualité de l'eau qui y est déversée. La différence entre le prélèvement et le déversement, représentant la consommation, est due à plusieurs facteurs, notamment la perte par évaporation et la production de vapeur pour les clients. Généralement, TransAlta extrait entre 220 millions et 240 millions de m³ d'eau pour l'ensemble de ses centrales. En 2020, nous avons utilisé environ 240 millions de m³ d'eau (260 millions de m³ en 2019) et retourné à la source environ 200 millions de m³ (220 millions de m³ en 2019) ou 85 %. La consommation totale d'eau s'est élevée à environ 40 millions de m³ (40 millions de m³ en 2019). Le prélèvement et la consommation d'eau ont diminué en 2020, principalement en raison de la baisse de la production de nos centrales thermiques en Alberta et à Centralia.

Les données sur l'eau de 2019 de la centrale de Centralia ont été révisées en 2020 en raison des écarts constatés, qui ont entraîné la comptabilisation d'un apport ou d'un prélèvement d'eau brut excessif aux fins de l'information sur le développement durable. Le problème ne concernait que les données de 2019. Les données sur l'eau de notre centrale de Centralia sont également communiquées au département de l'Écologie de l'État de Washington. Les données que nous avons présentées au département de l'Écologie n'ont posé aucun problème, car celles générées aux fins de la communication de l'information sur le développement durable ont suivi un processus de collecte de données distinct. Par conséquent, le prélèvement d'eau de la centrale de Centralia de 2019 a été révisé, passant d'environ 52 millions de m³ à 26 millions de m³. L'unité fonctionnelle de Centralia a procédé à un examen complet de son processus d'établissement de rapports sur l'eau et notre siège social passera en revue son processus d'assurance interne afin d'éviter que cette situation se reproduise.

Les données de 2019 en ce qui concerne le prélèvement d'eau, la consommation d'eau totale et l'intensité de la consommation d'eau à l'échelle de la Société ont également été révisées par suite de ce changement. Le prélèvement d'eau global est passé d'environ 290 millions de m³ à 260 millions de m³ (avec arrondissement), la consommation d'eau totale est passée de 70 millions de m³ à 40 millions de m³ (avec arrondissement) et l'intensité de la consommation d'eau à l'échelle de la Société est passée de 2,48 m³/MWh à 1,55 m³/MWh.

En 2020, nous nous sommes fixé un nouvel objectif de réduction de la consommation d'eau qui, d'ici 2026, permettra de réduire de 20 millions de m³, ou de 40 %, la consommation d'eau de l'ensemble de nos installations (prélèvements moins déversements) par rapport à celle de 2015. En 2015, la consommation d'eau s'est élevée à 45 millions de m³. Cet objectif est conforme aux objectifs de développement durable de l'ONU, plus particulièrement l'objectif 6 : Eau propre et assainissement. Notre consommation d'eau fluctuera quelque peu entre 2020 et 2025, au fur et à mesure que nous abandonnerons le charbon, que nous convertirons et rééquiperons les centrales au gaz et que nous augmenterons la production.

Le tableau qui suit présente la consommation d'eau totale (en millions de m³) au cours des trois derniers exercices. Les chiffres ci-après ont été arrondis à la dizaine de millions de m³ près :

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Prélèvement d'eau	240	260	250
Déversement d'eau	200	220	210
Consommation d'eau totale (en millions de m³)	40	40	40

Nos prélèvements et déversements les plus importants se produisent à notre centrale de cogénération alimentée au gaz de Sarnia (qui produit à la fois de l'électricité et de la vapeur pour nos clients). La centrale fonctionne comme un système de refroidissement sans contact à passage unique pour nos turbines à vapeur. Malgré d'importants prélèvements dans la rivière Sainte-Claire adjacente pour soutenir nos activités à Sarnia, nous restituons environ 93 % de l'eau prélevée. L'eau provenant de cette source est actuellement à «faible risque» selon l'analyse effectuée avec l'outil Aqueduct Water Risk Atlas, approuvé par le SASB.

L'outil Aqueduct Water Risk Atlas montre que le risque lié à l'eau est élevé dans nos centrales de l'intérieur et du sud de l'Australie-Occidentale en raison de la forte variabilité interannuelle dans la région. La variabilité interannuelle désigne des variations plus importantes dans l'approvisionnement en eau de la région d'une année à l'autre. Dans ces centrales, l'approvisionnement en eau est assuré gratuitement dans le cadre de CAÉ conclus avec nos clients du secteur minier, ce qui atténue considérablement notre risque. En outre, nos clients ont élaboré des stratégies de conservation et de réutilisation visant à recycler l'eau pour les besoins opérationnels de l'industrie minière. Toute l'eau utilisée dans la région provient de l'eau du réseau, et pour ce qui est de l'utilisation de l'eau par les turbines au diesel et au gaz, les techniques de lavage à l'eau et la fréquence des activités sont continuellement modifiées pour minimiser la consommation et les répercussions sur l'environnement. L'eau utilisée dans le cadre de nos activités est restituée à nos clients, qui la réutilisent pour la végétation et la suppression des poussières dans leurs exploitations minières.

Dans la centrale de South Hedland, en Australie-Occidentale, le risque lié à l'eau est également élevé en raison du risque d'inondation dans la région. La centrale de South Hedland a été construite au-dessus des niveaux d'inondation normaux afin d'atténuer les risques potentiels d'inondation. Lors d'un cyclone de catégorie 4 qui a provoqué des inondations dans la région en 2019, la centrale de South Hedland est demeurée au sec et a continué à produire de l'électricité pour la région. En outre, la centrale de South Hedland a élaboré un plan de gestion de l'efficacité de l'eau avec Water Corporation WA, principal fournisseur de services d'eau, d'eaux usées et de drainage en Australie-Occidentale. Les initiatives visent à réduire la consommation et les coûts de l'eau grâce à des technologies innovantes et à des gains d'efficacité identifiés dans le cadre de la gestion de la centrale.

Dans le sud de l'Alberta, nos centrales hydroélectriques ont joué un rôle de plus en plus important sur le plan de la gestion de l'eau depuis l'inondation de 2013. 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.

Déchets

Dans notre politique de gestion totale de la sécurité, l'importance de la protection de l'environnement et de la gestion des déchets est présentée comme la responsabilité sociale de TransAlta et comme la responsabilité de chaque employé et sous-traitant de TransAlta. Nos données sur les déchets sont communiquées chaque année à divers organismes de réglementation.

En 2020, nos activités ont généré l'équivalent d'environ 1,1 million de tonnes de déchets (1,5 million de tonnes en 2019). Les déchets non dangereux représentent 98 % de la production totale de déchets, les 2 % restants étant constitués de déchets dangereux. En 2020, seulement 0,1 % de la production totale de déchets a été envoyée à la décharge. Sur les 99,9 % de déchets restants, 45 % ont été retournés à la mine (cendres provenant de la combustion du charbon), 47 % ont été réutilisés ou vendus à des tiers, 3 % ont été recyclés et les 5 % restants ont été entreposés.

En 2020, nous nous sommes fixé un nouvel objectif de réduction des déchets qui, d'ici 2022, permettra à TransAlta de réduire la production totale de déchets de 80 % par rapport à la production de 2019, qui était l'équivalent de 1,5 million de tonnes de déchets. Cet objectif est conforme aux objectifs de développement durable de l'ONU, plus particulièrement l'objectif 12 : Consommation et production responsables.

Nos déchets de réutilisation ou déchets de sous-produits sont généralement vendus à des tiers. Les produits annuels tirés des ventes de sous-produits et d'autres produits connexes varient entre 15 millions de dollars et 20 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. 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.

Étant donné que nous abandonnons le charbon, nous ne produirons plus de déchets de cendres volantes après 2021 au Canada et après 2025 aux États-Unis. La Société étudie la possibilité de récupérer les cendres volantes qui ont été retournées à leur source de départ à la mine de Highvale pour remplacer cet approvisionnement, qui est largement utilisé dans l'industrie du béton. La transformation du produit récupéré en un produit commercialisable permettra de réduire davantage la quantité de ciment produit et les émissions qui en résultent, tout en offrant de nouvelles possibilités d'emploi et de croissance économique. Cette technologie novatrice contribue à l'économie circulaire et réduira les obligations de remise en état de TransAlta.

Biodiversité

Dans notre politique de gestion totale de la sécurité, l'importance de la protection de l'environnement et de la biodiversité est présentée comme la responsabilité sociale de TransAlta et comme la responsabilité de chaque employé et sous-traitant de TransAlta. Nous examinons l'incidence de nos activités existantes (en particulier nos activités minières) sur la biodiversité et évaluons l'incidence de nos nouveaux projets de croissance sur la biodiversité conformément à la réglementation en vigueur et à l'objectif de TransAlta en matière de biodiversité, qui est de préserver la santé de la biodiversité.

Croissance

Chaque nouveau projet de mise en valeur de TransAlta doit faire l'objet d'une évaluation environnementale approfondie (conformément à la réglementation locale et à nos propres pratiques d'évaluation) qui établit les conditions environnementales de base, détermine les répercussions éventuelles et propose des mesures d'atténuation relatives aux enjeux environnementaux avant la construction et la mise en service. Ces évaluations ont été expressément conçues pour respecter les obligations d'information environnementale de chaque région où nous exerçons nos activités, tout en permettant de vérifier la conformité aux normes ou règlements applicables dans ces territoires (comme la Wildlife Directive for Alberta Wind Energy Projects, les lignes directrices sur l'énergie éolienne terrestre du US Fish & Wildlife Service, etc.) En règle générale, nos projets d'énergie renouvelable sont de nouveaux projets de mise en valeur qui nécessitent un niveau d'évaluation plus élevé que certains de nos projets gaziers, qui s'intègrent dans des installations industrielles existantes.

En outre, TransAlta fournit aux organismes de réglementation environnementale un plan précis d'atténuation des effets sur la faune présentant des mesures particulières qui seront mises en œuvre pour atténuer les effets que pourraient avoir les activités de construction et d'exploitation de projets sur la faune, l'habitat faunique et des caractéristiques de la faune déterminées dans le cadre des études environnementales effectuées à l'étape de l'élaboration.

Chaque nouveau projet de mise en valeur est associé à un plan détaillé de consultation auprès des parties prenantes conçu pour veiller à ce que tous les propriétaires, parties prenantes, organismes, entreprises, organisations non gouvernementales, organisations non gouvernementales environnementales et collectivités autochtones d'accueil susceptibles d'être touchés comprennent la nature des projets, disposent de multiples occasions variées d'intervenir et de fournir des commentaires et soient en mesure d'amorcer un dialogue constructif avec TransAlta et ses représentants. Le but ultime est de prendre en compte, de résoudre et d'atténuer les préoccupations des parties prenantes ou des collectivités autochtones en matière de biodiversité avant de présenter des demandes de permis importantes pour tous nos projets.

Activités quotidiennes

Nos centrales thermiques en Alberta disposent d'un programme de surveillance de la faune conçu pour surveiller l'abondance de la faune et la diversité des espèces dans la zone d'étude au fil du temps. Selon ces études, TransAlta a constaté une biodiversité essentiellement stable ou en augmentation dans la zone, diverses nouvelles espèces d'oiseaux ayant été détectées au fil des ans et les collisions avec des véhicules ayant diminué en raison de l'abaissement de la limite de vitesse permise. La taille de certaines populations animales fluctue dans la zone en fonction des conditions météorologiques et de la couverture végétale disponible.

Nos activités gazières ont une incidence relativement limitée sur la biodiversité. En effet, les centrales sont souvent construites à côté d'installations industrielles existantes, et TransAlta n'est pas forcément la titulaire des permis environnementaux. De plus, les terrains occupés par ces centrales sont généralement relativement petits. Notre centrale de cogénération de Sarnia constitue une exception. Elle comprend 260 acres de sites industriels désaffectés, dont certains contiennent des zones d'herbes hautes pouvant abriter des animaux sauvages. Au moment du réaménagement de ces terres, on veillera à en minimiser les effets sur les espèces en péril en réalisant des études sur celles-ci ainsi qu'en effectuant certaines activités de construction en dehors des périodes de nidification. Pour tous les sites qui relèvent de notre champ d'action environnemental, nous respectons tous les permis de conformité environnementale pertinents.

En ce qui concerne nos centrales hydroélectriques, nous nous efforçons principalement de réduire les répercussions sur les poissons et leur habitat. Nous respectons la réglementation provinciale et fédérale et exerçons nos activités conformément aux approbations accordées aux centrales. Nous continuons à travailler à l'amélioration de notre exploitation et révisons régulièrement nos plans de gestion opérationnelle de l'environnement pour nous assurer que nos critères d'exploitation sont respectés.

En ce qui concerne nos activités éoliennes et solaires, l'unité fonctionnelle a mis en place le programme de planification de la gestion des ressources éoliennes et de rapports sur l'environnement, WiSPER (Wind Stewardship Planning and Environmental Reporting). L'objectif du programme est de proposer des programmes d'amélioration continue et de surveillance permanente de l'environnement dépassant les exigences réglementaires de TransAlta. Cet objectif est réalisé grâce à des programmes d'audit et d'inspection réguliers, et à la collaboration avec l'industrie et la communauté scientifique afin de répondre aux préoccupations et aux incidences environnementales. Un plan de gestion opérationnelle de l'environnement a été élaboré pour chaque actif d'énergie renouvelable de sorte que nos installations adoptent des pratiques écologiques et responsables fondées sur une philosophie d'amélioration continue en matière de protection de l'environnement par l'entremise d'un programme d'inspection, de surveillance et d'examen.

Les initiatives WiSPER appuyant nos efforts en faveur de la biodiversité comprennent notre programme de protection des oiseaux (installation d'un recouvrement pour empêcher les oiseaux de s'électrocuter), une base de données sur la mortalité des oiseaux et des chauves-souris (registre de tous les cas de blessures et de mortalité), un suivi des ressources sensibles sur le plan environnemental (suivi des éléments fauniques sensibles se trouvant dans nos parcs éoliens d'exploitation ou à proximité (p. ex., les nids de rapaces et les leks de téttras à queue fine), la collecte de l'ensemble des données à long terme (p. ex., des études sur la faune avant et après la construction) et des programmes de formation sur l'énergie éolienne à l'intention de la collectivité.

Se reporter aux rubriques «Incidents et déversements accidentels» et «Utilisation des terrains» du présent rapport de gestion pour plus de détails sur notre stratégie environnementale.

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 en phase de remise en état et nous avons adopté un objectif de remise en état complète de cette mine d'ici 2040.

Notre mine de Highvale en Alberta est exploitée activement, tandis que la remise en état se poursuit dans certaines sections. La mine fermera à la fin de 2021 dans le cadre de notre plan d'abandonner la production d'électricité au charbon au Canada d'ici la fin de 2021. En 2020, notre équipe de remise en état a mis à jour nos plans de remise en état des mines. Les nouveaux plans s'alignent sur les priorités de la collectivité concernant les terrains remis en état. Ces plans de remise en état ont été présentés pour approbation à l'organisme de réglementation. Le délai d'approbation de l'organisme de réglementation varie entre un an et trois ans. Nos plans de remise en état à Highvale 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. Parallèlement à nos plans, nous avons récemment annoncé notre objectif de remettre entièrement en état la mine de Highvale d'ici 2046.

En 2020, nous avons planté 81 000 sapins de Douglas à notre mine de Centralia, sur des terrains qui avaient été remis en état dans les années précédentes. Toutefois, en raison de la pandémie de COVID-19, nous avons dû interrompre les travaux de remise en état à notre mine de Centralia en 2020. Par ailleurs, nous avons remis en état environ 25 acres (10 hectares) à notre mine de Highvale en 2020.

Dans le cadre de nos activités minières à ce jour, nous avons remis en état environ 12 000 acres (4 800 hectares), soit environ 38 % des terrains perturbés. Depuis 1991, nous avons planté environ 2,5 millions d'arbres dans le cadre de ces travaux de remise en état.

Incidents et déversements accidentels

La protection de l'environnement et la réduction de notre empreinte écologique favorisent la santé des écosystèmes et atténuent les risques liés à la conformité environnementale et à notre réputation. 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 de réduire leur occurrence. En ce qui concerne la gestion de la biodiversité (la gestion des écosystèmes, des habitats naturels et de la vie dans les zones où nous exerçons nos activités), nous cherchons à mettre en œuvre une recherche et une collecte de données environnementales solides afin d'établir des bases de référence scientifiquement fondées sur le milieu naturel entourant nos installations pour nous assurer de pouvoir évaluer avec précision l'importance relative d'un incident sur la biodiversité. Nous surveillons étroitement l'air, la terre, l'eau et la faune dans ces zones pour déceler et réduire les impacts éventuels.

En 2020, les incidents environnementaux ont été séparés en deux catégories : les incidents environnementaux importants et les incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation, c'est-à-dire des incidents touchant la conformité à la réglementation, mais n'ayant pas de répercussions sur l'environnement. Par exemple, un problème technique touchant un système informatique de collecte de données en temps réel pourrait nous empêcher de nous conformer à la réglementation locale ou à notre système de gestion de l'environnement, sans toutefois avoir de conséquence directe pour l'environnement physique. Tous les autres événements sont considérés comme des incidents environnementaux importants s'ils ont une certaine incidence sur l'environnement. En 2020, nous avons recensé six incidents environnementaux importants (trois incidents en 2019). Nos six incidents environnementaux importants (tous des impacts d'oiseaux et de chauves-souris, lesquels sont décrits plus en détail ci-après) n'auront pas de répercussions à long terme sur l'environnement et l'écosystème et n'ont entraîné aucune mesure exécutoire. La Société s'assure de l'exactitude de la catégorisation des incidents puisqu'un véritable incident environnemental important est nuisible à l'environnement et a une incidence à long terme sur un écosystème local. Nous constatons qu'en 2020, nous n'avons pas connu d'incident ayant une telle incidence. En 2020, nous avons recensé deux incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation (six incidents en 2019). Ces deux incidents sont survenus dans notre centrale de Sarnia et étaient liés à un débordement de nos bassins lors du traitement de l'eau. Ils ont eu une incidence négligeable sur l'environnement.

Nos six incidents environnementaux importants en 2020 se sont produits aux parcs éoliens Summerview (Alberta), Antrim (New Hampshire) et Big Level (Pennsylvanie). Quatre carcasses de chauves-souris inscrites sur la liste de l'État du New Hampshire ont été trouvées lors du relevé biologique qui a suivi la construction à Antrim (trois petites chauves-souris brunes et une chauve-souris pygmée de l'Est). Un oiseau inscrit sur la liste de l'État de Pennsylvanie (moucherolle à ventre jaune) a été trouvé lors du relevé biologique qui a suivi la construction à Big Level. Une buse rouilleuse, une espèce répertoriée en Alberta, a été découverte lors d'une inspection régulière réalisée dans le cours normal des activités. Dans chaque cas, des analyses des causes profondes ont été menées et nous n'avons trouvé aucun facteur de causalité ou cause profonde lié au comportement humain ou à la défaillance des équipements en cause dans les incidents. Pour tous les incidents, nous avons collaboré avec les autorités et aucune mesure exécutoire n'a été prise à l'égard de ces mortalités. Malgré des résultats peu concluants, l'optimisation de la stratégie de réduction contrôlée intelligente visant les chauves-souris est envisagée à Antrim, et les études de surveillance biologique se poursuivent sur les sites concernés.

Incidents environnementaux importants par secteur d'activité :

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Hydroélectricité	—	—	—
Énergie éolienne et énergie solaire	6	3	—
Gaz en Amérique du Nord	—	—	—
Gaz en Australie	—	—	—
Énergie thermique en Alberta	—	—	1
Centralia	—	—	—
Siège social et Commercialisation de l'énergie	—	—	—
Total des incidents environnementaux importants	6	3	1

Incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation par secteur d'activité :

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Hydroélectricité	—	—	—
Énergie éolienne et énergie solaire	—	1	—
Gaz en Amérique du Nord	2	2	2
Gaz en Australie	—	—	—
Énergie thermique en Alberta	—	2	2
Centralia	—	1	2
Siège social et Commercialisation de l'énergie	—	—	—
Total des incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation	2	6	6

Voici quelques exemples de mesures d'atténuation prises par TransAlta :

- Installation de plateformes de nidification artificielles pour augmenter les possibilités de reproduction des buses rouilleuses menacées dans le sud de l'Alberta
- Installation de nichoirs pour les merles bleus afin d'augmenter l'habitat de reproduction de cette espèce sensible que l'on trouve dans certains de nos parcs éoliens du sud de l'Alberta
- Plan de gestion du goglu des prés au parc éolien de Wolfe Island – création de 50 acres d'habitat de reproduction pour le goglu (une espèce d'oiseau sensible en Ontario) afin de réduire les répercussions éventuelles du parc éolien de Wolfe Island sur cette espèce
- Mise en œuvre d'une stratégie de réduction opérationnelle dans les parcs éoliens Antrim, Big Level, Summerview et Kent Breeze pendant la période de migration des chauves-souris à l'automne (de juillet à septembre) afin de réduire la mortalité des chauves-souris sur ces sites en augmentant la vitesse de démarrage

Pour 2021, nous supprimons notre objectif en matière d'incidents environnementaux. Nous avons pris cette décision parce que nos incidents environnementaux n'ont généralement pas d'effet important ou durable sur l'environnement et l'écosystème, et nous pensons qu'il est plus judicieux de se concentrer sur d'autres enjeux environnementaux qui sont plus importants pour la Société. Cette décision ne modifiera en rien l'importance que nous accordons à l'atténuation des incidents environnementaux en interne. Nous continuons d'assurer le suivi et la gestion de tous les incidents environnementaux, y compris les incidents 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.

En ce qui a trait aux déversements accidentels et aux rejets, un déversement accidentel classique qui pourrait se produire sur nos sites d'exploitation est celui des hydrocarbures. En règle générale, ces déversements accidentels se produisent dans des zones à faible impact environnemental et sont presque toujours confinés et entièrement récupérés. Il est extrêmement rare que nous soyons confrontés à des déversements accidentels importants. Des efforts sont déployés pour apporter une réponse rapide à tous les déversements accidentels afin de garantir que l'évaluation, le confinement et la récupération des matériaux déversés entraînent un risque minimal pour l'environnement.

Il existe un risque de défaillance des bassins de cendres liés à nos centrales au charbon. Le risque est faible, mais la survenance d'un tel incident pourrait avoir d'importantes répercussions. Nous respectons la réglementation environnementale applicable à nos bassins de cendres et veillons à ce que la gestion de ceux-ci soit conforme à la réglementation stricte en vigueur dans les territoires où nous exerçons nos activités. La gestion des bassins implique des inspections périodiques et des mesures d'atténuation pertinentes en cas de problèmes. Une inspection effectuée en 2020 a révélé la présence de fissures dans l'un de nos bassins. Un plan de remise en état a été élaboré pour corriger le problème. Le coût total de la mesure d'atténuation s'est élevé à 1 million de dollars.

Le volume estimatif des déversements accidentels en 2020 a été de 4 m³ (530 m³ en 2019). Les volumes de déversement accidentel en 2019 ont été plus élevés en raison d'un déversement accidentel de 527 m³ à notre centrale de cogénération de Sarnia. Ce type de déversement accidentel de produit n'est pas habituel et constituait un dépassement de la limite des effluents d'eaux usées provenant d'un bassin. Aucune mesure exécutoire n'a été prise à la suite de ce déversement accidentel.

Conditions météorologiques

Les phénomènes météorologiques exceptionnels peuvent avoir une incidence sur nos activités et entraîner des risques. En raison de la nature de nos activités, nos résultats sont sensibles aux variations météorologiques d'une période à l'autre. Les variations de température en hiver ont une incidence sur la demande de chauffage électrique. Les variations de température en été ont une incidence sur la demande de refroidissement électrique. Ces variations de la demande se traduisent par une volatilité des prix sur le marché au comptant. Les variations des précipitations se répercutent également sur les réserves d'eau, qui à leur tour ont une incidence sur nos actifs hydroélectriques. De plus, les variations des conditions d'ensoleillement peuvent avoir un effet sur les niveaux de production d'énergie de notre centrale d'énergie solaire. Les variations météorologiques peuvent être influencées par les changements climatiques, entraînant une hausse durable des températures et du niveau des mers, ce qui pourrait avoir une incidence sur nos actifs de production. La glace peut s'accumuler sur les pales des éoliennes pendant les mois d'hiver. L'accumulation de glace sur les pales des éoliennes dépend d'un certain nombre de facteurs, dont la température et l'humidité ambiante. L'accumulation de glace peut avoir un impact important sur le rendement énergétique, et pourrait entraîner une augmentation des temps d'arrêt de l'éolienne. Les températures extrêmement froides peuvent également avoir une incidence sur la capacité des éoliennes à

fonctionner efficacement, ce qui pourrait entraîner une augmentation des temps d'arrêt et une réduction de la production. En outre, les changements climatiques pourraient entraîner une variabilité accrue de nos ressources hydriques et éoliennes.

Nos installations de production d'énergie et leur exploitation sont exposées à des dommages éventuels et à des pertes partielles ou totales, résultant de catastrophes environnementales (par exemple, inondations, vents violents, incendies et tremblements de terre), de défaillances d'équipements et d'autres événements indépendants de notre volonté. Les changements climatiques peuvent accroître la fréquence et la gravité de ces phénomènes météorologiques extrêmes. Un événement important, qui perturbe le fonctionnement ou la capacité des installations de production à produire ou à vendre de l'électricité pendant une période prolongée, y compris les événements qui empêchent les clients existants d'acheter de l'électricité, pourrait avoir un effet négatif important. Nos installations de production pourraient subir les répercussions de conditions météorologiques rigoureuses, de catastrophes naturelles ou d'origine humaine et d'autres événements potentiellement catastrophiques tels qu'un accident ou un incident majeur sur nos sites. Dans certains cas, il est possible que certains événements ne nous libèrent pas de nos obligations en vertu d'accords avec des tiers. Le fait que plusieurs de nos installations de production soient situées dans des régions éloignées peut rendre difficile l'accès pour la réparation des dommages. Se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion pour une analyse plus approfondie sur les risques liés aux conditions météorologiques.

Au cours des trois derniers exercices, les fluctuations par rapport aux schémas de conditions météorologiques prévues n'ont eu aucune incidence importante sur nos résultats financiers annuels.

Pratiques progressistes de gérance environnementale : Gestion des changements climatiques

Nous croyons en une présentation d'information ouverte et transparente sur les incidences importantes liées aux changements climatiques. Notre rapport sur les changements climatiques est fondé sur les recommandations du Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques du Financial Stability Board. Les paragraphes qui suivent expliquent notre gestion, notre rendement et notre leadership en ce qui a trait aux répercussions des changements climatiques.

Lutte contre les changements climatiques de TransAlta – Faits saillants

- Le CGSDD a pour mandat d'examiner les lignes directrices et les pratiques relatives à la protection de l'environnement et les plans de la Société en ce qui concerne l'impact sur l'environnement.
- Notre stratégie consiste à abandonner le charbon à forte intensité de GES et à parvenir à une production composée d'énergies renouvelables et de gaz naturel à 100 % d'ici la fin de 2025.
- Notre entreprise fait preuve de résilience afin d'atténuer le réchauffement climatique en réduisant ses émissions de GES – nous visons une réduction des émissions annuelles de 19,7 millions de tonnes d'éq. CO₂ d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2015 et nous avons un nouvel objectif d'atteinte de la carboneutralité d'ici 2050. Depuis 2015, nous avons réduit nos émissions annuelles de 15,8 millions de tonnes d'éq. CO₂, soit approximativement 80 % des réductions des émissions de GES requises pour atteindre cet objectif.
- Nous avons réduit nos émissions annuelles d'environ 25 millions de tonnes d'éq. CO₂ depuis 2005, ce qui représente une réduction de 61 % sur la période et met en lumière notre historique en matière de décarbonisation – soit l'équivalent des émissions annuelles de GES d'un petit pays.
- À titre de leader du secteur de l'énergie renouvelable et du développement de la capacité de production et de la production sur place en Amérique du Nord, nous sommes en bonne position pour construire des centrales d'énergie renouvelable et des centrales alimentées au gaz à faible teneur en carbone afin de soutenir les objectifs de développement durable des clients en matière de décarbonisation.
- En 2020, le CDP (le réseau mondial d'information sur les conséquences environnementales, anciennement appelé Carbon Disclosure Project) a accordé la note A- à TransAlta, classant la Société parmi les chefs de file de l'industrie en matière de gestion des changements climatiques.

Gouvernance en matière de changements climatiques

Le niveau le plus élevé de surveillance des répercussions liées aux changements climatiques sur les activités commerciales se situe au niveau de notre conseil, plus particulièrement le comité de gouvernance, de la sécurité et du développement durable et le comité d'audit, des finances et des risques du conseil. Les questions et possibilités macroéconomiques telles que les émissions de GES du charbon et l'élimination progressive de la production d'électricité à partir du charbon, la compétitivité des coûts des énergies renouvelables et les préférences des clients pour une énergie à faible teneur en carbone ont été au cœur des discussions stratégiques avec notre direction et notre conseil. Ces discussions ont mené à nos actions visant à abandonner le charbon, à établir un objectif de réduction des émissions de GES d'ici 2030 et 2050 et à accroître notre capacité de production à partir de l'énergie renouvelable et du gaz.

Le CGSDD supervise les questions liées au climat. Le CGSDD se réunit chaque trimestre, et l'un des mandats de la charte du CGSDD consiste en la surveillance et l'évaluation des risques liés aux changements climatiques et au respect de la législation y afférente et des obligations de rendre compte au public. La charte du CGSDD prévoit également, au moins une fois par année, l'examen des lignes directrices et des pratiques relatives à la protection de l'environnement, y compris l'atténuation de la pollution et les changements climatiques, l'examen des politiques et des pratiques de TransAlta relatives à l'environnement afin de déterminer si elles sont effectivement mises en œuvre, ainsi que des discussions et la formulation de conseils concernant l'élaboration de politiques et de pratiques relatives aux changements climatiques, aux GES et à d'autres polluants.

En plus d'être examinés par le CGSDD, les risques liés au climat sont passés en revue par le CAFR. À titre d'exemple, les considérations relatives aux politiques en matière de climat sont prises en compte dans le cadre de la prise de décisions visant la conversion de centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz. De plus, un grand nombre de nos nouveaux projets, notamment les projets concernant l'énergie propre, sont examinés par d'autres comités du conseil et les risques et possibilités liés au climat sont pris en compte dans les discussions de ces comités. Par conséquent, les dépenses

d'investissement, les acquisitions et les budgets liés aux changements climatiques sont également examinés par le conseil, au cas par cas.

Plus particulièrement, cinq membres de notre conseil ont déterminé que l'environnement et les changements climatiques faisaient partie de leurs quatre principales compétences pertinentes. Nous l'avons noté dans la rubrique grille des compétences, à la page 35 de la Circulaire de sollicitation de procurations de la direction de 2020.

Le niveau le plus élevé de surveillance des répercussions liées aux changements climatiques au niveau de notre direction relève de la présidente et chef de la direction. Les risques liés aux changements climatiques sont surveillés dans le cadre de nos processus de gestion des risques à l'échelle de TransAlta et sont gérés activement. Les risques et possibilités liés aux changements climatiques sont recensés et examinés par le conseil ainsi qu'à tous les niveaux de la Société. Les fonctions des unités fonctionnelles et de la Société travaillent en étroite collaboration et font suivre les informations sur les risques et les possibilités à la direction et au conseil. Les risques et possibilités sont examinés de façon trimestrielle par la présidente et chef de la direction et par les membres de l'équipe de direction et font l'objet d'un rapport au CGSDD et au CAFR.

Une part importante de la rémunération des membres de la direction est liée à l'atteinte de nos objectifs stratégiques, qui comprennent la croissance de la production d'énergie renouvelable, la réduction des émissions de GES grâce à notre initiative de conversion au gaz et le soutien des objectifs de développement durable des clients en matière de décarbonisation grâce à la production sur place d'une énergie à faible teneur en carbone. Nos plans incitatifs annuels à l'intention des dirigeants de la Société (incitatif à court terme ou prime annuelle et incitatif à long terme sous forme d'actions) sont liés à la performance de TransAlta (c.-à-d. une rémunération fondée sur la performance). Ces incitatifs sont liés à la réalisation d'objectifs stratégiques, et notre philosophie en matière de rémunération vise à favoriser les bonnes interventions pour que nous atteignons nos objectifs stratégiques. Le plan incitatif à long terme pour la période allant de 2018 à 2020 comprenait un objectif stratégique visant la transition vers les énergies renouvelables. Cet objectif a été évalué en fonction de la performance de la Société, et comprenait notamment : l'avancement et la réalisation de la conversion au gaz (se traduisant par d'importantes réductions des GES); le soutien de la croissance de notre secteur des énergies renouvelables (actifs à zéro ou à faible émission de carbone); l'accroissement de notre présence sur le marché américain de l'énergie renouvelable (actifs à zéro ou à faible émission de carbone); l'avancement et l'expansion de nos activités de production sur place et de cogénération (actifs décentralisés et à faible émission en carbone / à haute efficacité énergétique); la poursuite du renforcement de notre situation financière déjà solide; et le maintien de notre discipline dans l'application de notre stratégie d'investissement. À ce titre, notre plan incitatif est rattaché à la réduction des émissions de GES et à la gestion des changements climatiques.

Stratégie en matière de changements climatiques

TransAlta, et le secteur de l'électricité en général, est à l'avant-garde de la réduction des émissions de GES, cherchant des solutions à faible émission de carbone et à zéro émission de carbone novatrices (par exemple, l'énergie renouvelable, le gaz naturel, la production d'électricité décentralisée, le stockage d'énergie, etc.) et montrant la voie de la résilience dans un monde à faibles émissions de carbone. La diversification de notre portefeuille d'actifs de production d'énergies renouvelables illustre bien notre investissement et notre progression en matière d'énergie renouvelable. Nous exploitons actuellement une capacité d'environ 2 500 MW en production d'hydroélectricité, d'énergie éolienne et d'énergie solaire. En 2020, nous avons achevé la construction et la mise en service de 136 MW (67 MW nets) supplémentaires de production éolienne aux États-Unis (119 MW en 2019). Aujourd'hui, notre portefeuille diversifié d'énergies renouvelables fait de nous l'un des plus grands producteurs d'énergies renouvelables en Amérique du Nord, d'énergie éolienne au Canada et d'hydroélectricité en Alberta.

Outre la résilience climatique, la fiabilité de l'approvisionnement en électricité et le caractère abordable pour les consommateurs demeurent au cœur des préoccupations de TransAlta. Pour soutenir notre propre cheminement en vue de réduire notre empreinte de GES et d'assurer la résilience climatique, nous avons pour objectif de réduire nos émissions de GES de 60 % d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2015, tout en mettant en valeur l'énergie renouvelable et le gaz naturel. Nous pensons que le gaz naturel joue un rôle important dans le soutien de la fiabilité du réseau et dans la réalisation des objectifs des clients sur le plan de l'accessibilité financière. En 2021, nous avons adopté un objectif d'atteinte de la carboneutralité d'ici 2050. Nous estimons que la carboneutralité offre une certaine flexibilité alors que nous élaborons notre stratégie au cours des prochaines décennies, et nous croyons que notre stratégie en matière d'électricité propre nous place en bonne position pour nous permettre d'atteindre cet objectif.

En 2021, nous procédons à des analyses de scénarios pour mieux comprendre les risques, les possibilités, les technologies et les plans dans le cadre d'un certain nombre de scénarios relatifs aux changements climatiques futurs. Ce processus nous aidera à évaluer les plans stratégiques de réduction des émissions de GES à adopter pour réaliser notre objectif de carboneutralité d'ici 2050, objectif qui nous permet d'harmoniser nos efforts à ceux déployés dans les pays où nous exerçons nos activités et aux efforts plus larges déployés à l'échelle mondiale aux termes de l'Accord de Paris.

L'ensemble de nos unités fonctionnelles et activités commerciales cherchent constamment l'amélioration de l'efficacité énergétique, des possibilités d'intégrer des technologies de combustion propre et la création de portefeuilles de compensation des émissions en vue d'obtenir des réductions d'émissions à des coûts concurrentiels. 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, de fournir de l'électricité à faible coût et fiable, et de réduire notre incidence en matière d'empreinte de GES.

En ce qui concerne nos clients, nous notons que nous faisons passer notre offre de produits d'un produit à forte intensité de GES à un produit à faible émission de carbone afin de répondre non seulement au besoin de décarbonisation et d'atténuer les risques sociétaux qui y sont liés, mais également pour respecter l'évolution des objectifs de nos clients. Nous poursuivons la construction d'installations de production d'énergie renouvelable pour nos clients cherchant à atteindre leurs propres objectifs de développement durable, comme la carboneutralité de portée 2, les objectifs RE100 ou la cible de zéro émission nette. Nous continuons à soutenir nos clients qui ont des objectifs de production d'énergie sur place lorsqu'il est possible de réduire collectivement l'incidence des GES au moyen de la cogénération sur place et lorsque la production d'énergie et de vapeur remplace des chaudières existantes à forte intensité de GES. Notre conversion d'installations alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz réduira considérablement l'intensité des GES du réseau de l'Alberta, ce qui contribuera à réduire les émissions de portée 2 pour nos clients et les charges commerciales et industrielles de l'Alberta.

Nous pouvons également contribuer aux objectifs de développement durable de nos clients par l'intermédiaire du marché des attributs environnementaux. Nous sommes en mesure de générer, de négocier, d'acheter et de vendre des attributs environnementaux qui comprennent les crédits de rendement en matière d'émissions de l'Alberta, les crédits carbone compensatoires de l'Alberta, les crédits d'énergie renouvelable et les crédits compensatoires d'émissions. La production à partir d'énergies renouvelables en 2020 nous a permis d'éviter l'émission d'environ 2,9 millions de tonnes d'éq. CO₂ pour nos clients, ce qui équivaut au retrait de plus de 630 000 véhicules des routes en Amérique du Nord pour la même année. Comme nous l'avons déjà indiqué, nous cherchons à marchandiser le carbone au moyen d'échanges, et de la production et de la vente d'attributs environnementaux à partir d'énergie renouvelable. Les produits annuels tirés de la vente des attributs environnementaux (crédit carbone compensatoire de l'Alberta et CER) en 2020 s'élevaient à 25 millions de dollars.

Gestion des risques liés aux changements climatiques

Les risques liés aux changements climatiques sont surveillés dans le cadre de nos processus de gestion des risques à l'échelle de TransAlta et sont gérés activement. Même si ne disposons pas d'un processus formel pour l'examen de risques liés aux changements climatiques spécifiques, les risques et les possibilités liés aux changements climatiques sont déterminés à l'échelle du conseil, des membres de la direction, des unités fonctionnelles (charbon, gaz, énergie éolienne, solaire et hydroélectricité) et des fonctions de la Société (par ex., les relations avec les gouvernements, la réglementation, l'échange de quotas d'émission, le développement durable, les relations commerciales et avec les clients et les relations avec les investisseurs). Les fonctions des unités fonctionnelles et de la Société travaillent en étroite collaboration et fournissent des informations sur les risques et les possibilités à la direction, à l'équipe de direction et au conseil. Nous surveillons en permanence les politiques en matière de changements climatiques, notamment leur incidence sur les coûts, la croissance et la conformité.

Les risques liés aux changements climatiques à l'échelle des actifs ou des unités fonctionnelles sont recensés grâce notamment à nos systèmes de gestion environnementale, à la fonction et aux systèmes de gestion des actifs, à nos activités énergétiques et de négociation, à la surveillance attentive, à la participation et à la communication actives avec les parties prenantes, à la collaboration avec notre direction générale et à la participation directe aux groupes de travail. L'ensemble des risques importants qui sont identifiés ont été ajoutés au registre des risques du cadre de gestion des risques d'entreprise de la Société. Ces risques sont évalués et notés en fonction de leur probabilité et de leur impact (selon qu'ils pourraient avoir un impact financier important, un impact stratégique, un impact sur les parties prenantes ou sur la réputation ou un impact sur l'environnement, la santé et la sécurité). Ces risques ne sont pas examinés de façon isolée, et les risques majeurs sont au centre de plans d'intervention et d'atténuation de la direction.

Nos risques liés aux changements climatiques sont divisés en deux grandes catégories selon les lignes directrices du GIFCC, soit : 1) les risques liés à la transition vers une économie à faibles émissions de carbone, et 2) les risques liés aux impacts physiques des changements climatiques.

1. Risques liés à la transition vers une économie à faibles émissions de carbone

Nous cherchons à comprendre l'incidence sur nos activités alors que le monde évolue vers une société à faible émission de carbone. Nous participons aux décisions en cours relatives à la politique et à la réglementation en matière de climat.

Risques politiques et juridiques

Législation environnementale en cours et récemment adoptée

Les modifications de la législation environnementale actuelle ont, et continueront d'avoir, des répercussions sur nos activités et notre entreprise. Pour plus d'informations, se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion.

Gouvernement fédéral du Canada

Plan climatique fédéral

Le 11 décembre 2020, le gouvernement du Canada a publié son plan climatique intitulé «*Un environnement sain et une économie saine*» qui énonce la façon dont le gouvernement fédéral prévoit utiliser des politiques, des règlements et du financement pour réaliser sa cible de réduction des émissions de GES de 30 % sous les niveaux de 2005 au Canada aux termes de l'Accord de Paris. Le plan repose sur trois aspects principaux : l'augmentation des prix du carbone et des obligations relatives au carbone, l'accroissement du financement pour les technologies propres et la mise en œuvre de la Norme sur les combustibles propres. Le gouvernement a indiqué qu'il consultera les provinces et les acteurs du secteur concernant de nombreuses composantes du plan, ce qui fait perdurer d'importantes incertitudes quant à la forme finale de la réglementation et des autres initiatives connexes.

Principales propositions dans le cadre du plan fédéral :

- Le prix du carbone relativement à la taxe sur le carbone et au programme pour les grands émetteurs augmentera de 15 \$ par tonne d'éq. CO₂ par an à partir de 2023 jusqu'à ce qu'il atteigne 170 \$ par tonne en 2030.
- Les obligations relatives au carbone augmenteront alors que les normes de rendement (référentiel) en vertu de la réglementation visant les grands émetteurs se resserrent.
- Un financement de plus de 10 milliards de dollars sera rendu disponible pour la transition énergétique, y compris du soutien pour les véhicules électriques, le développement de l'énergie propre et le stockage à batteries, et la modernisation du réseau.
- Application de la Norme sur les combustibles propres aux combustibles liquides, mais aucune obligation relative aux combustibles gazeux et solides.

TransAlta a l'intention de continuer à s'engager auprès des gouvernements en vue d'atténuer les risques et de recenser les possibilités dans le cadre du nouveau plan fédéral.

Norme sur les combustibles propres («NCP»)

En 2016, le gouvernement fédéral canadien a annoncé son intention de procéder à une consultation sur l'élaboration d'une NCP afin de réduire les émissions de GES du Canada en accroissant l'utilisation de combustibles, de sources d'énergie et de technologies à plus faible teneur en carbone. L'objectif de la NCP est de réaliser des réductions annuelles de 30 mégatonnes des émissions de GES d'ici 2030.

Le 19 décembre 2020, le gouvernement canadien a publié son projet de règlement de la NCP ainsi que les documents explicatifs. Puisque les combustibles gazeux ne sont plus visés par la NCP, celle-ci aura une incidence limitée sur le secteur de l'électricité. La période de consultation sur la norme se terminera le 4 mars 2021. La NCP devrait être finalisée en décembre 2021 et entrer en vigueur le 1^{er} décembre 2022.

Tarifification fédérale du carbone sur les GES

Le 21 juin 2018, la loi fédérale canadienne intitulée *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* (LTPGES) est entrée en vigueur. En vertu de cette loi, le gouvernement fédéral a instauré un prix national sur les émissions de GES. 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. Ce mécanisme comporte deux volets : une taxe carbone (la «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.

Comme il est indiqué ci-dessus, dans le plan «*Un environnement sain et une économie saine*», le gouvernement fédéral a proposé d'augmenter, à l'échelle nationale, le prix du carbone de 15 \$ par tonne chaque année à partir de 2023 jusqu'à ce qu'il atteigne 170 \$ par tonne en 2030.

Le STFR régleme l'intensité carbone des grands émetteurs en fixant des données de référence sectorielles (référentiel) des émissions de GES par unité de production (par exemple, la tonne d'éq. CO₂/MWh) pour les producteurs d'électricité. Les émetteurs qui dépassent le référentiel génèrent des obligations en matière de carbone et ceux dont les rendements sont inférieurs au référentiel génèrent des crédits de rendement en matière d'émissions. Les émetteurs peuvent remplir leurs obligations en réduisant l'intensité de leurs émissions, en acquérant des crédits carbone auprès de tiers (crédits compensatoires ou crédits de rendement en matière d'émissions) ou en versant des paiements de conformité au gouvernement.

Tel qu'il est décrit dans les sections relatives aux provinces ci-après, le STFR ne s'applique pas à l'Alberta, et l'Ontario effectue la transition du STFR à un système provincial de tarification du carbone pour l'industrie. Par conséquent, le portefeuille de centrales thermiques au Canada de TransAlta sera désormais réglementé par des systèmes provinciaux. Toutefois, le gouvernement fédéral compare les systèmes provinciaux de tarification du carbone au STFR lorsqu'il décide si les provinces ont atteint l'équivalence avec le prix du carbone du gouvernement fédéral en vertu de la LTPGES. Le 12 février 2021, le gouvernement fédéral a commencé à planifier une révision du STFR et d'autres aspects de la LTPGES pour 2022. TransAlta s'engagera activement dans ce processus étant donné que toute modification du STFR aura une incidence sur les systèmes provinciaux de tarification du carbone à l'avenir.

Règlement 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 des règlements, 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 centrales d'une capacité inférieure à 25 MW n'ont pas de norme.

En vertu des règlements, les centrales qui se convertiront au gaz devront également respecter la norme de 420 tonnes d'éq. CO₂/GWh. Si le test de performance de la première année après la conversion satisfait à certaines normes d'émission, elles ne devront pas respecter la norme de 420 tonnes éq. CO₂/GWh pendant plusieurs années au-delà de la fin de sa vie utile.

Dans le cadre du plan «*Un environnement sain et une économie saine*», le gouvernement fédéral a manifesté son intérêt pour l'exploration d'une nouvelle norme de rendement sectorielle pour les producteurs d'électricité au Canada. Peu d'information est disponible concernant l'éventuelle nouvelle norme et TransAlta a des échanges avec le gouvernement fédéral en vue de comprendre les objectifs de la proposition.

Règlement 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

Règlement applicable aux grands émetteurs de gaz à effet de serre

Le 1^{er} janvier 2020, le gouvernement de l'Alberta a remplacé le règlement intitulé *Carbon Competitiveness Incentives Regulation* (CCIR) par une nouvelle réglementation appelée *Technology Innovation and Emissions Reduction* (TIER). Pour le secteur de l'électricité, des modifications négligeables ont été apportées entre le CCIR et le TIER, les installations d'énergie renouvelable continuant à recevoir des crédits. Le prix du carbone en vertu du TIER en 2021 sera de 40 \$/tonne d'éq. CO₂ conformément à la LTPGES. La norme de rendement de référence est restée à 0,370 tonne d'éq. CO₂/MWh. Une révision du TIER n'est pas prévue avant 2023.

Les installations dont les émissions dépassent le seuil de référence se conforment au TIER de l'une des façons suivantes : a) en versant un montant au fonds TIER (un fonds géré par le gouvernement qui investit dans la réduction des émissions dans la province) au prix du carbone en cours; b) en réalisant des réductions des émissions à leur installation; c) en versant les crédits de rendement en matière d'émissions de leurs autres installations; ou d) en versant des crédits carbone compensatoires.

Comme l'exige la LTPGES, le gouvernement de l'Alberta dépose des rapports annuels faisant état des détails du programme TIER auprès du gouvernement fédéral. Le gouvernement fédéral a passé en revue le programme TIER et a conclu qu'il était conforme à la LTPGES pour 2021. La société continuera de recevoir des crédits compensatoires et des crédits de rendement en matière d'émissions pour ses installations d'énergies renouvelables en vertu du TIER, de sorte que les produits des activités ordinaires prévus se réaliseront.

Colombie-Britannique

Le 1^{er} avril 2018, le gouvernement de la Colombie-Britannique a haussé son taux de taxe sur le carbone pour le faire passer à 35 \$ par tonne d'éq. CO₂ et s'est engagé à augmenter son prix de 5 \$ par année jusqu'à ce qu'il atteigne 50 \$ la tonne en 2021. Après examen, le gouvernement a déterminé que le taux de la taxe sur le carbone restera à son niveau actuel de 40 \$ par tonne d'éq. CO₂ jusqu'en avril 2021, date à laquelle il passera de 40 \$ à 45 \$ par tonne d'éq. CO₂. La taxe sur le carbone passera à 50 \$ par tonne d'éq. CO₂ en avril 2022. La taxe a une incidence minime sur les coûts pour la Société du fait que la taxe s'applique principalement à notre utilisation de carburant pour le transport qui est négligeable en Colombie-Britannique.

Ontario

Règlement applicable aux grands émetteurs de gaz à effet de serre

Le 4 juillet 2019, le gouvernement de l'Ontario a publié sa version définitive du règlement provincial sur les Normes de rendement à l'égard des émissions de gaz à effet de serre («NRE»). Le 21 septembre 2020, le gouvernement fédéral a estimé que les NRE de l'Ontario respectent les exigences de la LTPGES. En décembre 2020, le gouvernement de l'Ontario a publié des modifications visant à harmoniser les NRE aux exigences de la LTPGES. Le gouvernement de l'Ontario a également annoncé son intention de remplacer le STFR par le programme NRE à partir du 1^{er} janvier 2021. Par conséquent, les grands émetteurs de l'Ontario étaient assujettis au STFR pour les années de conformité 2019 et 2020, et ils seront par la suite assujettis aux NRE.

Pour ce faire, les centrales alimentées au gaz naturel de TransAlta en Ontario sont tenues de faire le suivi et d'effectuer des dépôts de conformité chaque année ainsi que de respecter les obligations en matière d'émissions de carbone du gouvernement concerné. Il existe de petites différences entre les NRE et le STFR. Les exigences de conformité seront satisfaites par l'entremise des paiements et d'autres unités de conformité aux termes du STFR et des NRE. Toutefois, les dispositions relatives aux modifications législatives prévues dans les contrats avec Sarnia, Windsor et Ottawa permettent

à TransAlta d'acheminer les coûts liés à la réglementation du carbone aux clients, ce qui entraînera des augmentations de coûts négligeables pour la Société.

Michigan

Le Michigan dispose d'exigences de permis en matière de qualité de l'air qui sont liées à la *Clean Air Interstate Regulation* en ce qui concerne les émissions de NO_x et de SO₂. Il n'y a en ce moment aucune exigence de conformité en matière d'émissions de GES autres que de déclarer annuellement les émissions. La centrale de cogénération Ada est conforme à l'ensemble des exigences en matière d'environnement et il n'y a pas eu de changements récents à la réglementation pouvant faire augmenter les coûts de l'installation.

Washington

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 d'émissions de GES imposé à la centrale de Centralia 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.

Massachusetts

Le programme Solar Renewable Electricity Credit I («SREC I») a retranché de la norme applicable au portefeuille d'énergie renouvelable du Massachusetts, qui exige une quantité initiale de 400 MW provenant de petites installations solaires de 10 MW ou moins. La taille initiale du programme SREC I a été élargie puis remplacée par le programme SREC II de moindre valeur. En 2018, le programme d'encouragement à l'énergie solaire a évolué pour devenir l'actuel programme Solar Massachusetts Renewable Target qui a encore réduit les niveaux d'encouragement.

La cible initiale du programme SREC I en termes de volume a été atteinte, et les projets admissibles dans le cadre du programme SREC I continuent à générer des crédits SREC I pendant les dix premières années suivant leur date de mise en service. Les centrales visées par le programme SREC I génèrent ensuite des crédits d'énergie renouvelable de catégorie 1 selon la norme de portefeuille d'énergies renouvelables du Massachusetts pour le reste de leur vie utile.

Dans le cadre du programme de facturation nette du Massachusetts, les centrales admissibles se raccordent au réseau public local et génèrent des crédits de facturation nette. Les crédits de facturation nette compensent les frais de livraison, d'approvisionnement et d'utilisation et peuvent être vendus aux clients des centrales admissibles éloignées ou sur place. En 2016, le programme de facturation nette a été revu afin de réduire la valeur des crédits de facturation nette en réduisant la compensation aux seuls coûts énergétiques. Les nouveaux projets sont touchés dès que le volume du programme de facturation nette atteint 1 600 MW. Les centrales existantes ont bénéficié de droits acquis et continuent à bénéficier du traitement initial complet de compensation des coûts pendant une période de 25 ans à compter de leur date initiale de mise en service.

Le Nordais retire une plus-value de la vente des crédits d'énergie renouvelable (CER) sur les marchés établis aux termes de la norme visant les sources d'énergie renouvelable (NSER) en Nouvelle-Angleterre. Le Massachusetts a proposé un seuil des coûts de conformité plus bas pour sa norme NSER, qui aurait pour effet de limiter la valeur des CER. Cela pourrait avoir une incidence négative sur le prix de vente des CER par Le Nordais. La modification de la réglementation est toujours à l'étude et n'est pas encore entrée en vigueur.

Australie

Le 13 décembre 2014, le gouvernement australien a adopté une loi pour mettre en œuvre le Fonds de réduction des émissions («FRE»). Ce fonds, qui est évalué à 2,55 milliards de dollars australiens, est la pièce maîtresse de la politique du gouvernement australien et fournit un cadre réglementaire 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 est entré 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.

De plus, le 23 juin 2015, le gouvernement fédéral australien a également réformé le programme Renewable Energy Target («RET»). Le RET est conçu pour ajouter au moins 33 000 GWh par année de sources renouvelables d'ici 2020. Le gouvernement australien a fait savoir qu'il y a suffisamment de projets approuvés pour atteindre et dépasser l'objectif de 2020 visant l'ajout de 33 000 GWh par année d'électricité renouvelable. L'objectif annuel sera maintenu à 33 000 GWh jusqu'à la fin du programme en 2030. Cela permettrait de produire environ 23,5 % de l'électricité australienne à partir de projets renouvelables.

Le FRE ne devrait pas avoir d'incidence importante sur nos actifs australiens. En Australie, le secteur de l'électricité a un seul niveau de référence sectoriel qui s'applique aux émissions de tous les producteurs d'électricité pour les unités connectées aux cinq principaux réseaux électriques australiens. Le niveau de référence sectoriel d'électricité a été établi à 198 millions de tonnes d'éq. CO₂ par année. Dans les années à fortes émissions les plus récentes, soit en 2015 et en 2016, le total des émissions s'est élevé à 179 millions de tonnes d'éq. CO₂ par année.

Si les émissions dépassent le niveau de référence, toutes les installations de production de grands émetteurs devront se conformer à des niveaux de référence propres à l'installation. Le secteur de l'électricité ne devrait jamais dépasser la cible d'émissions sectorielle puisqu'aucune nouvelle centrale de production au charbon ne sera construite et que les plus anciennes centrales alimentées au charbon seront mises hors service. Les centrales alimentées au gaz de la Société ne seront pas assujetties aux coûts liés au carbone en vertu de la réglementation en vigueur à moins que des changements ne soient apportés.

Risques liés à la technologie

Notre stratégie de conversion au gaz fait appel aux infrastructures existantes et aux technologies applicables (turbines à gaz naturel), ce qui réduit les coûts et les émissions de GES liées à la construction de nouvelles centrales et à l'approvisionnement en matériel.

La production consommée sur place et la technologie de stockage d'énergie constituent des risques émergents pour le modèle de production d'électricité à grande échelle. Cependant, il existe des solutions pratiques pour certains clients, et TransAlta fournit ces technologies en plus des services au réseau.

Nous fournissons une production consommée sur place ou une énergie décentralisée à certains de nos clients industriels pour alimenter la production d'énergie sur place. Généralement, cette production peut prendre la forme d'un système de cogénération qui fournit de la vapeur pour les processus industriels en plus de l'électricité, ou d'un système d'énergie renouvelable. Ces systèmes peuvent être liés au réseau ou être indépendants.

Le stockage à batteries a la capacité de favoriser une plus grande adoption des énergies renouvelables et le passage à un modèle de production d'énergie décentralisée. Nous continuerons à évaluer le stockage à batteries pour son aspect économique et son potentiel à soutenir la fiabilité du réseau, tout en surveillant l'incidence éventuelle de la technologie du stockage à batteries sur la production d'électricité au gaz naturel. TransAlta a commencé les activités commerciales de la première centrale de stockage de batteries lithium-ion à grande échelle en Alberta, appelée WindCharger, le 15 octobre 2020. Ce projet est unique, car il utilise le parc éolien Summerview II existant de TransAlta pour charger la batterie, ce qui permettra à WindCharger d'être un système de stockage d'énergie à batteries véritablement renouvelable. Le projet utilise la technologie Tesla, une technologie qui présente du potentiel d'expansion. Nous étudions la viabilité du stockage à batteries sur nos différents sites de parcs éoliens, ainsi que son utilisation dans le développement de solutions d'approvisionnement en énergie spécifiques au client.

Nous avons démontré notre capacité à faire croître notre production d'énergie alimentée au gaz et aux énergies renouvelables. De 2000 à 2020, nous avons fait passer notre capacité provenant des énergies renouvelables d'environ 900 MW à plus de 2 500 MW.

Risques liés au marché

TransAlta a pris d'importantes mesures depuis 2005 pour réduire son incidence en matière de GES et a annoncé une transition complète vers l'abandon du charbon d'ici la fin de 2025. TransAlta continue d'exploiter des centrales hydroélectriques et d'y faire des investissements, de développer et de construire des centrales alimentées au gaz naturel sur place pour les clients et de développer la nouvelle technologie d'énergie renouvelable éolienne, solaire et à batterie.

La modification du comportement des consommateurs et la réduction de la consommation, ainsi que l'utilisation d'électricité qui y est associée, pourraient avoir une incidence sur la demande d'électricité. Toutefois, nous pensons que ce risque est quelque peu atténué par la tendance mondiale à l'électrification de l'économie. Notre modèle d'entreprise à faible émission de carbone soutient ce type d'avenir.

L'augmentation des coûts d'approvisionnement en gaz naturel en raison de la tarification du carbone peut avoir un impact sur nos coûts d'exploitation. Des informations supplémentaires figurent dans la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion. L'utilisation de ressources renouvelables, telles que le vent et le soleil, élimine le risque associé au coût de l'approvisionnement.

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 attributs environnementaux (comme les crédits de carbone compensatoires et les crédits d'énergie renouvelable) et grâce à notre fonction d'échange de quotas d'émission, qui cherche à marchandiser le carbone et à en tirer profit.

Risques liés à la réputation

Les tendances de consommation semblent évoluer en faveur d'une production d'électricité renouvelable et plus propre. Nous privilégions un portefeuille diversifié d'énergie renouvelable ainsi que le gaz naturel, car il apporte un soutien vital au réseau électrique.

2. Risques liés aux impacts physiques des changements climatiques

À mesure que nous en apprenons davantage sur les risques matériels associés aux changements climatiques et météorologiques, nous poursuivons l'examen des risques élevés et chroniques, qui pourraient avoir un impact important sur la création de valeur de nos activités.

Risques élevés

Nous continuons d'évaluer l'incidence éventuelle de répercussions graves des changements climatiques sur nos activités ou une installation exploitée. Nos centrales, nos projets de construction et nos activités sont exposés à des dommages et à des interruptions potentiels ou à des pertes partielles ou complètes résultant de catastrophes environnementales (p. ex., les inondations, les vents forts, les incendies, les tempêtes de verglas, les tremblements de terre et les crises de santé publique, comme les pandémies et les épidémies). Les changements climatiques peuvent accroître la fréquence et la gravité de ces phénomènes météorologiques extrêmes. D'autres répercussions des conditions météorologiques extrêmes et des changements climatiques pourraient se traduire par des troubles sociaux, la guerre ou le terrorisme. Rien ne garantit que si un tremblement de terre, un ouragan, une tornade, un tsunami, un typhon ou une autre catastrophe naturelle, humaine ou technique se produisait, une partie ou l'ensemble de nos centrales de production et de nos infrastructures ne seraient pas perturbées. La survenance d'un événement marquant qui empêche nos actifs de production d'énergie de produire ou de vendre de l'électricité pendant une période prolongée, y compris des événements qui empêchent les clients actuels aux termes des CAÉ d'acheter de l'électricité, pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Nous cherchons à atténuer les effets futurs, le cas échéant, grâce à des solutions d'adaptation aux changements climatiques. La centrale de South Hedland de TransAlta en Australie-Occidentale a été construite en prévision de l'adaptation au climat. Elle est conçue pour résister aux cyclones de catégorie 5. 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. En 2019, lorsqu'un cyclone de catégorie 4 a frappé cette centrale, les activités n'ont pas été touchées et nous

avons pu continuer à produire de l'électricité pendant la tempête, malgré les inondations généralisées, et la fermeture du port voisin et l'arrêt des activités commerciales associées.

Risques chroniques

Nous n'avons pas recensé de risques matériels chroniques qui pourraient avoir une incidence sur nos activités. Toutefois, nous continuons d'approfondir notre compréhension de la modélisation climatique et de l'intégrer dans notre planification à long terme.

Changements climatiques : mesures et cibles

En 2020, selon nos estimations, 16,4 millions de tonnes de GES d'une intensité de 0,67 tonne par MWh (20,6 millions de tonnes de GES d'une intensité de 0,75 tonne par MWh en 2019) ont été émises dans le cours normal des activités d'exploitation. Cette réduction d'environ 20 % ou 4,2 millions de tonnes d'éq. CO₂ est principalement le résultat de la cogénération avec le gaz, ainsi que de la diminution des volumes de production dans nos unités marchandes alimentées au charbon de l'Alberta et de la diminution des volumes de production dans notre centrale alimentée au charbon de Centralia. En 2020, nos centrales d'énergie renouvelable ont également compensé environ 2,9 millions de tonnes d'éq. CO₂ pour nos clients. Comme nous vendons des attributs environnementaux (crédits compensatoires et CER) générés par nos centrales d'énergie renouvelable, nous ne réduisons pas ce montant de nos émissions totales de GES, mais il convient de noter que cette réduction se produit et que nos clients déclarent des réductions des émissions de GES nettes découlant des activités d'exploitation d'énergie renouvelable de TransAlta.

Nos données sur les GES pour 2020 sont communiquées à divers organismes de réglementation tout au long de l'année à des fins de conformité régionale si bien qu'elles peuvent faire l'objet de révisions mineures au fur et à mesure que nous les examinons et en faisons rapport. Toute révision des données historiques sera saisie et signalée dans la communication de l'information future. Conformément au protocole de Kyoto, les GES visés comprennent le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde d'azote, l'hexafluorure de soufre, le trifluorure d'azote, les hydrofluorocarbures et les perfluorocarbures. Notre exposition est limitée au dioxyde de carbone, au méthane, à l'oxyde d'azote et à une petite quantité d'hexafluorure de soufre. La plus grande partie de nos émissions de GES estimatives résulte d'émissions de dioxyde de carbone émanant de la combustion fixe de charbon et de gaz naturel. Les données sur les 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 mise 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 potentiel de réchauffement planétaire peut varier en fonction des directives de conformité régionales. Nous réalisons l'inventaire des GES de la Société en utilisant les calculs de GES de nos secteurs d'activité. Le Clean Energy Regulator d'Australie a modifié le potentiel de réchauffement planétaire en août 2020, et l'utilisation du potentiel de réchauffement planétaire dans le calcul de nos émissions de GES du secteur Gaz en Australie diffère du reste de nos installations en raison de ces modifications. L'application du potentiel de réchauffement planétaire harmonisé à l'ensemble de nos installations entraînerait une variation mineure à nos totaux globaux de GES calculés.

Selon le Protocole des gaz à effet de serre : norme de comptabilisation et de déclaration, les émissions de GES d'une société sont réparties entre trois portées. Les émissions de portée 1 sont des émissions directes qui émanent de sources que la Société possède ou contrôle. Les émissions de portée 2 sont des émissions indirectes découlant de la production d'énergie achetée. Les émissions de portée 3 sont toutes des émissions indirectes (non comprises dans la portée 2) qui sont liées à la chaîne de valeur de la société déclarante, y compris les émissions en aval et en amont. En 2020, les émissions de portée 1 estimatives étaient de 16,3 millions de tonnes d'éq. CO₂ et représentaient 99 % des émissions déclarées. Toutes nos émissions de portée 1 (100 %) sont déclarées aux organismes de réglementation nationaux du pays dans lequel nous exerçons nos activités. Cela comprend : l'Australie (National Greenhouse and Energy Reporting), le Canada (Programme de déclaration des gaz à effet de serre) et les États-Unis (EPA). En 2020, les émissions de portée 2 estimatives étaient de 0,1 million de tonnes d'éq. CO₂. Nous estimons que nos émissions de GES de portée 3 en 2020 sont de l'ordre de six millions de tonnes, ce qui est principalement attribuable à nos participations dans des coentreprises hors exploitation.

Le tableau suivant présente nos émissions de GES ventilées par secteur d'activité, par portée 1 et 2 et par pays, en millions de tonnes d'éq. CO₂. Bien qu'il soit indiqué que les secteurs d'activité Hydroélectricité, Énergie éolienne et énergie solaire et Siège social et commercialisation de l'énergie produisent 0,0 million de tonnes, ils produisent néanmoins des émissions de GES mineures.

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Hydroélectricité	0,0	0,0	0,0
Énergie éolienne et énergie solaire	0,0	0,0	0,0
Gaz - Amérique du Nord	1,5	1,5	1,4
Gaz - Australie	1,1	1,0	1,0
Énergie thermique en Alberta	7,9	10,1	12,3
Centralia	5,9	8,0	6,1
Siège social et commercialisation de l'énergie	0,0	0,0	0,0
Total des émissions de GES	16,4	20,6	20,8

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Portée 1	16,3	20,4	20,6
Portée 2	0,1	0,2	0,2
Total des émissions de GES	16,4	20,6	20,8

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Australie	1,1	1,0	1,0
Canada	9,4	11,6	13,7
États-Unis	5,9	8,0	6,1
Total des émissions de GES	16,4	20,6	20,8

Toutes nos émissions de GES présentées en 2020 et antérieures sont vérifiées par Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. à un niveau d'assurance limité. Un énoncé d'assurance se trouve à la fin du présent rapport annuel. En outre, les émissions de GES sont vérifiées à un niveau d'assurance raisonnable dans les endroits où nous exerçons nos activités dans un cadre réglementaire sur le carbone. En Alberta, nous vérifions les émissions de GES au moyen du programme TIER et, par conséquent, 51 % de nos émissions totales de portée 1 sont également vérifiées à un niveau d'assurance raisonnable. Nos émissions de GES sont calculées selon des méthodes différentes en fonction des technologies disponibles dans nos installations.

Nous avons pour objectif de réduire de 60 %, soit 19,7 millions de tonnes, nos émissions de GES d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2015. En 2021, nous avons établi un nouvel objectif d'atteinte de la carboneutralité d'ici 2050. Les mesures que nous prenons pour réduire les émissions de GES sont conformes à l'objectif 13 du programme de développement durable des Nations Unies : Action climat. D'ici 2030, nous devrions avoir réduit nos émissions de près de 30 millions de tonnes par rapport aux niveaux de 2005.

Voici les faits saillants des réductions des émissions de GES depuis 2005 et de nos émissions prévues en 2030 (selon notre objectif en matière de GES). Les émissions de GES réelles de la Société en 2030 varieront par rapport à celles présentées ci-dessous en fonction, entre autres, de la croissance de la Société, y compris de son activité de production sur place.

Exercices clos les 31 décembre	2030 (prévisions)	2020	2005
Total des émissions de GES (en millions de tonnes éq. CO₂)	12,5	16,4	41,9

En 2020, TransAlta a augmenté sa note dans le cadre du rapport sur les changements climatiques du CDP. Notre note globale est de A-, ce qui indique que nous mettons en œuvre les pratiques exemplaires actuelles. Cette note classe la Société parmi les chefs de file de l'industrie en matière de gestion des changements climatiques et nous place en avance sur la plupart des sociétés en Amérique du Nord. Le CDP a accordé une note moyenne de B à nos pairs et de D pour les sociétés déclarantes en Amérique du Nord.

Milieu de travail sain, sécuritaire, diversifié et motivant :

Gestion du capital humain

Susciter l'intérêt de son effectif, assurer le perfectionnement de ses employés, créer un environnement de travail diversifié et inclusif 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 et ceux qui revêtent le plus d'importance en matière de gestion.

Au 31 décembre 2020, nous avons un effectif de 1 476 employés (1 543 en 2019). Ce nombre a diminué de 4 % par rapport aux niveaux de 2019, à la suite d'une réduction des postes de notre portefeuille de centrales alimentées au charbon dans le cadre de notre conversion au gaz.

Nos employés étant syndiqués dans une proportion d'environ 41 %, 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 a évolué et s'est adaptée tout au long de notre existence de plus de 109 ans. Nos valeurs fondamentales sont la sécurité, l'innovation, le développement durable, le respect et l'intégrité. Ces cinq valeurs fondamentales contribuent à la sensibilisation de nos employés et guident notre comportement et notre processus de prise de décision. Elles constituent également une assise pour le leadership, la collaboration, le soutien à la collectivité, la croissance personnelle et l'équilibre entre la vie professionnelle et la vie privée. Grâce aux initiatives et au soutien de l'entreprise à tous les échelons de la direction, nous encourageons nos employés à maximiser leur potentiel.

Notre structure organisationnelle à six niveaux contribue à soutenir efficacement le rythme et facilite la prise de décision dans notre organisation. Notre entreprise fonctionne selon un modèle axé sur les affaires, grâce à nos six secteurs de production, soit les secteurs Énergie thermique en Alberta, Centralia, Gaz en Amérique du Nord, Gaz en Australie, Énergie éolienne et énergie solaire, et Hydroélectricité. En outre, notre segment « Commercialisation de l'énergie » optimise notre portefeuille d'actifs et négocie l'électricité et d'autres produits énergétiques. Notre secteur Siège social, qui comprend les fonctions financières, juridiques, administratives, de développement commercial et de relations avec les investisseurs, supervise nos activités et définit notre stratégie. La Société comprend également la division Services partagés qui supervise nos fonctions dans les domaines de la technologie de l'information, de la chaîne d'approvisionnement, des ressources humaines, de l'ingénierie et de la comptabilité. La consolidation et la centralisation de ces fonctions nous ont permis de rationaliser, de normaliser et, le cas échéant, d'automatiser ces fonctions tout en réduisant les coûts et en améliorant la prestation de services dans toute l'organisation. L'ensemble de nos activités est géré par une seule équipe de direction, ce qui permet des synergies opérationnelles et financières, renforçant ainsi notre compétitivité.

TransAlta s'engage à améliorer son environnement de travail interne et la façon dont les employés perçoivent leur travail et la Société. Nous surveillons un grand nombre de facteurs pour nous donner un aperçu de notre évolution et nous faisons appel à une tierce partie pour nous aider à suivre nos progrès sur une base annuelle. Nous avons réalisé des avancées constantes et notables au fil des ans et nous continuons à viser d'autres améliorations pour l'avenir.

Santé et sécurité

La sécurité de nos gens, de nos collectivités et de l'environnement est l'une de nos valeurs fondamentales. TransAlta exploite des installations importantes et souvent complexes. Les environnements dans lesquels nous travaillons, y compris les hivers canadiens et l'arrière-pays australien, peuvent ajouter des défis supplémentaires pour assurer la sécurité de nos employés, de nos entrepreneurs et de nos visiteurs. Chaque année, nous investissons des ressources importantes dans l'amélioration de nos performances en matière de sécurité, notamment en renforçant notre culture de la sécurité. Lors des réunions de plus de quatre personnes, nous avons pour habitude de commencer la réunion par un « volet sécurité », ce qui permet de partager les principaux enseignements en matière de sécurité au sein de la Société.

Les systèmes de gestion de TransAlta sous-tendent la fourniture de services d'électricité sécuritaires, fiables et concurrentiels à nos clients et partenaires. Notre système de gestion totale de la sécurité est une combinaison des meilleures pratiques reconnues en matière de sécurité des processus, de gestion des risques, de gestion des actifs, de santé au travail, de sécurité et de gestion environnementale. Depuis l'élargissement de notre programme de santé et de sécurité au travail en 2015 pour englober la gestion totale de la sécurité, nous sommes passés de l'élaboration et de la mise en œuvre de ce cadre à l'amélioration continue, en nous efforçant toujours de réaliser notre vision Objectif Zéro afin d'exploiter notre entreprise sans aucune défaillance imprévue d'actifs et sans aucun incident lié à l'environnement, à la santé et à la sécurité.

En 2020, nous avons continué à faire progresser la transformation de notre culture de sécurité, malgré les défis sans précédent et extraordinaires posés par la COVID-19. Nous avons renforcé les outils de formation à la sécurité comportementale et les capacités en organisant des séances de leadership entre pairs et des interactions efficaces en matière de sécurité. Nous nous sommes également concentrés sur l'élaboration d'outils et de formations pour faciliter l'identification des dangers, y compris la mise à jour des grilles d'évaluation des dangers sur le terrain et une application pour l'évaluation des dangers professionnels à l'échelle des centrales. Les interactions, les interventions et les observations positives en matière de sécurité, tant pour les employés que pour les sous-traitants, ont également fait l'objet d'une attention particulière en 2020.

En 2020, nous avons eu un taux de fréquence totale des blessures de 1,67 contre 1,12 en 2019. Le taux de fréquence totale des blessures permet de faire le suivi du nombre total de blessures, y compris les premiers soins mineurs, par rapport aux heures d'exposition travaillées. L'augmentation en 2020 découle d'une augmentation des premiers soins dans l'ensemble de nos installations, possiblement attribuable à une présence accrue des entrepreneurs pendant les projets ou la construction à nos centrales de Sundance et de Windrise. La pandémie de COVID-19 a peut-être également été une source de distraction pour nos travailleurs, qui ont dû s'adapter aux changements dans leur vie professionnelle et personnelle.

Outre le taux de fréquence totale des blessures, nous mesurons le taux de fréquence des accidents enregistrables. Ce taux permet de faire le suivi du nombre de blessures plus graves et ne tient pas compte des premiers soins mineurs par rapport aux heures d'exposition travaillées. Le taux de fréquence des accidents enregistrables nous donne la possibilité de cibler et de surveiller nos blessures importantes. C'est également un outil de mesure de la sécurité reconnu par l'industrie qui nous permet de comparer et d'étalonner nos performances en matière de sécurité par rapport à celles de nos pairs. Pour 2020, notre taux de fréquence des accidents enregistrables a été de 0,81 par rapport à 0,73 en 2019. Des ajustements mineurs ont été apportés aux heures d'exposition historiques, mais nos blessures déclarées, le taux de fréquence totale des blessures et le taux de fréquence des accidents enregistrables présentés n'ont pas changé.

La sécurité à TransAlta (employés et entrepreneurs)	2020	2019	2018
Blessures ayant entraîné un arrêt de travail	5	5	1
Blessures avec soins médicaux	9	7	12
Travail restreint	2	3	12
Premiers soins	17	8	23
Total des blessures	33	23	48
Heures d'exposition	3 948 000	4 108 000	5 014 000
Taux de fréquence totale des blessures	1,67	1,12	1,91
Taux de fréquence des accidents enregistrables	0,81	0,73	1,00

En 2021, notre principale mesure de sécurité est le taux de fréquence des accidents enregistrables. Le taux de fréquence des accidents enregistrables tient compte des blessures avec travail restreint et des blessures ayant nécessité des soins médicaux et ayant entraîné un arrêt de travail. Nous ne présentons plus le taux de fréquence totale des blessures, qui tient compte des mêmes blessures que le taux de fréquence des accidents enregistrables, mais inclut également les incidents de premiers soins. Nous continuerons à nous concentrer sur la réduction globale des blessures (y compris celles nécessitant les premiers soins) au moyen de notre processus de communication des incidents graves. Ce processus fait en sorte que les incidents dont le risque de perte est élevé fassent l'objet d'une enquête approfondie et que les leçons apprises soient diffusées dans l'ensemble des installations. La présentation du taux de fréquence des accidents enregistrables est également conforme au référentiel d'information du SASB.

Outre le taux de fréquence des accidents enregistrables, nous avons également instauré le taux de fréquence totale des signalements liés à la sécurité comme mesure clé de la sécurité en 2021. Il s'agit d'un indicateur avancé qui mesure le nombre total de signalements liés à la sécurité (dangers, quasi-accidents et observations positives) par travailleur par année. Le taux de fréquence totale des signalements liés à la sécurité est de nature proactive et démontre les mesures que nous prenons pour identifier et prévenir les blessures ou les pertes éventuelles. De cette manière, nous ne gérons pas seulement les incidents qui se produisent, mais nous travaillons méthodiquement pour les prévenir avant même qu'ils ne se produisent.

Le prix d'excellence en matière de sécurité décerné par l'Alberta Mine Safety Association à SunHills Mining LP témoigne de l'engagement de TransAlta en matière de sécurité. Ce prix a été décerné à la mine albertaine la plus performante de 2019 en matière de sécurité parmi les mines de moins d'un million d'heures de travail.

Équité, diversité et inclusion

L'engagement de TransAlta et son souci de l'excellence en matière d'équité, de diversité et d'inclusion font partie intégrante de notre milieu de travail et animent nos collègues qui, à tous les échelons, défendent les valeurs fondamentales d'équité et d'inclusion. Nous croyons qu'en mettant l'accent sur l'équité, la diversité et l'inclusion, nous stimulerons l'innovation, améliorerons le service à la clientèle et aurons une incidence favorable sur les collectivités dans lesquelles nous vivons.

En 2020, TransAlta a formé un conseil de l'équité, de la diversité et de l'inclusion et l'a chargé d'élaborer une stratégie d'équité, de diversité et d'inclusion à long terme. TransAlta a également pris un engagement en matière d'équité, de diversité et d'inclusion qui a été approuvé par les membres de notre conseil et notre équipe de direction. Cet engagement incarne notre vision et vise à renforcer nos pratiques en matière d'équité, de diversité et d'inclusion en établissant quatre objectifs : a) faire de nos milieux de travail des lieux de confiance en ayant des conversations complexes, et parfois difficiles, sur l'équité, la diversité et l'inclusion; b) promouvoir la formation en matière d'équité, de diversité et d'inclusion; c) établir les meilleures pratiques en ce qui concerne les initiatives pertinentes en matière d'équité, de diversité et d'inclusion; et d) renforcer la responsabilité envers nos initiatives en matière d'équité, de diversité et d'inclusion en faisant rapport de manière transparente à nos collègues, à l'équipe de direction et au conseil.

En 2020, nous avons également enrichi notre formation sur l'équité, la diversité et l'inclusion en offrant aux employés une plateforme de formation, d'éducation et de sensibilisation sur le sujet, notamment des webinaires, des ateliers sur l'engagement des employés, des articles, des vidéos et des blogues. De plus, nous avons obtenu des données sur la diversité et l'inclusion issues de notre premier recensement en matière d'équité, de diversité et d'inclusion qui a été réalisé par un tiers et envoyé à tous les employés afin de comprendre notre démographie et nos expériences en milieu de travail. Les résultats de ce recensement orienteront les plans d'action en matière d'équité, de diversité et d'inclusion à compter de 2021 et par la suite.

Au début de 2021, nous avons reçu la reconnaissance du marché pour nos efforts en matière d'équité, de diversité et d'inclusion et avons été certifiés par Diversio pour notre engagement à mesurer, suivre et améliorer l'équité, la diversité et l'inclusion. Le processus d'évaluation et de certification de Diversio a établi la norme mondiale en matière d'inclusion. Être certifié signifie que nous avons mesuré et fixé des objectifs pour accroître la diversité, que nous rassemblons régulièrement des données sur les expériences de nos collègues pour cerner les préjugés et les obstacles auxquels sont confrontés les groupes sous-représentés, et que nous avons mis en œuvre des programmes et des politiques conçus pour résoudre des problèmes particuliers tout en assurant le suivi des résultats.

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 l'égard de la diversité femmes-hommes au sein de notre entreprise se reflète dans leur taux de participation au sein de notre équipe de direction et de notre conseil. Au 31 décembre 2020, les femmes représentaient 43 % de notre équipe de la haute direction et 45 % de notre conseil. Ces pourcentages sont supérieurs à ceux de nos pairs au Canada. Une étude sectorielle démontre que le pourcentage de sièges au conseil détenus par des femmes dans toutes les sociétés canadiennes cotées à la Bourse de Toronto est de 21,5 % et que le pourcentage moyen de femmes dans les équipes de direction est de 16,8 %.

Pour soutenir davantage la promotion des femmes, nous avons fixé des objectifs visant a) le maintien de l'égalité de rémunération pour les femmes occupant des postes équivalents, b) une représentation de 50 % de femmes au sein de notre conseil d'ici 2030 et c) une représentation de 40 % de femmes parmi tous les employés d'ici 2030. Notre objectif

d'atteindre une représentation de 40 % de femmes parmi tous les employés d'ici 2030 est ambitieux, étant donné que la majorité des postes opérationnels sont actuellement à prédominance masculine. À l'heure actuelle, les femmes représentent 21 % de l'ensemble des employés.

En 2021, TransAlta faisait encore partie de l'indice d'égalité des sexes de Bloomberg. L'inclusion dans l'indice témoigne de notre investissement global dans l'égalité des genres en milieu de travail et de notre engagement à favoriser le progrès en élaborant des politiques inclusives et en divulguant des données à l'aide du cadre d'évaluation des résultats en matière d'égalité entre les sexes de Bloomberg. En 2020, TransAlta a également été reconnue dans le cadre du sondage inaugural du *Globe and Mail* intitulé «Women Lead Here» et a été incluse dans la liste des lauréats pour la diversité des genres dans la haute direction au Canada.

Fidélisation et reconnaissance des employés

Régimes d'épargne-retraite pour les employés

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 globale, qui inclut divers régimes d'intéressement conçus pour aligner le rendement sur nos objectifs annuels et à long terme déterminés annuellement par le conseil.

Les régimes d'épargne-retraite sont un exemple des avantages que nous offrons. Nous avons des régimes enregistrés d'épargne-retraite au Canada et aux États-Unis. 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, comprennent un autre régime à prestations définies complémentaire pour les employés dont les revenus annuels dépassent 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 embauchés après le 1^{er} janvier 2016 est entré en vigueur. Les membres de la haute direction de la Société en fonction au 31 décembre 2015 ont bénéficié d'un droit acquis à l'égard de l'ancien régime à prestations définies complémentaire.

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 (SunHills) acquis en 2013. Le régime de retraite à prestations définies des États-Unis a été gelé en date du 31 décembre 2010. Les régimes de retraite sont capitalisés par la Société conformément à la réglementation en vigueur et aux évaluations actuarielles. De plus, au Canada, nous offrons aux employés certains régimes optionnels pour améliorer leur bien-être financier et leur épargne-retraite, au moyen de REER collectifs et de CELI.

En Australie, les employés peuvent désigner un régime de retraite gouvernemental pour les cotisations de pension de retraite. Le régime de retraite australien est obligatoire pour les employeurs qui doivent cotiser à un taux fixé par le gouvernement.

Autres régimes d'avantages sociaux pour les employés

TransAlta offre des régimes d'avantages sociaux concurrentiels pour la plupart de ses employés (les régimes varient selon les pays où nous exerçons nos activités). Nous offrons également des régimes d'avantages sociaux basés sur des conventions collectives négociées dans certaines régions. Nos régimes d'avantages sociaux flexibles offrent aux employés et à leur famille divers choix de protection, notamment l'assurance-maladie complémentaire, les soins dentaires, les soins de la vue, l'assurance-vie, des assurances couvrant les maladies graves, les accidents, l'invalidité, et le compte de crédits-santé.

En 2020, nous avons ajouté la télésanté à nos avantages sociaux, offrant aux employés un accès à des visites médicales virtuelles, à la gestion des maladies chroniques à distance ainsi qu'à une assistance médicale et à des renseignements médicaux en ligne ou par téléphone. 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.

En 2020, nous avons lancé les prix BOLT pour récompenser et reconnaître en temps opportun les initiatives de transformation et la réalisation de projets, ainsi que pour récompenser les performances qui dépassent les attentes. Les prix BOLT ont servi de programme complémentaire permettant de reconnaître les performances individuelles en un seul endroit et sur une base régulière et cohérente.

Chaque année, TransAlta récompense ses meilleures réalisations par la remise des prix du Président. En 2020, nous avons ajouté un prix pour l'excellence en matière de leadership. Ce prix récompense un leader, gens qui incarne au quotidien les valeurs de TransAlta dans ses décisions et ses actions, qui agit pour atteindre des résultats commerciaux clés et qui est reconnu par son équipe comme un conseiller de confiance et un mentor.

Grâce à l'accent mis par TransAlta sur la santé organisationnelle, les résultats de 2020 se situent dans le quartile supérieur d'après 823 enquêtes menées auprès de 2,8 millions de répondants. Pour ce faire, nous avons identifié huit pratiques prioritaires et les avons intégrées dans toutes les facettes de l'organisation.

Enfin, un programme de travail à distance a été créé en 2020 pour offrir aux employés des options de travail à distance permanentes. Ce programme permettait aux employés admissibles de choisir entre travailler à domicile ou dans un établissement de TransAlta.

Développement du talent et perfectionnement des employés

Le développement du talent et le perfectionnement des employés constituent un des piliers de la santé organisationnelle. Investir dans le développement de nos employés permet de renforcer leurs compétences et d'améliorer leur productivité et leur engagement. Cela contribue à une culture d'entreprise forte, qui apporte une valeur ajoutée à TransAlta.

En 2020, nous avons maintenu le programme de développement du leadership qui avait été lancé l'année précédente. Ce programme a permis à 143 dirigeants ou futurs dirigeants de se doter des compétences et outils de base en leadership. Les programmes de formation ont porté sur diverses compétences en matière de leadership pour les participants ayant plusieurs années d'expérience en gestion. En décembre 2019, nous avons mis sur pied une bibliothèque de perfectionnement professionnel regroupant plus de 600 articles sur le perfectionnement professionnel et le leadership qui est mise à jour chaque mois. Nous avons créé cette bibliothèque en collaboration avec un accompagnateur de gestionnaires formateur et tous les employés y ont accès. Depuis sa création, la bibliothèque a reçu plus de 5 000 visites et compte plus de 375 utilisateurs réguliers.

En 2020, TransAlta s'est associée à BetterUp, un cabinet de conseil offrant de l'accompagnement professionnel, pour fournir un accompagnement individuel à 30 dirigeants. Ce programme a été proposé aux leaders, gens dans le cadre du programme de développement du leadership. L'accompagnement professionnel de BetterUp s'adapte aux besoins de la personne pour lui permettre de travailler sur des aspects qui sont importants pour elle. Au cours de l'été 2020, 80 dirigeants ont reçu la carte Franklin Covey All Access Pass donnant accès à la formation «Les 7 habitudes des gens efficaces» et à des articles, des vidéos et des activités complémentaires. Les hauts dirigeants ont également suivi la formation «The Good Fight», qui propose de changer notre perception des conflits et d'arrêter de les éviter. Une formation de travail à distance a été offerte à tous les dirigeants et employés pour les aider à travailler efficacement à distance.

En 2020, une formation sur la production marchande en Alberta a été élaborée en interne par les parties prenantes des domaines de l'exploitation, des opérations et de la commercialisation. Cette formation comptait trois modules traitant, entre autres, des données fondamentales du marché de l'électricité, du marché de l'électricité de l'Alberta, du portefeuille de production et de l'optimisation du portefeuille. Cette formation était offerte à tous les employés afin d'améliorer leurs connaissances du marché marchand en Alberta.

TransAlta s'est associée à Blue Ocean Brain, un cabinet de conseil en microapprentissage, pour instaurer une formation obligatoire en matière d'équité, de diversité et d'inclusion pour tous les employés. Cette formation comptait cinq modules couvrant des sujets comme les préjugés inconscients et l'alliance inclusive. En outre, les services de Blue Ocean Brain ont également été retenus pour permettre à 200 dirigeants d'accéder à leur bibliothèque d'apprentissage en 2021.

Nous avons lancé le programme pour les nouveaux diplômés en 2020, grâce auquel de nouveaux diplômés effectuent une rotation entre les services du financement de l'entreprise, du financement du commerce et des ressources humaines. Chaque diplômé effectue trois rotations, chacune d'une durée de huit mois. Ce programme est destiné à développer les connaissances et les compétences à travers une expérience professionnelle au sein de plusieurs unités fonctionnelles.

En 2020, TransAlta a accueilli 17 stagiaires et étudiants faisant partie d'un programme d'études coopératif dans divers domaines d'études, notamment les affaires, les communications, la finance et le génie. Pour aider à subventionner les programmes de stages et d'études coopératifs, TransAlta continue de s'associer avec Ressources humaines, industrie électrique du Canada pour obtenir du financement gouvernemental. En 2020, TransAlta a reçu 120 000 dollars de subventions salariales. En 2020, TransAlta a également bénéficié de la Subvention Canada-Alberta pour l'emploi qui rembourse aux employeurs les deux tiers du coût des formations externes approuvées. À l'heure actuelle, TransAlta est autorisée à recevoir 56 000 dollars pour couvrir les coûts de formation approuvés.

Relations positives avec les Autochtones, les parties prenantes et les clients :

Gestion du capital social et sociétal

Nous nous efforçons de créer une valeur partagée pour nos parties prenantes par la création de valeur sociale et sociétale chez TransAlta. Les répercussions les plus importantes sur notre rendement social et sociétal sont la santé et la sécurité du public, les comportements anticoncurrentiels et la promotion de relations positives avec nos voisins autochtones, les collectivités, les parties prenantes, les gouvernements, l'industrie et les propriétaires fonciers dans les régions où nous exerçons nos activités.

Droits de la personne

Nous exerçons nos activités au Canada, aux États-Unis et en Australie. Tous ces pays ont des normes élevées en matière de droits de la personne. TransAlta respecte les droits fondamentaux de tous ses employés, sous-traitants, fournisseurs, partenaires, partenaires autochtones et autres parties prenantes. Nous nous conformons à la législation sur les droits de la personne dans tous les territoires dans lesquels nous exerçons nos activités. Nous avons une politique de tolérance zéro envers toute forme de discrimination fondée sur l'âge, une invalidité, le genre, la race, la religion, la couleur, l'origine nationale, l'appartenance politique ou le statut de vétéran ou tout autre motif de distinction illicite, tel qu'il est défini dans la législation sur les droits de la personne dans les territoires dans lesquels nous exerçons nos activités. Nous offrons l'égalité des chances entre les femmes et les hommes et assurons le respect de la liberté d'association ainsi que le droit de former des syndicats et de négocier collectivement. Nous ne procédons pas à des évaluations fonctionnelles des droits de l'homme ni à des études d'impact, mais nous continuons à exercer nos activités conformément aux normes éthiques les plus élevées, telles que les normes ISO 14001 et ISO 18001.

Relations et partenariats avec les groupes autochtones

Chez TransAlta, nous valorisons nos relations et nos partenariats avec les parties prenantes et nos partenaires autochtones. Notre équipe responsable des relations avec les Autochtones se concentre sur l'engagement communautaire, l'emploi, le développement économique et l'investissement communautaire. Nous veillons à ce que les principes d'engagement de TransAlta soient respectés et que la Société respecte ses engagements envers les collectivités autochtones. Des efforts sont déployés pour tisser et maintenir des relations solides et établir des voies de communication efficaces qui nous permettent de partager de l'information sur les activités d'exploitation et nos initiatives de croissance, de recueillir des commentaires pour guider la planification des projets et comprendre les priorités et intérêts des collectivités afin de mieux répondre aux préoccupations.

Les formes d'engagement sont les suivantes :

- Établissement de relations grâce à des communications régulières et des réunions en personne avec des représentants de différents échelons au sein des organisations communautaires autochtones
- Organisation d'activités entre la Société et la collectivité favorisant le partage d'informations commerciales et d'enseignements culturels
- Maintien de communications harmonieuses avec chaque collectivité en suivant les protocoles et procédures communautaires appropriés
- Participation aux événements communautaires tels que les pow-wow et les cérémonies traditionnelles
- Octroi de commandites en argent et en nature pour des initiatives communautaires

TransAlta est proactive en s'engageant dès le début de l'élaboration du projet, afin de pouvoir cerner rapidement les préoccupations et y répondre, et de réduire ainsi au minimum les retards éventuels. Nous menons des consultations principalement aux stades de l'élaboration et du démantèlement des projets, et maintenons une communication ouverte tout au long de la phase d'exploitation. Nous travaillons avec les collectivités pour établir une relation fondée sur une communication continue et un respect mutuel.

Les mesures sanitaires liées à la COVID-19 ont entravé notre action auprès des collectivités autochtones tout au long de 2020. Toutefois, nous avons continué à échanger régulièrement par téléphone, courrier électronique, vidéoconférence et, dans la mesure du possible, dans le cadre de réunions en petits groupes, tout en respectant les protocoles sanitaires gouvernementaux. Notre participation habituelle aux événements des collectivités autochtones, tels que les pow-wow, les cérémonies traditionnelles et les activités scolaires ou récréatives, n'a pas été possible puisque les rassemblements sociaux n'étaient pas autorisés pendant la pandémie. Notre équipe responsable des relations avec les Autochtones a donc décidé qu'il était important de réaffecter les fonds destinés aux événements sociaux afin de soutenir les collectivités autochtones et les besoins qu'elles expriment.

Le soutien de TransAlta aux collectivités autochtones en réponse à la pandémie comprend notamment ce qui suit :

- Achat et distribution de 400 sacs à dos remplis de fournitures scolaires adaptées à chaque niveau scolaire, livrés aux écoles des Premières Nations en Alberta afin d'alléger la pression sur les ressources des ménages et des collectivités
- Achat de plus de 200 cadeaux de Noël pour les élèves des écoles Mother Earth's Children's Charter School et Wihnemne School de la Première Nation Paul
- Achat de cartes-cadeaux de Noël pour les personnes âgées selon les demandes des Nations Piikani et Siksika
- Financement de l'achat d'un équipement de dépistage de la COVID-19 pour la Nation sioux Alexis Nakota

Soutien à la jeunesse, à l'éducation et à l'emploi autochtones

TransAlta reconnaît l'importance d'investir dans les étudiants autochtones, et son appui financier les aide à terminer leurs études, à devenir autosuffisants et à redonner à leur collectivité. Nous désirons aider les jeunes étudiants autochtones à atteindre leur plein potentiel et à réaliser leurs rêves. Nous croyons également qu'apporter une aide financière aux élèves des écoles primaires autochtones peut faire naître chez eux une passion pour l'apprentissage permanent. En 2020, TransAlta a offert plus de 340 000 \$ pour appuyer des programmes favorisant la jeunesse, l'éducation et l'emploi autochtones partout au Canada.

Notre soutien se traduit notamment par ce qui suit :

- Nous avons conclu une entente avec la Mount Royal University Foundation afin de contribuer au fonds de rénovation du programme Logement pour Autochtones qui construira un tipi familial à l'extérieur conçu pour les étudiants autochtones et soutenant la programmation culturelle autochtone.
- Nous avons poursuivi notre partenariat avec Indspire, un organisme caritatif autochtone national enregistré au Canada, dans le cadre duquel 10 bourses de 3 000 \$ chacune ont été décernées aux bénéficiaires issus des collectivités suivantes : la Nation crie Ermineskin, la Première Nation Paul, la Première Nation Sunchild, la Nation Piikani et la Première Nation Aamjiwnaang.
- Nous avons continué d'appuyer les étudiants autochtones grâce au programme du Southern Alberta Institute of Technology («SAIT»). Ce programme fournit un soutien financier essentiel aux futurs étudiants autochtones qui ont besoin de suivre des cours de rattrapage pour être admissibles à un programme dans un métier spécialisé là où il existe un manque quant au financement disponible.
- En partenariat avec l'organisme Centraide de la région de Calgary, nous avons offert du financement destiné au Diamond Willow Youth Lodge, un endroit sécuritaire où les jeunes autochtones de Calgary peuvent se créer des liens avec leurs pairs et participer à divers programmes visant à promouvoir la santé et le bien-être, l'éducation et la préparation à l'emploi.
- Nous avons offert du financement au fonds pour la capacité de la collectivité des Métis du Lac Sainte-Anne afin de répondre aux besoins en formation des membres de la collectivité, notamment les jeunes et les femmes, et de fournir de l'équipement de protection individuelle aux personnes qui intègrent le marché du travail.
- Nous avons poursuivi notre partenariat avec Banff Centre for Arts and Creativity en offrant une bourse d'études destinée aux membres de la collectivité autochtone pour qu'ils participent à un programme de leadership autochtone.

Sensibilisation culturelle à l'intention des employés de TransAlta

Notre équipe responsable des relations avec les Autochtones a piloté deux initiatives de sensibilisation culturelle à l'intention des employés de TransAlta en 2020. Le premier programme a été lancé en juin pour marquer le Mois national de l'histoire autochtone et la Journée nationale des peuples autochtones (21 juin). TransAlta a organisé une session virtuelle de déjeuners-conférences comprenant un entretien avec un membre de la collectivité de la Première Nation Paul et le conseiller principal de TransAlta pour les relations avec les Autochtones et les parties prenantes, animé par notre chef des services juridiques et des affaires externes et réglementaires. Le 30 septembre 2020, pour souligner la Journée du chandail orange, l'équipe de direction de TransAlta a encouragé tous les employés à porter la couleur orange afin de faire prendre conscience au public canadien de l'existence du système des pensionnats indiens et de ses répercussions sur les collectivités autochtones depuis plus d'un siècle. En outre, un programme éducatif complet a été conçu et présenté aux chefs de l'exploitation, fournissant des informations sur l'histoire et la culture autochtones, les exigences en matière de consultation et les protocoles et pratiques de TransAlta en matière de relations.

En 2021, nous avons adopté une nouvelle cible de développement durable stipulant que tous les employés devraient suivre une formation de sensibilisation aux cultures autochtones avant la fin de 2023. Nous sommes convaincus que l'éducation est un facteur déterminant permettant de garantir des relations respectueuses et solides à l'avenir.

Relations avec les parties prenantes

Favoriser les relations avec ses parties prenantes est important pour TransAlta. Inspirés par nos valeurs, nous cherchons à maximiser la création de valeur pour nos parties prenantes et pour la Société. Nous adoptons une approche proactive pour établir des relations et comprendre les incidences que notre entreprise peut avoir sur les acteurs locaux.

Parties prenantes de TransAlta

Afin d'agir dans l'intérêt supérieur de TransAlta et d'optimiser l'équilibre entre la valeur financière, environnementale et sociale pour nos parties prenantes et TransAlta, nous cherchons à :

- nous entretenir régulièrement avec les parties prenantes au sujet de nos activités, de nos perspectives de croissance et de nos développements futurs;
- prendre en compte la rétroaction et apporter des modifications à la conception et aux plans des projets afin de résoudre ou de tenir compte des préoccupations exprimées par nos parties prenantes;
- répondre en temps opportun et de manière professionnelle aux demandes et aux préoccupations des parties prenantes et travailler avec diligence pour résoudre les problèmes ou les plaintes.

Nos parties prenantes sont identifiées grâce à des exercices de cartographie des parties prenantes menés pour chaque centrale et pour le développement ou l'acquisition de projets potentiels. Au fil des décennies de relations avec les parties prenantes dans les régions où se trouvent nos centrales, nous avons approfondi notre connaissance de ces dernières et avons acquis une meilleure compréhension de leurs problèmes et de leurs préoccupations.

Nos parties prenantes sont répertoriées dans le tableau suivant.

Parties prenantes de TransAlta		
Organisations non gouvernementales (ONG)	Organisations et associations communautaires	Liens avec les exploitants de réseaux de transport
Organismes de réglementation	Organisations industrielles	Collectivités
Organismes de bienfaisance / sans but lucratif	Organisations de normalisation	Retraités
Tous les paliers de gouvernement	Médias	Résidents / propriétaires fonciers
Fournisseurs	Partenaires commerciaux	Organisations d'investisseurs
Entrepreneurs	Syndicats / organisations ouvrières	Institutions financières
Organismes publics	Industrie et associations forestières	Détenteurs de droits miniers
Exploitants de réseaux	Industrie et associations pétrolières et gazières	Propriétaires de chemins de fer
Clients	Groupes de réflexion	Propriétaires d'entreprises de services publics
Municipalités	Universitaires	

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. Bien que nous n'ayons plus la certification ISO 14001, nous continuons d'observer les meilleures pratiques établies en vertu de cette norme.

Méthodes d'engagement

Afin de mener nos activités avec succès, nous maintenons des canaux de communication ouverts avec les parties prenantes. Nous nous engageons à trouver une solution rapide et professionnelle au moyen d'un dialogue fondé sur nos valeurs. Nous travaillons en interne et avec les parties prenantes pour trouver des moyens d'atténuer les problèmes ultérieurs.

Le tableau qui suit présente des exemples de nos méthodes d'engagement.

Information et communication	Dialogue et consultation	Établissement de relations
Journées portes ouvertes, assemblées générales et séances d'information publique	Rencontres en personne avec des collectivités et groupes locaux	Organismes consultatifs communautaires
Bulletins, entretiens téléphoniques, courriels et lettres	Rencontres avec les différentes parties prenantes (par exemple, des propriétaires fonciers et des résidents)	Accords de capacité
Sites Web	Séances avec un public ciblé	Commandites et dons
Publications dans les médias sociaux	Visites de nos centrales et sites	Organisation d'événements

Un élément clé de notre travail consiste à soutenir la croissance par un engagement proactif avec les parties prenantes dans les régions où nous sommes présents en Australie, au Canada et aux États-Unis afin de créer et d'entretenir des relations, d'évaluer les besoins et la pertinence et de trouver de nouvelles occasions de création de valeur collaboratives et durables. Cela permet de cerner les préoccupations des parties prenantes et d'y répondre dès le début du processus de développement, ce qui réduit au minimum les retards dans les projets. Nous menons des consultations principalement aux étapes d'élaboration et de démantèlement des projets et maintenons une communication engagée pendant toute la durée des activités. Par exemple, nous avons mis en œuvre notre programme d'engagement des parties prenantes avec ces dernières et les groupes autochtones dans le cadre de nos projets de rééquipement de nos centrales Sundance et Keephills. Nous avons déposé nos demandes d'approbation réglementaires en décembre 2019 et notre programme d'engagement des parties prenantes se poursuivra pendant tout le cycle de vie des centrales.

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 en témoignage de nos efforts de collaboration et de consultation. L'outil enregistre les courriels, les documents et les messages vocaux liés à tout projet, événement ou problème et les affiche sous forme de rapport. Il peut aussi produire toute une gamme de rapports statistiques présentant la fréquence et le volume d'engagement liés à un projet, une partie prenante, un groupe de parties prenantes, un problème, ou des mots clés. Ce programme de suivi réduit le temps et les coûts nécessaires pour soumettre des preuves d'engagement aux organismes gouvernementaux.

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, des finances 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, se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque – Contrôles du risque – Système de dénonciation» du présent rapport de gestion). 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 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 transalta.com. 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 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.

Tout au long de l'exercice 2020, les représentants du conseil se sont grandement investis auprès des principaux actionnaires de la Société. Plus précisément, depuis le 1^{er} janvier 2020, le conseil a tenu des rencontres avec 11 actionnaires représentant environ 37 % du total des actions ordinaires émises et en circulation de la Société.

Chaîne d'approvisionnement – approvisionnement durable

Nous continuons de chercher des solutions pour améliorer la chaîne d'approvisionnement dans une optique de développement durable. En 2020, nous avons travaillé à l'optimisation de nos activités de gestion mondiale de la chaîne d'approvisionnement en lançant un processus de centralisation et de normalisation des pratiques pour l'ensemble de nos activités à l'échelle mondiale. Dans le cadre de l'évaluation de projets importants, nous examinons les fournisseurs autant dans le cadre de l'évaluation que des 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 collectivités autochtones
- Le nombre estimatif d'employés issus des groupes autochtones locaux
- Une compréhension générale des investissements et de l'engagement dans les collectivités
- Une compréhension de l'état des relations avec les collectivités grâce à des entrevues et à des travaux des parties prenantes

En 2019, le conseil 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.

En 2020, nous avons en outre déployé un programme de gestion des relations avec les fournisseurs et de gestion du rendement des fournisseurs avec certains de nos fournisseurs clés et stratégiques. Le programme vise notamment à harmoniser les objectifs de nos fournisseurs avec ceux de TransAlta, à rationaliser les communications tout en fournissant l'occasion de discuter de la manière d'accroître le rendement, à créer de la valeur grâce à l'accès à des idées novatrices et à collaborer étroitement avec les fournisseurs afin de réaliser les activités de façon plus rentable.

Santé et sécurité du public

Nous cherchons à protéger la santé et la sécurité du public. Il est capital pour nous d'assurer la sécurité de nos employés ainsi que celle des gens et des collectivités où nous menons nos activités.

Nous cherchons à réduire au minimum les risques suivants :

- Les préjudices corporels
- Les dommages matériels
- La responsabilité civile dans le cadre de l'exploitation
- L'atteinte à la réputation et à l'intégrité de l'organisation

Nous nous efforçons de prévenir les incidents et de réduire nos risques en appliquant des contrôles de sécurité tels que la restriction de l'accès physique aux alentours et à l'intérieur de nos sites d'exploitation. L'utilisation de technologies liées à la sécurité, telles que les caméras de surveillance et l'accès électronique, permet d'assurer le contrôle des zones sécurisées. Des audits et des évaluations des risques de sécurité sont effectués régulièrement pour assurer l'amélioration continue du programme de gestion de la sécurité. Le programme de gestion de la sécurité est axé sur la protection de notre personnel, de nos biens, de notre information et de notre réputation.

Le programme de gestion des urgences de TransAlta prépare les employés en cas d'incident. Le programme comprend une politique et une norme de gestion des urgences, qui prévoient que les employés doivent se préparer en permanence aux situations d'urgence. Le programme est parrainé par la direction. Il fournit le cadre général permettant à chaque unité fonctionnelle de fournir un plan d'intervention en cas d'urgence et un plan de continuité des activités. Nous mettons en

œuvre notre système de commandement des interventions, soit un système normalisé de gestion des urgences et des incidents sur les lieux qui fournit une structure organisationnelle capable de répondre à des incidents uniques ou multiples. Conçu pour faciliter la gestion des ressources lors d'incidents, il regroupe les installations, le matériel, le personnel, les procédures et les communications au sein d'une structure organisationnelle commune. Il est utilisé dans le cadre d'une gestion des interventions fondée sur une approche tous risques et est officiellement reconnu pour les interventions multidisciplinaires dans les situations d'urgence, aussi complexes soient-elles.

Nous tissons des liens étroits avec les services d'urgence locaux. Nous organisons périodiquement des formations multidisciplinaires à nos installations. Ainsi, nous nous améliorons constamment, nous connaissons nos ressources et nous disposons de canaux de communication solides pour les interventions d'urgence.

Nos processus définissent la manière dont nous communiquons avec les parties prenantes en cas de crise, laquelle est gérée par notre équipe de communication en cas de crise. L'équipe a pour objectif et pour responsabilité de fournir un message cohérent au nom de la Société tout au long de l'intervention et du processus de rétablissement, de s'assurer que tous les messages sont approuvés par le chef des interventions (le chef du talent et de la transformation, ou son représentant), de coordonner les messages avec tous les organismes externes concernés et, si nécessaire, de se déployer sur le lieu de l'incident.

Les exigences annuelles en matière de formation sont respectées par nos employés travaillant à nos installations. Les résultats sont suivis, vérifiés et présentés lors de notre revue de direction annuelle. Les conclusions et recommandations aident à maintenir un programme durable dans toute l'organisation.

Protection des données et des actifs numériques

Nous nous efforçons de protéger nos actifs numériques, notamment nos données d'entreprise et nos identités numériques, lesquelles nous donnent accès aux applications des secteurs d'activités. Les risques liés à la cybersécurité qui contribuent à compromettre ces actifs comprennent la manipulation de l'intégrité des données, le piratage des systèmes et des réseaux, l'utilisation de tactiques d'ingénierie sociale au moyen de l'hameçonnage, la compromission des activités et de l'infrastructure par l'utilisation de rançongiciels, les violations de titres d'identité, les attaques par l'intermédiaire de fournisseurs et de prestataires de services tiers, ainsi que les logiciels malveillants. Compte tenu de la nature en constante évolution des cyberattaques, nous adaptons constamment notre programme de cybersécurité en nous concentrant sur trois piliers clés : la technologie, les processus et les individus. Chacun de ces piliers peut être renforcé indépendamment pour faire face à des cyberrisques et menaces spécifiques au moyen d'un programme complet et multidimensionnel. Grâce à ce programme, TransAlta met continuellement en œuvre des mesures et des contrôles pour atténuer de manière proactive les risques et les menaces de cybersécurité internes et externes qui pèsent sur l'organisation, et pour faire face aux menaces de manière efficace et efficiente.

Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque – Risque lié à la cybersécurité» du présent rapport de gestion.

Investissements dans les collectivités

Au cours de 2020, TransAlta a remis environ 2,2 millions de dollars sous forme de dons et de commandites (2,1 millions de dollars en 2019). Chaque année, l'un de nos principaux investissements communautaires est consacré aux campagnes de Centraide au Canada et aux États-Unis. Cette année, les employés, les retraités et les entrepreneurs de TransAlta ainsi que la Société ont recueilli plus de 1,3 million de dollars pour Centraide. TransAlta soutient Centraide depuis plus de 30 ans et a versé plus de 20 millions de dollars au cours de cette période.

En 2020, nous avons continué à concentrer nos investissements communautaires sur les domaines prioritaires pour TransAlta, notamment la jeunesse et l'éducation, le leadership en matière d'environnement ainsi que la santé et les services sociaux. Parmi nos partenariats, mentionnons :

- Indspire, un organisme caritatif autochtone national enregistré au Canada, dont le programme de partenariat a permis de décerner 10 bourses de 3 000 \$ chacune aux bénéficiaires issus des collectivités suivantes : la Nation crie Ermineskin, la Première Nation Paul, la Première Nation Sunchild, la Nation Piikani et la Première Nation Aamjiwnaang.
- Mother Earth's Children's Charter School («MECCS») – Située sur le territoire du traité n° 6, près de Stony Plain, en Alberta, et de nos exploitations charbonnières en Alberta, la MECCS est devenue un élément important du programme d'investissement communautaire de TransAlta. La MECCS offre des cours de la maternelle à la

9^e année et est citée comme la première et la seule école à charte pour enfants autochtones au Canada. L'école a été créée en 2003 pour aider à fournir aux étudiants autochtones une éducation fortement axée sur le contexte culturel plutôt que sur un modèle éducatif occidental traditionnel. Environ 95 % des étudiants de la MECCS sont d'origine autochtone, les étudiants venant de la Première Nation Paul, de la Nation crie d'Enoch, de la Nation sioux Alexis Nakota, de la Première Nation Alexander, d'Alberta Beach, de Stony Plain et d'Edmonton. La population étudiante est diversifiée et comprend des Métis, des Cris, des Nakota Sioux et des Stoney. Depuis 2014, TransAlta verse 35 000 \$ par année à l'école. En outre, chaque année à Noël, le personnel de TransAlta achète des cadeaux de Noël pour les étudiants. Des bénévoles de TransAlta se rendent à l'école pour livrer les cadeaux, ce qui donne à nos employés et aux élèves l'occasion de faire connaissance. En raison de la pandémie COVID-19, cette tradition a dû être menée à distance. Plus de 200 cadeaux de Noël ont été achetés pour les élèves des écoles Mother Earth's Children's Charter School et Wihnemne School de la Première Nation Paul.

- Le Stampede de Calgary – Fondé en 2017, le Performing Arts Studio de TransAlta dans le Stampede Park continue de fournir à longueur d'année une installation à la Calgary Stampede Foundation et aux groupes de jeunes artistes de Calgary leur permettant de répéter, de créer et de promouvoir les arts.
- Le programme de la SAIT qui fournit un soutien financier essentiel aux futurs étudiants autochtones qui ont besoin de suivre des cours de rattrapage pour être admissibles à un programme dans un métier spécialisé là où il existe un manque quant au financement disponible.
- TransAlta Tri-Leisure Centre – Le TransAlta Tri-Leisure Centre est un centre sportif et récréatif pour de nombreux résidents actifs et engagés des collectivités de Parkland County, Spruce Grove et Stony Plain en Alberta. Des milliers de résidents locaux et beaucoup de nos employés y participent à un large éventail d'activités sportives et culturelles et s'associent à de nombreuses causes communautaires.
- Banff Centre for Arts and Creativity – Nous avons poursuivi notre partenariat avec le Banff Centre en vertu duquel une bourse d'études destinée aux membres de la collectivité autochtone leur est offerte en vue de participer à une formation au leadership autochtone.
- Junior Achievement of Southern Alberta – TransAlta a continué de soutenir le programme World of Choices qui fournit aux étudiants l'occasion d'entrer en relation avec des mentors dans différentes carrières. En 2020, ce programme a été mis en ligne, ce qui a permis à des centaines d'étudiants d'entrer en relation avec des mentors et de s'informer sur différentes possibilités de carrière.
- Calgary Reads – TransAlta est fière de continuer à soutenir cette organisation qui se consacre à l'amélioration des capacités de lecture et d'écriture des enfants de Calgary.
- Soutien à la transition énergétique – Le 30 juillet 2015, dans l'État de Washington, nous avons annoncé un investissement communautaire de 55 millions de dollars américains sur 10 ans pour soutenir l'efficacité énergétique, le développement économique et communautaire, ainsi que les initiatives en matière d'éducation et de recyclage. 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. 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. Trois conseils de financement ont été formés afin d'investir les 55 millions de dollars : 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 7 millions de dollars, l'Economic & Community Development Board, 14 millions de dollars, et l'Energy Technology Board, 9 millions de dollars. Parmi les projets particuliers que les conseils ont financés en 2020 figurent des projets d'efficacité énergétique dans les casernes de pompiers locales et les logements pour personnes à faible revenu, un financement destiné aux équipements de protection individuelle contre la COVID-19 pour les entreprises et les écoles locales et un projet de déploiement de la première station de ravitaillement en hydrogène renouvelable dans le Nord-Ouest Pacifique, qui profitera à la fois aux secteurs de l'électricité et des transports.

Clients

TransAlta fournit à des clients industriels et commerciaux de l'électricité et des services énergétiques dans l'ensemble de ses installations (Australie, Canada et États-Unis). Pour plus de précisions sur notre approche axée sur le client, se reporter à la page 92 du présent rapport de gestion.

Place à l'adoption des technologies et à l'innovation technologique :

Gestion du capital manufacturier

TransAlta accorde de plus en plus une véritable importance à la technologie et à l'innovation. Pour faire face aux changements majeurs liés à la transition énergétique, aux conséquences des changements climatiques et de la décarbonisation, ainsi qu'à l'essor continu de la technologie numérique, de l'automatisation et de l'intelligence artificielle, nous mettons en œuvre de manière proactive des solutions technologiques dans l'ensemble de nos activités. La conversion de nos unités au charbon en unités au gaz est un excellent exemple d'une bonne utilisation du capital ou de l'infrastructure manufacturier. Nous continuons également à adopter et à mettre en œuvre des solutions novatrices pour répondre à la demande d'énergie des clients.

Innovation : développement des idées et gestion de projets

Le projet Greenlight a été un facteur clé pour garantir que la Société continue à apporter des améliorations d'une année à l'autre dans le domaine de l'innovation. Le programme est axé sur l'innovation issue de la base, ce qui signifie que les idées proviennent des employés. L'accent mis sur l'innovation issue de la base dans l'ensemble de la Société a donné lieu à une forte culture de conception d'idées, selon laquelle les idées des employés sont élaborées et transformées en analyses de rentabilité, en adhérant aux meilleures pratiques de gestion de projet afin de garantir la réalisation et la réussite de ces initiatives.

Nous faisons également la promotion d'une autre initiative, la série de conférences Supplier Innovation, dans le cadre de laquelle des conférenciers de l'extérieur sont invités à venir parler d'innovation, notamment des chefs de file éclairés en matière de nouvelles technologies qui analysent les idées conceptuelles à l'origine de la pensée créative, ainsi que des fournisseurs qui expliquent les applications commerciales des technologies en évolution. En 2020, les sujets qui ont été abordés comprenaient l'intelligence artificielle, la réalité virtuelle et augmentée, le soudage robotisé, la main-d'œuvre branchée, la conception créative et l'innovation en matière de sécurité. Après chaque conférence, dans le cadre de petits ateliers dirigés par des employés, les idées sont regroupées pour étoffer et favoriser les nouvelles initiatives dans le cadre du projet Greenlight.

Principales pratiques prioritaires abordées par la série de conférences Supplier Innovation :

- Créativité et vision entrepreneuriale
- Innovation issue de la base
- Partage des connaissances
- Collecte d'idées externes

Pour plus de détails sur notre investissement dans notre personnel, se reporter à la rubrique «Développement du talent et perfectionnement des employés» du présent rapport de gestion.

Innovation : Innovation en matière d'infrastructures

En 2015, le gouvernement de l'Alberta a adopté une réglementation visant à mettre fin à la production d'électricité à partir du charbon dans la province d'ici 2030. Un certain nombre de nos centrales au charbon avaient une durée d'utilité dépassant 2030 et pouvaient être converties au gaz naturel. Nous prévoyons de convertir ou de renouveler nos unités au charbon de l'Alberta au gaz naturel entre 2020 et 2023. L'unité 6 de la centrale de Sundance a récemment été convertie au gaz. Grâce à la conversion au gaz et au rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance, notre consommation d'énergie, nos émissions de GES, nos émissions atmosphériques, notre production de déchets et notre consommation d'eau diminueront considérablement. Le fait de convertir les centrales plutôt que de les mettre hors service appuie le concept de réutilisation et s'aligne sur les objectifs de développement durable de l'ONU, en particulier «l'objectif 9 : Industrie, innovation et infrastructures».

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. 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 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 fait notre premier investissement dans la technologie solaire en achetant une centrale d'énergie solaire de 21 MW dans le Massachusetts et en 2020, nous avons installé la toute première batterie à grande échelle de l'Alberta à l'unité 2 de notre parc éolien Summerview. De 2000 à 2020, nous avons fait passer notre capacité provenant des énergies renouvelables d'environ 900 MW à plus de 2 500 MW.

Tout en maintenant un équilibre entre la croissance et la décarbonisation, nous continuons de chercher des solutions pour innover et créer de la valeur pour les investisseurs, la société et l'environnement. La preuve en est la poursuite de la conversion accélérée aux centrales au gaz, la construction du projet de parc éolien Windrise de 207 MW situé en Alberta, et notre placement dans le parc éolien Skookumchuck de 137 MW situé dans l'État de Washington. En 2020, nous avons également fait l'acquisition d'une centrale de cogénération de 29 MW visée par des contrats, au Michigan. La cogénération est reconnue par les organismes de réglementation pour l'efficacité de la production d'électricité par rapport aux autres formes de production d'électricité à partir de gaz naturel. La cogénération réduit la consommation de gaz naturel dans les procédés industriels en produisant de la vapeur et de l'électricité à haut rendement, plutôt qu'à partir du réseau ou des chaudières. Le système décentralisé assure également l'indépendance par rapport au réseau électrique et évite de devoir construire des lignes de transport supplémentaires.

Nous investissons également dans le stockage à batteries. Le 15 octobre 2020, TransAlta a mis en service la première installation de stockage à batteries lithium-ion à grande échelle en Alberta appelée WindCharger. Ce projet est unique, car il utilise l'unité 2 du parc éolien Summerview existant de TransAlta pour charger la batterie, ce qui permet à WindCharger d'être un système de stockage d'énergie à batterie véritablement renouvelable. Le projet utilise la technologie Tesla et a une capacité nominale de 10 MW et une capacité totale de stockage de 20 MWh. TransAlta a reçu un cofinancement pour ce projet de la part d'Emissions Reduction Alberta. Le potentiel existe pour l'expansion de cette technologie, et nous étudions la viabilité du stockage à batteries sur les différents sites de ses parcs éoliens et de l'utilisation dans le développement de solutions d'approvisionnement en électricité adaptées aux besoins des clients.

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 notre valeur pour les actionnaires et de maintenir la distribution d'une électricité fiable et abordable. Nous savons que de nouvelles technologies verront le jour au cours des prochaines années alors que l'industrie continue à vouloir réduire les émissions tout en offrant un produit fiable et abordable aux clients. Nos équipes continuent de participer à l'évaluation de technologies émergentes comme le captage et le stockage de l'hydrogène et du carbone, ainsi qu'au développement de solutions de consommation sur place sur mesure pour les clients utilisant une combinaison de technologies telles que les énergies renouvelables et les batteries. Les paragraphes qui suivent présentent des exemples des solutions novatrices que nous avons développées 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 («Centre») depuis 2008. Le Centre surveille les centrales alimentées au charbon et au gaz ainsi que les parcs éoliens en Australie, au Canada et aux États-Unis. 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 tire 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. Ce soutien est essentiel à la fiabilité et au rendement de nos activités d'exploitation. À titre d'exemple, si une éolienne commence à être moins performante que d'autres, notre équipe d'intervention en est informée et s'efforcera de faire enquête et de remédier au problème. 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.

Données et innovation

TransAlta a créé l'équipe «Données et innovation» en 2019 pour moderniser son infrastructure de données afin de tirer parti des nouvelles possibilités dans le domaine de l'analyse et de l'intelligence artificielle. L'équipe «Données et innovation» est multifonctionnelle et se compose d'architectes de données, de scientifiques, d'analystes de données, de développeurs de logiciels, d'ingénieurs, de chefs de projet et d'analystes financiers et de systèmes. L'équipe concentre ses efforts sur la diffusion et l'amélioration de l'architecture de données moderne de TransAlta, la distribution rapide d'applications basées sur des données, la conception et la mise en œuvre de modèles d'apprentissage automatique et d'intelligence artificielle et l'avancement de l'automatisation des processus grâce au Centre d'excellence en automatisation des processus robotiques. En 2020, l'équipe a fait appel à des partenaires à l'échelle du secteur pour créer de nouveaux outils et processus qui améliorent notre situation financière et notre capacité de retour à nos employés. Voici quelques-uns des points saillants de ce travail :

- La mise à l'essai dans le cadre de nos activités éoliennes de GenOS, une nouvelle plateforme novatrice sur laquelle les données sont utilisées pour orienter les actions de nos actifs et les décisions de notre personnel. Ce projet pilote regroupe les données et les analyses provenant de diverses sources dans une application Web centrale et ouvre la voie à une plus grande automatisation à l'échelle de nos activités.
- La conclusion d'un partenariat industriel dans le cadre du programme AltaML Applied AI Lab, une initiative révolutionnaire visant à former et à élargir les talents locaux tout en améliorant nos activités par l'application de l'apprentissage machine et de l'intelligence artificielle.

Performance en matière de développement durable de 2020

Objectifs et résultats en matière de développement durable

Nos objectifs et cibles en matière de développement durable soutiennent le succès à long terme de notre entreprise. Les objectifs et cibles sont établis de manière à gérer les enjeux clés ou émergents liés au développement durable, et à améliorer notre performance à ce chapitre.

Nous fixons nos objectifs et cibles en nous appuyant sur les objectifs du programme des Nations Unies pour le développement durable et sur le référentiel Future Fit Business. Cette approche garantit que nos objectifs et cibles sont pertinents dans le contexte plus large de la résolution des problèmes sociétaux, qu'ils appuient l'ambition de faire de notre planète un endroit plus durable, plus sûr et plus juste à l'avenir et qu'ils sont garants de la compétitivité de TransAlta, tant aujourd'hui que dans l'avenir.

Harmonisation avec les objectifs ESG : Environnement			
Objectif de développement durable de TransAlta	Cible de développement durable de TransAlta	Résultats	Commentaires
Réduction au minimum des incidents liés à l'environnement dans l'ensemble des installations	Maintien du nombre annuel d'incidents environnementaux importants inférieur à deux et du nombre d'incidents de non-conformité à la réglementation environnementale inférieur à quatre	Non atteint	En 2020, nous avons déclaré six incidents environnementaux importants. Aucun de ces incidents n'était significatif en termes d'ampleur ou d'incidence, ce qui est conforme aux résultats passés et suggère que ce type d'incident ne constitue pas un risque majeur pour la Société ou l'environnement. Pour 2021, nous supprimons notre cible en matière d'incidents environnementaux, mais continuons à déclarer ces événements dans la section Incidents environnementaux et déversements du rapport de gestion. Nous effectuons ce changement pour nous concentrer sur les objectifs visant les domaines de l'environnement qui sont plus importants pour la Société.
Remise en état des terres utilisées pour l'exploitation minière	D'ici 2040, remise en état complète de notre mine de charbon de Centralia dans l'État de Washington	En voie de réalisation	Les travaux de remise en état de nos mines de Centralia et de Highvale ont été interrompus en 2020 en raison de la pandémie de COVID-19.
Réduction des émissions atmosphériques	D'ici 2030, réduction de 95 % des émissions de SO ₂	En voie de réalisation	Nous sommes en bonne voie d'atteindre notre objectif de réduction de 95 % des émissions de SO ₂ d'ici 2030. Depuis 2005, nous avons réduit nos émissions de SO ₂ de 83 %. En 2020, nous avons réduit les émissions de SO ₂ d'environ 4 000 tonnes par rapport aux niveaux de 2019.
	D'ici 2030, réduction de 50 % des émissions de NO _x des centrales au charbon de TransAlta en deçà des niveaux de 2005	Atteint	Nous avons atteint plus tôt que prévu notre objectif de réduction de 50 % des émissions de NO _x d'ici 2030. Depuis 2005, nous avons réduit les émissions de NO _x de 68 %. En 2020, nous avons réduit d'environ 5 000 tonnes les émissions de NO _x par rapport aux niveaux de 2019.
Réduction des émissions de GES	D'ici 2030, réduction de 60 % des émissions de GES à l'échelle de la Société par rapport aux niveaux de 2015, conformément à l'engagement à l'égard du programme développement durable des Nations Unies et de la lutte contre le réchauffement climatique de 2 °C	En voie de réalisation	Nous sommes en bonne voie d'atteindre notre objectif de réduire de 60 % nos émissions de GES d'ici 2030. Depuis 2015, nous avons réduit les émissions de GES de 80 %. En 2020, nous avons réduit les émissions d'environ 4,2 millions de tonnes d'éq. CO ₂ par rapport aux niveaux de 2019.

Harmonisation avec les objectifs ESG : Questions sociales

Objectif de développement durable de TransAlta	Cible de développement durable de TransAlta	Résultats	Commentaires
Réduction des incidents liés à la sécurité	Taux total de fréquence des blessures inférieur à 1,17	Non atteint	En 2020, nous avons obtenu un taux de fréquence totale des blessures de 1,67 comparativement à 1,12 en 2019. L'augmentation en 2020 découle d'une augmentation des premiers soins dans l'ensemble de nos installations, possiblement attribuable à une présence accrue des entrepreneurs pendant les projets et la construction à nos centrales de Sundance et de Windrise. Les ajustements que l'ensemble de notre personnel a dû faire en raison de la pandémie de COVID-19 ont également eu une incidence.
Soutien pour des communautés autochtones prospères	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	Atteint	En 2020, le soutien a représenté une valeur totale de 340 000 \$, et comportait l'octroi de bourses dans le cadre d'un partenariat avec Indspire, le financement de programmes de rattrapage scolaire par l'intermédiaire du SAIT, le soutien à un programme de leadership autochtone et le maintien de la communication sur les possibilités d'emploi dans divers médias afin de soutenir les différentes options d'accès pour les communautés autochtones.

Harmonisation avec les objectifs ESG : Gouvernance

Objectif de développement durable de TransAlta	Cible de développement durable de TransAlta	Résultats	Commentaires
Renforcement de l'égalité des sexes	Représentation féminine de 50 % au sein du conseil d'ici 2030	En voie de réalisation	Au 31 décembre 2020, les femmes représentaient 45 % de notre conseil.
	Représentation féminine d'au moins 40 % parmi tous les employés de la Société d'ici 2030	En voie de réalisation	Au 31 décembre 2020, les femmes représentaient 21 % de l'ensemble de nos employés, soit une augmentation par rapport à 20 % en 2019.
	Maintien de l'équité salariale pour les femmes qui occupent des rôles équivalents à ceux des hommes	Atteint	L'équité salariale pour les femmes au sein de la Société a été maintenue en 2020.
Leadership en matière de présentation d'informations sur les questions ESG dans l'information financière	Maintien de notre position de leader en matière de présentation annuelle de l'information intégrée sur les questions ESG grâce à un meilleur alignement sur les principaux cadres de présentation d'informations sur le développement durable	Atteint	En 2020, nous avons renforcé notre alignement sur le cadre de présentation d'informations sur le développement durable du SASB et obtenu une note de A- du CDP pour notre gestion des changements climatiques.

Harmonisation avec les objectifs ESG : Questions environnementales et sociales

Objectif de développement durable de TransAlta	Cible de développement durable de TransAlta	Résultats	Commentaires
Leadership en matière de production d'énergie propre d'ici 2025	D'ici la fin de 2025, conversion des centrales au charbon en centrales au gaz grâce à la conversion des chaudières et au rééquipement à cycle combiné	En voie de réalisation	La conversion au gaz de notre centrale alimentée au charbon Sundance 6 a commencé en 2020 et s'est terminée au début de 2021.

D'ici la fin de 2025, fin de la production au charbon et capacité de production nette détenue provenant entièrement d'électricité propre (énergies renouvelables et gaz)	En voie de réalisation	En 2020, nous avons mis hors service nos centrales alimentées au charbon Sundance 3 et Centralia 1, converti notre centrale alimentée au charbon Sundance 6 en centrale alimentée au gaz et annoncé l'accélération de la fermeture de notre mine de Highvale d'ici la fin de 2021.
Mise en valeur de nouveaux projets d'énergies renouvelables qui soutiennent les objectifs de développement durable des clients pour favoriser une meilleure abordabilité de l'électricité à long terme et la réduction des émissions de carbone	Atteint	En 2020, la Société a acheté une participation de 49 % dans le projet de parc éolien Skookumchuck de 137 MW et poursuivi la mise en valeur de notre projet de parc éolien Windrise de 207 MW. Notre projet de stockage à batteries WindCharger de 10 MW a également été mis en service.

Cibles de développement durable pour 2021 et au-delà

Nos cibles de développement durable pour 2021 et au-delà soutiennent le succès à long terme de notre entreprise. Les cibles qui suivent reflètent notre proposition de valeur en matière de questions ESG et illustrent comment la Société maintiendra sa position de leader en matière de questions ESG dans l'avenir. Les objectifs et cibles sont établis de manière à gérer les enjeux clés ou émergents liés au développement durable, et à améliorer notre performance à ce chapitre. Nos objectifs et cibles continueront d'évoluer et d'être ajustés afin de nous permettre de nous concentrer sur les points de l'importance relative du développement durable qui devraient être prioritaires.

Nous fixons nos objectifs et cibles en nous appuyant sur les objectifs du programme de développement durable des Nations Unies et sur le référentiel Future Fit Business. Cette approche garantit que nos objectifs et cibles sont pertinents dans le contexte plus large de la résolution des problèmes sociétaux, qu'ils appuient l'ambition de faire de notre planète un endroit plus durable, plus sûr et plus juste à l'avenir et qu'ils sont garants de la compétitivité de TransAlta, tant aujourd'hui que dans l'avenir.

Les objectifs sont décrits ci-dessous :

Harmonisation avec les objectifs ESG : Environnement

Objectif de développement durable de TransAlta	Cible de développement durable de TransAlta	Harmonisation avec les objectifs du programme de développement durable des Nations Unies ou du référentiel Future-Fit Business
Remise en état des terres utilisées pour l'exploitation minière	D'ici 2040, remise en état complète de notre mine de charbon de Centralia dans l'État de Washington	Référentiel Future-Fit Business – Positive Pursuits 13 : «Les écosystèmes sont remis en état.»
	D'ici 2046, remise en état complète de notre mine de charbon de Highvale en Alberta	Référentiel Future-Fit Business – Positive Pursuits 13 : «Les écosystèmes sont remis en état.»
Gestion responsable de l'eau	D'ici 2026, réduction de de 20 millions m ³ ou 40 % de la consommation d'eau (prélèvements moins déversements) par rapport au niveau de référence de 2015 à l'échelle des centrales	Objectif 6.4 du programme de développement durable des Nations Unies : «D'ici 2030, faire en sorte que les ressources en eau soient utilisées beaucoup plus efficacement dans tous les secteurs et garantir la viabilité des prélèvements et de l'approvisionnement en eau douce afin de remédier à la pénurie d'eau et de réduire nettement le nombre de personnes qui manquent d'eau.»
Réduction des déchets d'exploitation	D'ici 2022, réduction de 80 % des déchets d'exploitation par rapport au niveau de référence de 2019	Objectif 12.5 du programme de développement durable des Nations Unies : «D'ici 2030, réduire nettement la production de déchets par la prévention, la réduction, le recyclage et la réutilisation.»
Réduction des émissions atmosphériques	D'ici 2026, réduction de 95 % des émissions de SO ₂ et de 80 % des émissions de NO _x par rapport aux niveaux de 2005	Objectif 9.4 du programme de développement durable des Nations Unies : «D'ici 2030, améliorer les infrastructures, promouvoir une industrialisation durable grâce à une utilisation plus efficace des ressources et à une plus grande adoption de technologies et de procédés industriels propres et respectueux de l'environnement.»

Réduction des émissions de GES	D'ici 2030, une réduction de 60 % des GES à l'échelle de la Société par rapport aux niveaux de 2015, conformément à l'engagement à l'égard du programme de développement durable des Nations Unies et de la lutte contre le réchauffement climatique de 2 °C	Objectif 13.2 du programme de développement durable des Nations Unies : « Intégrer les mesures de lutte contre les changements climatiques dans les politiques, les stratégies et la planification à l'échelle nationale.»
D'ici 2050, atteinte de la carboneutralité		
Harmonisation avec les objectifs ESG : Questions sociales		
Objectif de développement durable de TransAlta	Cible de développement durable de TransAlta	Harmonisation avec les objectifs du programme de développement durable des Nations Unies ou du référentiel Future-Fit Business
Réduction des incidents liés à la sécurité	Taux de fréquence des accidents enregistrables de moins de 0,61	Objectif 8.8 du programme de développement durable des Nations Unies : « Défendre les droits des travailleurs, promouvoir la sécurité sur le lieu de travail et assurer la protection de tous les travailleurs, y compris les migrants, en particulier les femmes, et ceux qui ont un emploi précaire.»
Soutien pour des communautés autochtones prospères	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	Objectif 4.5 du programme de développement durable des Nations Unies : « D'ici 2030, éliminer les inégalités entre les sexes dans le domaine de l'éducation et assurer l'égalité d'accès des personnes vulnérables, y compris les personnes handicapées, les Autochtones et les enfants en situation vulnérable, à tous les niveaux d'enseignement et de formation professionnelle.»
	Formation de sensibilisation à la culture autochtone offerte à tous les employés de TransAlta d'ici la fin de 2023	Objectif 12.8 du programme de développement durable des Nations Unies : « D'ici 2030, faire en sorte que toutes les personnes, partout dans le monde, aient les informations et connaissances nécessaires au développement durable et à un style de vie en harmonie avec la nature.»

Harmonisation avec les objectifs ESG : Gouvernance

Objectif de développement durable de TransAlta	Cible de développement durable de TransAlta	Harmonisation avec les objectifs du programme de développement durable des Nations Unies ou du référentiel Future-Fit Business
Renforcement de l'égalité des sexes	<p>Représentation féminine de 50 % au sein du conseil d'ici 2030</p> <p>Représentation féminine d'au moins 40 % parmi tous les employés de la Société d'ici 2030</p> <p>Maintien de l'équité salariale pour les femmes qui occupent des rôles équivalents à ceux des hommes</p>	<p>Objectif 5.5 du programme de développement durable des Nations Unies : «Garantir la participation entière et effective des femmes et leur accès en toute égalité aux fonctions de direction à tous les niveaux de décision, dans la vie politique, économique et publique.»</p>
Leadership en matière de présentation d'informations sur les questions ESG dans l'information financière	Maintien de notre position de leader en matière de présentation annuelle de l'information intégrée sur les questions ESG grâce à un meilleur alignement sur les principaux cadres de présentation d'informations sur le développement durable	Objectif 12.6 du programme de développement durable des Nations Unies : «Encourager les entreprises, en particulier les grandes entreprises et les entreprises transnationales, à adopter des pratiques durables et à intégrer des informations sur le développement durable dans leur cycle de présentation de l'information.»

Harmonisation avec les objectifs ESG : Questions environnementales et sociales

Objectif de développement durable de TransAlta	Cible de développement durable de TransAlta	Harmonisation avec les objectifs du programme de développement durable des Nations Unies ou du référentiel Future-Fit Business
Transition vers d'autres énergies que le charbon	<p>D'ici la fin de 2025, fin de la production au charbon et capacité de production nette détenue provenant entièrement d'électricité propre (énergies renouvelables et gaz)</p> <p>Fin de la production d'électricité à partir du charbon au Canada d'ici la fin de 2021</p>	<p>Objectif 7.1 du programme de développement durable des Nations Unies : «D'ici 2030, garantir l'accès de tous à des services énergétiques fiables, durables et modernes, à un coût abordable.»</p> <p>Objectif 7.1 du programme de développement durable des Nations Unies : «D'ici 2030, garantir l'accès de tous à des services énergétiques fiables, durables et modernes, à un coût abordable.»</p>
Solutions d'énergie propre pour les clients	Mise en valeur de nouveaux projets d'énergies renouvelables qui soutiennent les objectifs de développement durable des clients afin de favoriser une meilleure abordabilité de l'électricité à long terme et la réduction des émissions de carbone	Objectif 7.2 du programme de développement durable des Nations Unies : «D'ici 2030, augmenter substantiellement la part des énergies renouvelables dans la combinaison énergétique mondiale.»

Gouvernance et gestion du risque

Nos activités nous exposent à divers risques et possibilités, y compris, sans s'y limiter, les modifications à la 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 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 aux termes du *Règlement 58-101 sur l'information concernant les pratiques en matière de gouvernance*.
- 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'efficacité du conseil est obtenue grâce à de solides évaluations annuelles et à 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 gerance 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 permettre au conseil d'établir et de gérer les aspects financier, environnemental et social de nos pratiques de gouvernance, le conseil a créé le comité d'audit, des finances et des risques («CAFR»), le comité de la gouvernance, de la sécurité et du développement durable («CGSDD»), le comité des ressources humaines («CRH») et le comité sur le rendement des placements («CRP»).

Le CAFR, 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 CAFR 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 : a) 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; b) 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, sur l'évolution des politiques et des autres projets de loi ainsi que sur leur incidence éventuelle sur nos activités; c) évaluer l'incidence de la mise en œuvre des politiques et autres mesures législatives relatives aux GES sur les activités de la Société; d) examiner avec la direction les politiques en matière d'environnement, de santé et de sécurité de la Société; e) 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; f) analyser avec la direction des façons d'améliorer les processus et les pratiques en matière d'environnement, de santé et de sécurité; et g) examiner l'efficacité de notre réaction aux questions ESG et des nouvelles initiatives mises en place pour améliorer davantage la culture ESG de la Société.

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 de la chef de la direction, y compris l'examen et l'adoption de régimes de rémunération incitative fondée sur des titres de capitaux propres, l'adoption de politiques 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.

Le CRP est habilité par le conseil à superviser les conclusions de la direction en matière de placements et l'exécution des grands projets de dépenses d'investissement approuvés par le conseil qui favorisent les plans stratégiques de la Société. Le CRP mène plusieurs actions, notamment a) l'examen et la prise en compte des risques substantiels, des rendements, du financement et d'autres éléments importants relatifs aux grands projets d'investissement de la Société; b) l'examen et l'évaluation des plans d'atténuation, des résultats attendus et de la mise en œuvre tout au long du cycle de vie du projet en ce qui concerne les risques substantiels; c) l'examen et l'évaluation des méthodes d'estimation des coûts utilisées tout au long du cycle de vie du projet; d) l'examen et l'évaluation des rapports d'avancement des travaux, y compris les mises à jour régulières du calendrier du projet, des risques et des coûts aux étapes importantes de l'avancement des projets jusqu'à leur exécution; e) l'examen des regards rétrospectifs sur le projet; et f) l'examen et la formulation des recommandations au conseil concernant les dépenses d'investissement associées à ces projets d'investissement.

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 de 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 l'équipe de la gestion des risques liés aux produits de base, les gestionnaires commerciaux des opérations et de la commercialisation, et le premier vice-président, Finances et opérations et chef de la direction des finances.

Le comité des investissements est présidé par notre chef de la direction et se compose de la chef de la direction, du premier vice-président, Finances et opérations et chef de la direction des finances, du chef de l'exploitation, du chef du développement, et de la première vice-présidente, Services juridiques, commercialisation et affaires externes. 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 des investissements sont par la suite présentés au conseil aux fins d'approbation, au besoin.

Le comité des risques liés aux produits de base et à la conformité est présidé par notre premier vice-président, Finances et opérations et chef de la direction des finances et est composé d'au moins trois membres de la haute direction. 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.

Le comité de l'exploitation hydroélectrique se compose de deux membres qui sont des employés de Brookfield possédant de l'expérience dans la gestion des installations hydroélectriques, et de deux membres de TransAlta. Ce comité a été créé en 2019 et se penchera sur les questions liées à l'exploitation et à la maximisation de la valeur des actifs hydroélectriques que TransAlta détient en Alberta. Il atteint ses objectifs en procédant à un examen approfondi des activités d'exploitation, de l'entretien, de la sécurité et des aspects environnementaux liés à ces actifs et, à la suite de cet examen, en fournissant des conseils d'experts et des recommandations à l'équipe opérationnelle en matière d'hydroélectricité de TransAlta. Le comité a un mandat initial de six ans, qui peut être prolongé de deux ans.

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 : a) le *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*; b) le *Règlement 52-110 sur le comité d'audit*; c) l'*Instruction générale 58-201 relative à la gouvernance*; et d) 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 la plus récente.

COVID-19

Nous avons pris un certain nombre de mesures d'atténuation du risque en réponse à la pandémie de COVID-19, y compris la mise en œuvre officielle du plan de continuité des activités de TransAlta le 9 mars 2020. Le conseil et la direction surveillent l'évolution de la situation et évaluent constamment ses répercussions sur les activités, les chaînes d'approvisionnement et les clients de la Société et, de façon plus générale, sur les activités et les affaires de la Société. L'incidence que pourrait avoir la pandémie sur les activités commerciales et les affaires internes de la Société comprend notamment des interruptions potentielles de la production, des perturbations de la chaîne d'approvisionnement, l'indisponibilité d'employés de TransAlta, de possibles retards dans les projets de croissance, un risque de crédit accru lié aux contreparties et une hausse de la volatilité des prix des produits de base et des évaluations des instruments financiers. En outre, l'ensemble des répercussions sur l'économie mondiale et les marchés des capitaux pourrait se faire sentir négativement sur la disponibilité du capital aux fins d'investissement ainsi que la demande d'électricité et le prix des produits de base.

Afin de gérer les risques résultant de la COVID-19, nous avons pris un certain nombre de mesures pour poursuivre les efforts de continuité des activités de la Société :

Mesures prises par la direction

- Création d'une équipe d'urgence axée sur la COVID-19 dirigée par notre chef de l'exploitation, qui fait rapport à la chef de la direction
- Communication régulière avec le conseil et les employés en ce qui concerne la réponse de la société à la COVID-19
- Création d'une équipe chargée d'élaborer, de mettre en œuvre et de réviser des protocoles sanitaires liés à la COVID-19, y compris une stratégie de retour au bureau et sur les sites qui restera en place jusqu'à ce qu'un vaccin ait été distribué
- Création d'un comité chargé d'examiner et de traiter toutes les réclamations pour cause de force majeure liées à la COVID-19
- Élaboration de plans de leadership, y compris des plans pour assurer la relève des dirigeants, au besoin

Changements aux politiques

- Alignement des exigences relatives aux voyages non essentiels et à la mise en quarantaine sur les directives des autorités locales pour tous les employés et sous-traitants de TransAlta ayant voyagé par avion, autobus, train ou bateau, dans tous les territoires où nous exerçons nos activités

Changements relatifs aux employés

- Rassurance des employés par rapport au fait que la pandémie de COVID-19 n'aura pas d'incidence sur leur emploi au sein de TransAlta
- Élaboration et mise en œuvre de protocoles sanitaires liés à la COVID-19 de retour au bureau afin de s'assurer que tous les bureaux et installations de TransAlta demeurent sécuritaires
- Demande et obtention d'une autorisation de dispense de mise en quarantaine pour les travailleurs essentiels auprès du ministère de la Santé de l'Alberta afin de minimiser les perturbations au cas où une assistance technique internationale serait nécessaire pour nos actifs en Alberta
- Mise en place de procédures de dépistage, y compris des questionnaires et des prises de la température, des mesures de nettoyage améliorées et des protocoles de travail rigoureux dans les bureaux et installations de la Société conformément à notre stratégie de retour au bureau et sur les sites
- Mise en œuvre de formations et des politiques afin de permettre aux employés occupant un poste jugé non essentiel de travailler à distance, le cas échéant
- Organisation d'assemblées générales concernant la COVID-19 et séances d'information pour les employés avec la participation d'experts en médecine et en maladies infectieuses

Changements opérationnels

- Modification de nos procédures d'exploitation et mise en œuvre des restrictions relatives à l'accès non essentiel à nos installations afin de maintenir nos activités tout au long de la pandémie
- Examen du risque lié à la chaîne d'approvisionnement associé aux principaux intrants du processus de production d'électricité et mise en œuvre d'un suivi hebdomadaire de l'évolution du risque
- Communication avec nos principales personnes-ressources de la chaîne d'approvisionnement pour établir des stratégies et des mesures d'urgence nous permettant de continuer à faire progresser nos projets de croissance, dans la mesure du possible
- Détection de nouveaux risques liés à la cybersécurité associés aux courriels d'hameçonnage et aux protocoles de sécurité améliorés, et renforcement de la conscientisation aux menaces éventuelles

Surveillance financière

- Maintien d'un programme complet de couverture du prix des produits de base pour nos actifs commerciaux permettant de faire face à l'évolution des conditions du marché sous-jacent
- Maintien de la surveillance des contreparties en ce qui concerne les variations de leur solvabilité, ainsi que leur capacité à remplir leurs obligations
- Surveillance continue de la situation et communication avec nos principaux prêteurs concernant les incidences prévisibles et nos interventions face à la crise. Nos facilités de crédit consenties actuelles nous permettent de maintenir une situation financière solide et des liquidités considérables.

De façon générale, nous restons au fait de la situation et des conseils des responsables de la santé publique afin de nous adapter aux nouvelles recommandations et de modifier notre réponse et notre approche, au besoin.

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 CAFR, 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 du risque, l'examen des événements qui peuvent toucher ces risques, et l'analyse et l'examen de l'état d'avancement des mesures visant à atténuer le niveau de risque. Ces rapports mensuels 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 toute loi ou à notre code de conduite. Elles peuvent être présentées soit directement au CAFR 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 CAFR est immédiatement avisé de toute plainte majeure, sinon le CAFR 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 2020 au titre de nos activités de gestion du risque lié aux produits de base pour compte propre était de 1 million de dollars (1 million de dollars en 2019). Se reporter à la rubrique «Risque lié au prix des produits de base» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

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 ne surviennent pas isolément les uns des autres et doivent être pris en compte dans leur ensemble. Pour plus de renseignements sur ces facteurs et d'autres facteurs de risque touchant la Société, les lecteurs sont invités à lire la rubrique «Facteurs de risque» de la notice annuelle 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.

Un renvoi aux présentes à une incidence défavorable importante sur la Société signifie que la Société ou ses activités, son fonctionnement, sa situation financière, ses résultats d'exploitation ou ses flux de trésorerie, selon le contexte, subissent une telle incidence.

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 2020. 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. Le rendement financier de nos centrales d'énergie hydroélectrique, d'énergie éolienne et d'énergie solaire est largement tributaire de la disponibilité de leurs intrants pour un exercice donné. Des changements touchant la situation météorologique ou le climat, les précipitations saisonnières habituelles, le moment et le rythme de la fonte des neiges, et l'écoulement de surface pourraient avoir une incidence sur le débit d'eau de nos centrales. La force et la constance des ressources de nos centrales éoliennes peuvent avoir une incidence sur la production. Les températures ambiantes et la disponibilité de l'approvisionnement en eau et en combustible peuvent également avoir une incidence sur les activités des centrales thermiques. 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	8 millions de dollars

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, ainsi que 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 leurs 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 d'approvisionnement 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 du secteur qui optimisent la disponibilité de nos centrales sur leur durée de vie commerciale;
- en effectuant des travaux d'entretien préventif conformément aux pratiques du secteur applicables, aux recommandations des principaux fournisseurs d'équipements et à notre expérience en exploitation;
- en adoptant un programme de travaux d'entretien complet selon un calendrier de révisions générales établi;
- en ajustant les plans d'entretien selon les installations afin de tenir compte du type, de l'âge et du risque commercial de l'équipement;
- en souscrivant un montant adéquat d'assurance en cas d'interruptions qui couvre les arrêts forcés;
- en incluant des clauses de force majeure dans les CAÉ ainsi que dans les autres contrats à long terme qui nous permettent de déclarer une situation de force majeure en cas de défaillance imprévue;
- en choisissant et en utilisant une technologie éprouvée dans nos centrales, lorsque cela est possible;
- lorsque la technologie est plus récente, en s'assurant que les ententes de service avec les fournisseurs d'équipement comprennent des garanties de disponibilité et de rendement appropriées;
- en surveillant le rendement de notre portefeuille par rapport à celui du secteur afin de relever les questions ou les avancées qui peuvent avoir une incidence sur le rendement et en ajustant nos programmes d'entretien et d'investissement en conséquence;
- en négociant des ententes d'approvisionnement stratégiques avec des fournisseurs choisis afin de nous assurer que des composantes clés seront rapidement 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 qui optimise les cycles de vie de nos centrales existantes ou en relevant les besoins de remplacement de nos 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 conservant un portefeuille de contrats à court, à moyen et à long terme pour atténuer notre exposition 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 2020, environ 90 % de notre production (90 % en 2019) était régie par des contrats à court et à long terme et des instruments de couverture. En cas d'interruption planifiée ou non planifiée 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 2020, 89 % (66 % en 2019) du coût du gaz que nous utilisons pour la production d'électricité était fixé par contrat ou relayé à nos clients, et 78 % (76 % en 2019) 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 Centralia, 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 concluant des contrats avec différents fournisseurs pour le charbon utilisé dans le secteur Centralia afin d'obtenir du charbon en quantité suffisante et à un prix concurrentiel;
- en concluant suffisamment de contrats de transport du charbon par train pour satisfaire aux besoins du secteur Centralia;

- en nous assurant que les stocks de charbon disponibles dans les secteurs Énergie thermique en Alberta et Centralia 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 des fournisseurs du secteur Centralia;
- en couvrant le risque lié au prix du diesel compris dans les frais d'extraction minière et de transport.

Approvisionnement en gaz naturel et risque lié au prix

Pour maintenir la fiabilité et la disponibilité de nos installations thermiques en Alberta, il est essentiel de disposer de volumes de gaz naturel et de services de transport de gaz naturel suffisants pour que nous puissions combiner le gaz naturel et le charbon et pour la conversion finale de ces unités au gaz naturel. L'utilisation du gaz naturel dans nos centrales alimentées au charbon et la conversion finale de ces centrales au gaz naturel nous permettent de réduire les émissions globales et les coûts du carbone, de diminuer le risque lié aux problèmes d'opacité du charbon et d'améliorer nos coûts d'exploitation et nos dépenses d'investissement de maintien. La garantie d'un service de transport par gazoduc et d'un approvisionnement en gaz naturel adéquats pour nos unités thermiques en Alberta peut être affectée, entre autres, par le calendrier de réception des approbations réglementaires et autres à l'égard des contrats de transport fermes, les événements liés aux conditions météorologiques, les arrêts de travail, l'entretien du système, la variabilité de la pression et des débits hydrauliques des gazoducs, et les répercussions d'autres événements survenus naturellement. Le prix du gaz naturel est déterminé par les fondamentaux de l'offre et de la demande du marché du gaz naturel en Amérique du Nord et dans le monde. Nous sommes exposés aux variations des prix du gaz naturel, ce qui peut avoir une incidence sur la rentabilité de nos installations et sur la façon dont elles sont réparties sur le marché.

Nous gérons les risques liés à l'approvisionnement en gaz et aux prix du gaz comme suit :

- en veillant à ce que nous disposions d'au moins deux gazoducs fournissant le gaz utilisé pour la production d'électricité en Alberta;
- en concluant des contrats fermes pour la livraison et la fourniture de gaz;
- en surveillant la viabilité financière des producteurs de gaz et des gazoducs;
- en couvrant le risque lié au prix du gaz;
- en surveillant les calendriers d'entretien des gazoducs et la disponibilité du transport;
- en intégrant la possibilité de continuer à utiliser le charbon dans certaines des unités lors du passage du charbon au gaz naturel à 100 %.

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 en matière de réduction des émissions pour le secteur de l'électricité sont en voie d'être établis par les gouvernements au Canada 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 en donnant lieu à une réduction du cycle de vie des installations de production et en imposant des coûts additionnels liés à la production d'électricité découlant de mesures telles que des plafonds d'émission ou des taxes sur les émissions, ou en exigeant que nous engagions 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 la norme OHSAS et conçu pour améliorer continuellement notre performance;
- en déployant d'importantes ressources d'expérience pour qu'elles collaborent avec les organismes de réglementation du Canada et des États-Unis afin de veiller à ce que toute modification à la réglementation soit bien conçue et efficiente;
- 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 engageons à nous conformer à tous les règlements environnementaux touchant les activités et les centrales. 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 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 performance envers nous 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 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, des garanties au comptant ou des assurances de crédit 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.

Dans le contexte économique actuel attribuable à la pandémie de COVID-19, TransAlta a mis en œuvre les mesures supplémentaires suivantes afin de surveiller les changements dans la capacité de ses contreparties à s'acquitter de leurs obligations :

- Surveillance quotidienne des événements ayant une incidence sur la solvabilité d'une contrepartie et l'abaissement de la note de crédit d'une contrepartie
- Contrôle et suivi hebdomadaires, s'il y a lieu, des créances clients
- Examen et surveillance des principaux fournisseurs, contreparties et clients (p. ex., preneurs)

Au besoin, des mesures supplémentaires d'atténuation du risque seront prises pour réduire le risque auquel est exposée TransAlta. Ces mesures d'atténuation du risque peuvent comprendre, sans s'y limiter, le suivi immédiat des montants en souffrance, la modification de l'échéancier des paiements pour s'assurer de recevoir une partie des fonds plus rapidement, la demande de garanties supplémentaires, la réduction des délais de règlement des transactions et la collaboration étroite avec les contreparties concernées pour trouver des solutions négociées.

Notre profil de risque et nos pratiques de gestion du risque n'ont pas changé de manière significative depuis le 31 décembre 2019. En 2020, 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 2020 :

	Note de première qualité (%)	Note de qualité inférieure (%)	Total (%)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs ¹	92	8	100	583
Créances au titre de contrats de location- financement non courantes	100	—	100	228
Actifs de gestion du risque ¹	93	7	100	692
Prêt à recevoir ²	—	100	100	52
Total				1 555

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 22 millions de dollars (5 millions de dollars en 2019).

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 d'une combinaison de charges d'intérêts sur notre dette libellée en dollars australiens et de contrats de change à terme.

L'analyse de sensibilité de notre résultat net par rapport aux variations des taux de change a été préparée en utilisant l'évaluation par la direction selon laquelle une augmentation ou une diminution moyenne de 0,03 \$ des devises américaines et australiennes par rapport au dollar canadien se traduit par une variation potentielle raisonnable au cours du prochain trimestre, comme il est indiqué ci-dessous :

Facteur	Augmentation ou diminution	Incidence approximative sur le résultat net
Taux de change	0,03 \$	12 millions de dollars

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. Les notes de crédit favorisent ces activités et les variations des notes de crédit peuvent avoir une incidence sur notre capacité d'accéder aux marchés financiers, de conclure des transactions sur instruments dérivés ou des opérations de couverture dans le cours normal des activités, y compris celles menées par notre secteur Commercialisation de l'énergie, ou sur les coûts y afférents. 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 avoir une incidence sur 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 continuons à nous concentrer sur le maintien de notre situation et de notre souplesse financières. 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 2020, nos liquidités, qui s'élevaient à 2,1 milliards 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 2021.

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 CAFR sur l'exposition au risque de liquidité de nos activités de gestion du risque lié aux produits de base;
- en maintenant un bilan solide;
- 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. 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 pour en assurer l'efficacité.

Au 31 décembre 2020, environ 7 % (11 % en 2019) 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	30	1 million de dollars avant impôts

La réforme des taux interbancaires offerts pourrait avoir une incidence sur le risque de taux d'intérêt en ce qui concerne les facilités de crédit de la Société et l'obligation sans recours de Poplar Creek détenue par une filiale de TransAlta. La facilité utilise comme taux de référence le LIBOR pour les emprunts en dollars américains et le taux offert en dollars canadiens («CDOR») pour les emprunts en dollars canadiens, tandis que l'obligation sans recours utilise comme taux de référence le CDOR à trois mois. À ce jour, aucun emprunt en dollars américains n'a été effectué sur la facilité et il existe actuellement un plan visant à supprimer les taux CDOR à six et à douze mois, ce qui n'a pas d'incidence sur la facilité ni sur l'obligation sans recours.

Les swaps de taux d'intérêt différés en dollars canadiens et en dollars américains en cours ne devraient pas être touchés étant donné que leur règlement est prévu pour 2021 préalablement à toute modification des taux interbancaires offerts. La Société surveille la réforme et ne s'attend pas à ce qu'elle ait des répercussions importantes.

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 suivent les processus et politiques établis par la Société;
- en recensant les principaux risques à chaque étape de l'élaboration d'un projet et en veillant à ce que les plans d'atténuation soient pris en compte dans les estimations de capital et les imprévus;
- en examinant les plans des projets, les principales hypothèses et les résultats avec la haute direction avant de les faire approuver par le conseil;
- en appliquant de manière uniforme les méthodologies et les processus de gestion de projet;
- en déterminant des stratégies de passation de contrats qui soient cohérentes avec la portée et l'échelle du projet afin de garantir que les principaux risques, tels que la main-d'œuvre et la technologie, soient gérés par les entrepreneurs et les fournisseurs d'équipement;
- en garantissant que les contrats de construction et d'équipement majeur comprennent des conditions essentielles de rendement, de délais et de qualité, assorties de niveaux appropriés de dommages-intérêts prédéterminés;
- en révisant les projets après leur mise en service commerciale afin de s'assurer que les leçons qui en sont tirées sont intégrées dans le projet suivant;
- en négociant les contrats de construction et d'équipement important afin de fixer les principales modalités telles que le prix, la disponibilité de l'équipement à long délai de livraison, les taux de change et les garanties dans la mesure où cela est économiquement possible avant de poursuivre le projet;
- en négociant des conventions collectives afin de garantir les coûts, la demande 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 de personnel
- L'incapacité de parachever des travaux essentiels en raison des postes vacants
- L'incapacité de maintenir une rémunération juste en raison des modifications au titre 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 2020, 46 % (46 % en 2019) de notre main-d'œuvre était visée par 10 conventions collectives (10 en 2019). En 2020, deux conventions collectives (quatre en 2019) ont été renégociées. Nous prévoyons négocier avec succès trois conventions collectives en 2021.

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 dans chaque territoire où nous exerçons nos activités. 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 l'élaboration de politiques de tarification du carbone et au financement.

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 également 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 à la conception 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 consultations avec les parties prenantes nous ont permis de prendre part de façon dynamique 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. Nous atténuons 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 à la capacité de transport de la production existante et nouvelle est essentiel 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 distinguant comme voisin et partenaire d'affaires au sein des collectivités dans lesquelles nous exerçons nos activités pour 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 intéressées;
- 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 intéressées, 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 de nos partenariats et des fonds que celles-ci nous versent sous la forme notamment de distributions, de prêts, de dividendes ou autrement. En outre, nos filiales et nos partenariats peuvent être assujettis 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 d'une 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. Le modèle de cybersécurité de TransAlta repose sur trois piliers : la technologie, les processus et les gens. Chacun de ces piliers peut être renforcé indépendamment pour faire face aux cyberrisques et menaces spécifiques auxquels TransAlta est exposée. Parmi les cyberrisques importants qui pourraient constituer une menace pour TransAlta, mentionnons l'hameçonnage, les rançongiciels, l'ingénierie sociale, la chaîne d'approvisionnement, la prise en otages des produits de base, les mesures prises par l'État, l'intelligence artificielle, les attaques par apprentissage machine et un risque élevé de rotation du personnel de la cybersécurité. Les contrôles et les mesures de protection proactifs visant à atténuer les risques et les menaces liés à la cybersécurité auxquels est exposée l'entreprise comprennent ce qui suit :

- Utiliser les technologies en place pour restreindre la communication sur les réseaux de TransAlta afin de limiter la capacité des pirates informatiques d'atteindre leurs objectifs
- Confier en sous-traitance à une société tierce spécialisée dans la cybersécurité les composantes essentielles de notre programme de cybersécurité
- Améliorer nos politiques et nos processus en procédant à des examens périodiques et à la simulation d'exercices sur maquette
- Mettre en place une campagne de sensibilisation à la cybersécurité et un programme de formation efficaces et percutants
- Intégrer la cybersécurité dans nos processus opérationnels et procéder à de solides évaluations des risques liés à la cybersécurité
- Améliorer constamment notre programme de cybersécurité afin qu'il soit efficace pour répondre aux risques liés à la cybersécurité et y faire face

Bien que nous disposions d'une cyberassurance, ainsi que de systèmes, de politiques, de matériel, de pratiques et de 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

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	3 millions 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, y compris leur nature et leur bien-fondé, 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. Se reporter à la rubrique «Autre analyse consolidée» du présent rapport de gestion pour en savoir plus.

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 2020. 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. À l'heure actuelle, les cyberrisques ne sont pas couverts.

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»). Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, la majorité de notre effectif qui soutient et réalise notre CIIF et nos CPCI travaillait à distance. L'incidence sur la conception et le fonctionnement des contrôles internes est minimale. La direction a examiné les changements résultant des mesures prises en réponse à la COVID-19 et a l'assurance raisonnable que les changements apportés aux processus n'ont pas eu, ou ne sont pas raisonnablement susceptibles d'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 applicables 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 de gestion. 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 2020, fin de la période visée par le présent rapport de gestion, notre CIIF et nos CPCI étaient efficaces.