


The background of the entire page is a high-angle photograph of a wind turbine. The turbine's tower and nacelle are visible in the lower-left foreground, with one of its three blades extending towards the center. The rest of the image is a vast, rolling landscape covered in trees with vibrant autumn foliage in shades of red, orange, and yellow. In the distance, another wind turbine is visible on a hill under a clear blue sky.

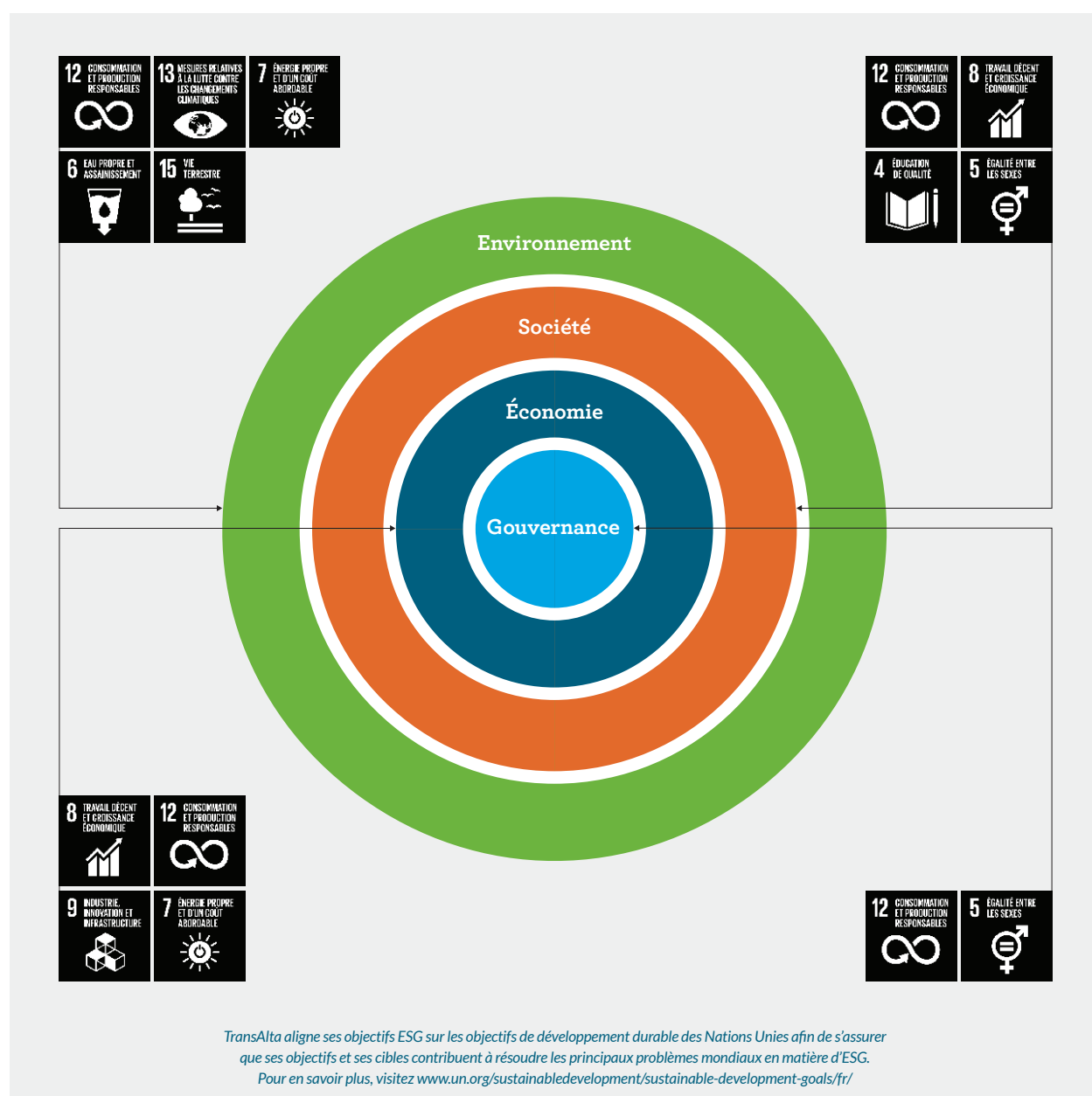
# Notre avantage E<sup>2</sup>SG



Lettre aux actionnaires	2
Message du président du conseil d'administration	7
TransAlta en bref	10
Notre performance en matière d'E <sup>2</sup> SG	12
Présentation de l'information et reconnaissance en matière d'E <sup>2</sup> SG	14
Notre transformation énergétique de 2000 à 2025	15
Notre culture	16
Rapport de gestion	RG1
États financiers consolidés	ÉF1
Notes des états financiers consolidés	ÉF12
Résumé des données financières et statistiques sur onze ans	284
Tableau récapitulatif des centrales	287
Indicateurs de performance du développement durable	288
Déclaration d'assurance indépendante relative au développement durable	296
Information pour les actionnaires	299
Faits saillants pour les actionnaires	303
Renseignements sur la Société	304
Glossaire des termes clés	305

## Chez TransAlta, E<sup>2</sup>SG ne se résument pas à une stratégie commerciale, mais constituent un avantage concurrentiel.

Le développement durable (ou ESG) est l'une de nos valeurs fondamentales : il fait partie de notre culture d'entreprise et constitue une priorité absolue. Nous nous efforçons d'intégrer le développement durable dans la gouvernance, la prise de décision, la gestion des risques et nos processus d'affaires quotidiens, tout en équilibrant les impératifs de croissance et l'économie – de là le deuxième E dans E<sup>2</sup>SG. Le résultat de notre engagement à l'égard du développement durable est l'amélioration continue des enjeux fondamentaux en matière d'ESG et la garantie que la création de valeur économique est équilibrée grâce à une proposition de valeur en faveur de l'environnement et des personnes.





**Les événements de cette année ont été inattendus et éprouvants, engendrant des moments de profonde inquiétude face à l'avenir. Pourtant, étape par étape, heure par heure, l'équipe de TransAlta a fait face à la situation et a pris les mesures nécessaires pour préserver la vigueur de l'entreprise, assurer la sécurité de notre personnel et servir nos clients.**

En tant qu'actionnaires, vous pouvez être fiers de notre gestion de la pandémie de COVID-19 et du positionnement de la Société pour 2021 et au-delà. Nous avons terminé l'année 2020 avec d'excellents résultats financiers et opérationnels et nous avons fait des progrès considérables au chapitre de l'exécution de nos stratégies visant à transformer notre avenir.

Le 4 février 2021, notre conseil d'administration a annoncé mon départ à la retraite, le 31 mars 2021, et l'entrée en fonction de John Kousinioris en tant que nouveau chef de la direction de TransAlta à compter du 1<sup>er</sup> avril. Je suis ravie que le conseil d'administration ait choisi M. Kousinioris pour me remplacer et j'ai vivement soutenu sa nomination. Pour avoir travaillé avec John pendant plus de huit ans, je peux vous dire qu'il a su s'imposer comme un leader respecté et accompli, capable de diriger habilement l'entreprise au cours de la prochaine décennie. Il est prêt à faire entrer la Société dans ce qui s'annonce une période palpitante, l'électricité propre jouant un rôle de plus en plus déterminant et important dans nos vies.

L'année 2020 a été marquée par la résilience de nos gens, la performance de notre portefeuille diversifié de placements et les progrès réalisés en matière d'E<sup>2</sup>SG (économie, environnement, société et gouvernance). Nos investissements accrus dans TransAlta Renewables et dans l'abandon du charbon en Alberta ont renforcé le cadre général de TransAlta en matière d'E<sup>2</sup>SG. Grâce à nos investissements stratégiques, aux actifs hydroélectriques que nous détenons en Alberta et à notre positionnement dans le secteur concurrentiel de la production à partir du gaz, le cadre d'E<sup>2</sup>SG de TransAlta est devenu un atout de votre portefeuille.

### Solide performance

Malgré une année difficile, l'équipe de TransAlta a dégagé des flux de trésorerie solides de 358 millions de dollars, ce qui démontre une fois de plus la valeur de notre portefeuille diversifié. Cette année, les résultats exceptionnels de nos activités aux États-Unis et la solide performance de notre salle des marchés ont compensé les répercussions de la COVID-19 sur nos activités en Alberta.

Nos flux de trésorerie disponibles de 1,31 \$ par action ont été excellents, surtout si l'on considère que notre secteur Énergie thermique en Alberta a enregistré une baisse de 159 millions de dollars de ses flux de trésorerie disponibles par rapport à 2019, en raison du ralentissement économique dans la province. En 2020, nous avons remboursé 61 millions de dollars de capital aux actionnaires en achetant et en annulant 7,35 millions d'actions ordinaires à un prix moyen de 8,33 \$ par action dans le cadre de notre offre publique de rachat dans le cours normal des activités.

Le cours de notre action est passé de 9,28 \$ à plus de 9,67 \$ cette année et a continué à grimper au début de 2021, les investisseurs ayant réalisé l'immense valeur du portefeuille de TransAlta. Nous avons également augmenté le dividende de 6 % pour une deuxième année. En octobre, nous avons reçu la deuxième tranche du financement de Brookfield et avons



L'année 2020 a été marquée par la résilience de nos gens, la performance de notre portefeuille diversifié de placements et les progrès réalisés en matière d'E<sup>2</sup>SG (économie, environnement, société et gouvernance).



remboursé 400 millions de dollars de la dette arrivant à échéance en 2020. Maintenant que nous avons mené à bien notre programme de désendettement, l'avenir est au remboursement de capital aux actionnaires et au financement de la croissance.

Notre indicateur clé de performance en matière de sécurité est le taux de fréquence totale des blessures et nous avons fixé notre objectif pour 2020 à 1,17, une performance qui se situe dans le quartile supérieur. Nous avons atteint 1,67, soit une performance beaucoup moins bonne que prévu. Nous nous étions fixé un objectif et nous avons raté la cible! Un tel échec à TransAlta nous incite tous à faire mieux, c'est pourquoi en 2021 nous poursuivrons avec diligence l'amélioration de notre culture de la sécurité. Sur une note positive, pour ce qui est de la gestion totale de la sécurité, le nombre de dangers et de quasi-incidents observés et déclarés a augmenté de 40 % par rapport à 2019. La disponibilité ajustée a été de 90,3 % en 2020, comparativement à 90 % en 2019.

Comme je l'ai indiqué plus haut, nos activités en Alberta ont connu une chute abrupte de la demande, la COVID-19 ayant eu de profondes répercussions sur l'économie de la province. À la mi-mars, la charge avait diminué de près de 450 MW, les entreprises ayant dû cesser leurs activités et obliger leurs employés à faire du télétravail. En mai, la perte de charge grimpait à 1 000 MW, la chute des prix du pétrole ayant entraîné des interruptions dans la production de pétrole et de gaz, le secteur ayant tenté de protéger ses marges. Les prix marchands annuels en Alberta ont été de 8 \$ le mégawattheure inférieurs aux prévisions en raison de cette baisse de la demande, et les ventes de mégawattheures au réseau ont été durement touchées. Mais nous avons continué de maintenir une solide situation financière en 2020 grâce aux excellentes opérations de couverture de notre équipe et à la solide performance de Centralia et de notre secteur Commercialisation de l'énergie. Notre portefeuille diversifié a rapporté et, en novembre 2020, la totalité de la charge, sauf 150 MW, était rétablie en Alberta.

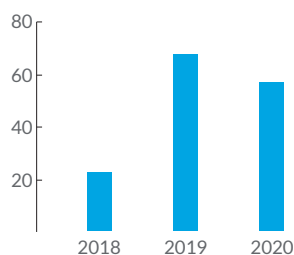
En mai, nous avons décidé de revoir à la baisse nos objectifs de croissance, avant tout pour pouvoir conserver des liquidités au cas où la COVID-19 se répercuterait sur nos clients plus durement que prévu. Heureusement, tout au long de l'année, les clients ont tous payé leurs factures à temps et les recouvrements n'ont été que légèrement touchés. Toutefois, nous avons terminé l'année 2020 avec des liquidités beaucoup plus importantes que prévu et, à la fin de l'année, nous avons accès à 2,1 milliards de dollars de liquidités, dont 703 millions de dollars en trésorerie et équivalents de trésorerie.

### Mise en œuvre de la stratégie

Nous avons réduit nos émissions de gaz à effet de serre de 61 % depuis 2005, ce qui est plus que n'importe quel pays du monde. Grâce à notre stratégie de conversion au gaz, nos émissions de gaz à effet de serre ont diminué, passant de 42 millions de tonnes en 2005 à un peu plus de 16 millions de tonnes aujourd'hui. D'ici la fin de 2030, nos émissions devraient atteindre 12,5 millions de tonnes, soit une réduction d'environ 70 % par rapport à nos niveaux de 2005. TransAlta a fait d'importants progrès dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre, ce qui nous place en tête de liste pour les investisseurs ESG.

### Rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA

(en millions de dollars)



# 61 millions de dollars

## Capital remboursé aux actionnaires en 2020

Grâce à une répartition du capital rigoureuse

L'équipe a mené à bien notre stratégie en 2020. Nous avons poursuivi notre programme de conversion au gaz, et le 1<sup>er</sup> février 2021, nous avons annoncé la remise en service définitive de l'unité 6 de la centrale de Sundance, dorénavant alimentée exclusivement au gaz. À la fin de 2020, nous avons démantelé l'unité 1 de notre centrale de Centralia dans l'État de Washington, conformément à l'engagement que nous avons pris envers l'État, en vertu du projet de loi Energy Transition Bill. L'accord conclu en 2011 nous a permis de maintenir les deux unités en service, sans responsabilité carbone, en échange de certaines dates de fermeture, soit fin 2020 pour l'unité 1 et 2025 pour l'unité 2. L'unité 1 a fonctionné pendant 20 ans sous notre contrôle, a enregistré plus de 9,2 millions d'heures-personnes et a fait travailler des centaines de personnes pendant plus de 20 ans.

En novembre, nous avons confirmé notre engagement de poursuivre le projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance en Alberta, qui consistera à convertir une unité thermique au charbon existante en centrale électrique alimentée au gaz naturel à cycle combiné hautement efficiente. Ce projet de rééquipement a reçu l'approbation du conseil d'administration de la Société et devrait être mis en service au quatrième trimestre de 2023.

Nous avons annoncé que nous mettrons fin aux activités de notre mine de charbon de Highvale, en Alberta, à la fin de 2021. Ainsi, l'unité 1 de la centrale de Keephills et l'unité 4 de la centrale de Sundance élimineront le charbon et ne seront plus alimentées qu'au gaz après le 31 décembre 2021. Le gouvernement fédéral a annoncé son intention, en décembre 2020, de porter la taxe sur le carbone au Canada à 170 \$ la tonne d'ici 2030. Cette annonce a confirmé que notre décision d'accélérer notre stratégie d'élimination du charbon d'ici à la fin de 2021 était prudente.

Cette année, nous avons réalisé d'importants progrès dans nos projets d'énergies renouvelables. En octobre, nous avons annoncé que notre projet de stockage à batteries WindCharger de 10 MW avait commencé ses activités commerciales. Le coût du capital de ce projet s'est élevé à quelque 14 millions de dollars, dont 50 % environ ont été financés par Emissions Reduction Alberta. L'installation est située au parc éolien de Summerview et constitue la première du genre à produire de l'électricité garantie vraiment verte. Il s'agit d'un test pour l'avenir où les batteries remplaceront les sources d'énergie renouvelables et intermittentes.

En décembre, nous avons fait l'acquisition d'une participation de 49 % dans le parc éolien de Skookumchuck, dans l'État de Washington. Nous avons combiné cette participation à notre projet de parc éolien Windrise en Alberta et à notre projet de centrale de cogénération Ada pour réaliser la cession à TransAlta Renewables de ces trois actifs visés en grande partie par des contrats. Cette transaction a été gagnant-gagnant pour les actionnaires de TransAlta et de TransAlta Renewables. Les actionnaires de TransAlta Renewables ont reçu 439 millions de dollars d'actifs de TransAlta, et TransAlta continue de détenir une participation de 60 % par le truchement de sa participation dans TransAlta Renewables. La transaction a prolongé l'horizon des flux de trésorerie visés par



**TransAlta est en très bonne position pour réduire les émissions de gaz à effet de serre tout en continuant d'offrir à ses clients une électricité fiable et peu coûteuse. Nous avons une stratégie simple et ciblée, une performance soutenue et un personnel exceptionnel.**

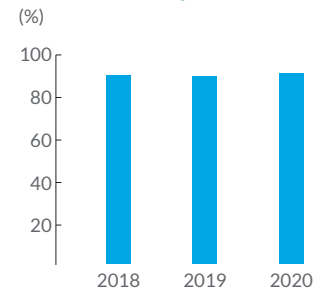


Nous avons annoncé que nous mettrons fin aux activités de notre mine de charbon de Highvale, en Alberta, à la fin de 2021. Ainsi, l'unité 1 de la centrale de Keephills et l'unité 4 de la centrale de Sundance élimineront le charbon et ne seront plus alimentées qu'au gaz après le 31 décembre 2021. Le gouvernement fédéral a annoncé son intention, en décembre 2020, de porter la taxe sur le carbone au Canada à 170 \$ la tonne d'ici 2030. Cette annonce a confirmé que notre décision d'accélérer notre stratégie d'élimination du charbon d'ici à la fin de 2021 était prudente.

Cette année, nous avons réalisé d'importants progrès dans nos projets d'énergies renouvelables. En octobre, nous avons annoncé que notre projet de stockage à batteries WindCharger de 10 MW avait commencé ses activités commerciales. Le coût du capital de ce projet s'est élevé à quelque 14 millions de dollars, dont 50 % environ ont été financés par Emissions Reduction Alberta. L'installation est située au parc éolien de Summerview et constitue la première du genre à produire de l'électricité garantie vraiment verte. Il s'agit d'un test pour l'avenir où les batteries remplaceront les sources d'énergie renouvelables et intermittentes.

En décembre, nous avons fait l'acquisition d'une participation de 49 % dans le parc éolien de Skookumchuck, dans l'État de Washington. Nous avons combiné cette participation à notre projet de parc éolien Windrise en Alberta et à notre projet de centrale de cogénération Ada pour réaliser la cession à TransAlta Renewables de ces trois actifs visés en grande partie par des contrats. Cette transaction a été gagnant-gagnant pour les actionnaires de TransAlta et de TransAlta Renewables. Les actionnaires de TransAlta Renewables ont reçu 439 millions de dollars d'actifs de TransAlta, et TransAlta continue de détenir une participation de 60 % par le truchement de sa participation dans TransAlta Renewables. La transaction a prolongé l'horizon des flux de trésorerie visés par

### Disponibilité ajustée



**927 millions de dollars**

**BAIIA aux fins de comparaison**

En hausse de 7 millions de dollars par rapport à 2019, après ajustements

des contrats à TransAlta Renewables et apporte stabilité et durabilité à notre dividende annuel de 150 millions de dollars provenant de notre participation dans TransAlta Renewables. Cette transaction nous a donné la confiance nécessaire pour annoncer une augmentation du dividende de 6 % pour les actionnaires de TransAlta.

En décembre, nous avons annoncé un petit investissement dans une société appelée EMG International LLC, qui détient une technologie permettant d'assainir biologiquement les eaux usées dans l'industrie alimentaire. Nous estimons que la conservation de l'eau deviendra un enjeu clé du développement durable et que le fait de travailler avec EMG pour développer ses activités et commercialiser une énergie propre et renouvelable auprès de sa clientèle est un moyen peu coûteux et à faible risque d'étendre notre rayonnement pour englober les clients industriels des États-Unis et leur offrir nos produits E<sup>2</sup>SG dans les domaines de la cogénération, de la production d'énergie éolienne et solaire, et maintenant de l'eau.

Dans l'ensemble, notre plan d'investissement dans l'énergie propre se déroule bien et constitue la bonne stratégie pour suivre les tendances selon lesquelles les clients réclament de plus en plus une électricité propre, peu coûteuse et fiable. D'ici la fin de 2021, les unités 2 et 3 de la centrale de Keephills seront alimentées au gaz, l'unité 5 de la centrale de Sundance sera en construction, et notre mine de charbon sera fermée et passera à la phase de remise en état. À mesure que les besoins en capitaux de notre plan d'investissement dans l'énergie propre seront satisfaits, les actionnaires de TransAlta disposeront de plus de liquidités pour le réinvestissement, le rachat d'actions et les dividendes. Les 150 millions de dollars de liquidités que TransAlta Renewables verse annuellement en dividendes aux actionnaires de TransAlta constituent une source stable et constante de flux de trésorerie pour les investisseurs qui, combinée aux liquidités excédentaires provenant de nos activités en Alberta et du secteur Commercialisation de l'énergie, nous assure de solides flux de trésorerie pour saisir les occasions qui se dessinent en matière de transition énergétique.

### Des employés résilients

Pour une entreprise qui se targue de servir la communauté, il est difficile de traverser une pandémie, mais ce n'est pas insurmontable. Notre personnel s'est rapidement mobilisé pour protéger les employés occupant des postes essentiels et forcés de travailler sur place, dans les centrales, pendant la pandémie. En juin, les employés en télétravail ont pu retourner travailler dans nos bureaux où des protocoles stricts de distanciation physique, de port de masque et de nettoyage des surfaces approuvés par les autorités sanitaires ont été mis en place. Toutefois, ils ont été déçus de devoir retourner en télétravail en décembre au Canada et aux États-Unis, et nous devons, encore en 2021, nous adapter aux aléas de la pandémie. Cependant, comme nous avons pu le constater en 2020, l'équipe observe des pratiques exceptionnelles pour assurer la bonne marche de nos activités et continuera de poursuivre la mise en œuvre de notre stratégie quoiqu'il arrive.

En 2020, nous avons démontré que chez TransAlta nous formons une seule et même grande famille. Nous sommes vraiment plus forts ensemble. Nous avons obtenu des résultats qui se situent dans le quartile supérieur de notre indice de santé organisationnelle – un sondage dans le cadre duquel nos employés évaluent la performance de TransAlta et dont les résultats sont mesurés par rapport à ceux de trois millions d'autres employés évaluant la santé organisationnelle de leur entreprise. Il nous a fallu quatre ans pour passer du quatrième au premier quartile, ce qui n'aurait pu se faire sans l'engagement concerté des dirigeants de la Société.

Je suis extrêmement fier de l'engagement que nous avons pris chez TransAlta de promouvoir la diversité, l'équité et l'inclusion en milieu de travail. Par cet engagement, nous chercherons à éliminer les obstacles systémiques qui peuvent empêcher l'épanouissement des employés issus de la diversité, notamment les minorités visibles, les Autochtones, les membres de la communauté LGBTQ+, les personnes handicapées et les femmes. Pour nous, la diversité et l'inclusion sont la garantie d'un sentiment d'appartenance pour tous nos employés. En 2021, nos plans et nos résultats à ce chapitre seront présentés au conseil d'administration.

## Ce que nous réserve l'avenir

Pour ce qui est de l'avenir, l'équipe entrevoit diverses possibilités d'expansion de notre portefeuille d'actifs d'énergies renouvelables et de centrales au gaz au Canada, aux États-Unis et en Australie. Bien que nous ne soyons pas la seule organisation à vouloir mettre en œuvre de tels projets, nous constatons que les clients apprécient grandement le savoir-faire et les capacités des entreprises de production d'électricité. TransAlta demeurera une entreprise axée sur la technologie et l'innovation tout en explorant la viabilité des investissements selon les principes d'E<sup>2</sup>SG dans le captage et le stockage du carbone, l'hydrogène, le stockage par pompage, les batteries et autres. Le portefeuille d'actifs de croissance de l'équipe cumule plus de 3 000 MW, y compris le projet novateur de stockage par pompage hydraulique de Brazeau. Alors que les gouvernements et les entreprises se rallient à l'idée de neutralité carbone d'ici 2050, des projets comme celui de la centrale de Brazeau, qui permet de stocker une source fiable d'énergie verte, deviennent d'autant plus importants. TransAlta est prête à accélérer et à relancer la croissance du BAIIA en 2021 et au-delà.

Nous nous attendons également à une pression croissante de la part des investisseurs et des parties prenantes pour que nous continuions à réduire nos émissions et à rendre notre portefeuille plus vert. TransAlta est en très bonne position pour réduire les émissions de gaz à effet de serre tout en continuant d'offrir à ses clients une électricité fiable et peu coûteuse. Nous avons une stratégie simple et ciblée, une performance soutenue et un personnel exceptionnel.

Comme toujours, nous vous remercions pour votre fidèle engagement et votre soutien. Merci tout particulièrement aux membres de notre conseil d'administration qui ont travaillé avec moi au cours des trois dernières années afin d'assurer le transfert en douceur du leadership de TransAlta à un nouveau chef de la direction et à une solide équipe de dirigeants. Malgré une pandémie mondiale, et ses répercussions exceptionnelles sur l'économie de l'Alberta, 2020 a été une très bonne année pour TransAlta. La Société le doit entièrement à ses employés résilients qui font leur travail sans faire de vagues et en exerçant un leadership dans tous les secteurs de l'organisation.



**Dawn L. Farrell**

Présidente et chef de la direction

Le 2 mars 2021



## Message du président du conseil d'administration



**J'ai eu l'honneur et l'immense privilège de présider le conseil d'administration de TransAlta Corporation au cours de la dernière année. Dire que cette année a été mouvementée pour TransAlta serait un euphémisme. La pandémie de COVID-19 a perturbé tous les secteurs de l'économie canadienne, entraînant une chute abrupte de la demande d'énergie, y compris dans le secteur de l'électricité.**

Grâce au talent et au niveau de préparation de l'organisation, les équipes de TransAlta ont veillé à ce que nous puissions traverser cette crise imprévue avec force et ont ajusté le tir au besoin. Cette pandémie a été, bien sûr, le plus grand obstacle que nous avons eu à surmonter en 2020. Et elle s'est aggravée à un moment où nous venions d'entamer un grand projet de construction nécessitant des efforts importants pour maintenir un environnement de travail sain et sécuritaire. En tant que fournisseur d'un service essentiel, il était impératif pour nous d'assurer le bon fonctionnement de notre chaîne d'approvisionnement et de nous doter de tout l'équipement de protection individuelle nécessaire, mais pour lequel il y avait une pénurie mondiale. Malgré ces contraintes, le projet a été achevé dans les délais et les limites du budget, et l'équipe de TransAlta est parvenue à assurer le bon déroulement de toutes les activités de manière à éviter des ruptures d'approvisionnement pour nos clients. Fait plus important encore, le virus de la COVID-19 a eu peine à se propager dans nos nombreux espaces de travail et les protocoles mis en place ont été suffisamment robustes pour empêcher toute transmission au sein de notre effectif sur place.

Dans des moments difficiles comme ceux que nous avons connus en 2020, les organisations sont mises à l'épreuve d'une manière que personne n'aurait pu prévoir. Je suis extrêmement fier de la façon dont le conseil d'administration et la direction ont travaillé ensemble pour faire face à la pandémie. Comme tout le monde, nous avons dû nous adapter aux réunions à distance qui ont mis à l'épreuve nos capacités collectives à rester efficaces et productifs. La lutte contre la pandémie a exigé de tous les membres de l'équipe de direction et du conseil d'administration qu'ils fassent des heures supplémentaires, en plus de celles nécessaires à l'exécution du plan d'affaires. Je suis vraiment fier de tous les membres de TransAlta qui, par leurs efforts, leur capacité d'adaptation, leur sens de l'innovation et leur détermination, nous ont permis d'atteindre pratiquement tous les principaux objectifs de la Société pour l'année, bien que d'une manière bien différente de celle qui avait été prévue au moment de l'établissement de ces objectifs. Jamais le talent au sein de l'organisation n'a été mis à l'épreuve comme il l'a été en 2020 et je ne pourrais surestimer la performance exemplaire de toute l'équipe.

Je crois que la réponse de la direction à la pandémie a été exceptionnelle. Tout au long de l'année et jusqu'en 2021, alors que les informations concernant les menaces du virus pour la santé publique évoluaient, la priorité absolue a été de tenir tous les membres de l'équipe de TransAlta au courant de la situation. Ce fut évidemment tout un défi, étant donné les nombreuses informations contradictoires circulant dans les nouvelles et les médias sociaux. Nous avons donc décidé de faire appel à des médecins, des immunologues et, plus récemment, un vaccinologue, pour qu'ils communiquent directement avec tous les membres de l'organisation dans le cadre de réunions fréquentes visant à répondre à leurs questions. Je suis convaincu que cet accès direct à des professionnels de la santé a permis à tous de prendre des décisions éclairées face à la pandémie dans le contexte de leur situation personnelle et familiale. Par conséquent, l'incidence du virus au sein de notre

personnel a été minime, et, à notre connaissance, aucun cas de transmission sur les sites de travail de TransAlta n'a été rapporté. Cela nous a aussi permis de rouvrir notre siège social en toute confiance et sécurité, la majeure partie de notre personnel étant revenu à temps plein ou partiel plus tôt que dans la plupart des autres entreprises. Je crois que ce facteur a joué un rôle clé dans les solides résultats financiers que nous avons obtenus pour nos actionnaires.

### Réponse à la pandémie

Notre réponse exemplaire à la pandémie n'est pas notre seule performance notable en 2020. Nous sommes fiers d'être les récipiendaires de deux importantes distinctions reconnaissant les efforts de notre équipe de direction et de notre conseil d'administration, soit le prix Governance Gavel Award de la Coalition canadienne pour une bonne gouvernance, et notre saut important dans le classement des Board Games du quotidien *The Globe and Mail*. Ces réalisations importantes nous permettront de continuer à hisser la société au rang de leader du secteur en matière de gouvernance d'entreprise et de communication de l'information. L'importance de la diversité, au sein tant de l'organisation que du conseil d'administration, est bien comprise chez TransAlta et nous sommes résolument déterminés à atteindre les objectifs que nous nous sommes fixés en matière de diversité et d'inclusion. Bien que nous ayons déjà une grande diversité au sein de l'organisation, il reste encore du travail à faire et nous sommes résolus à le poursuivre. Cependant, la diversité pour la diversité ne profite à personne. Nous visons une diversité qui contribue au perfectionnement et à la promotion des talents au sein de l'organisation. Nous sommes convaincus que nous pouvons atteindre nos objectifs ambitieux en matière de diversité dans les délais fixés par notre équipe de direction. Soulignons qu'en réponse à une initiative des employés, nous avons créé en 2020, chez TransAlta, un Conseil pour la diversité et l'inclusion composé de représentants des différents échelons de l'organisation afin de faire avancer nos initiatives en matière de diversité.

Comme toujours, la sécurité de nos gens demeure au centre de nos priorités. L'achèvement en toute sécurité de notre premier projet de conversion du charbon au gaz en Alberta a été une autre réalisation majeure. Cette conversion est la première grande étape de notre engagement à mettre fin à toutes les activités d'extraction du charbon d'ici la fin de 2021 et à éliminer le charbon dans nos centrales canadiennes d'ici la fin de 2023. Nous sommes en bonne voie de réaliser notre plan d'investissement dans l'énergie propre annoncé en 2019. Malheureusement, dans le cadre de cette transition, nous devons nous départir d'un grand nombre d'employés de longue date dans nos centrales thermiques. Nous remercions tous ces employés pour leur engagement exceptionnel et leurs efforts assidus pendant leurs nombreuses années au service de la Société.

La fin de l'année 2020 a marqué la fin d'un marché de capacité en Alberta. Notre équipe a travaillé fort pour préparer l'organisation à faire partie du marché de la production marchande de l'Alberta au sein duquel nous menons actuellement nos activités. Nous sommes convaincus que ces préparatifs assureront une transition sans heurts et le maintien de solides résultats financiers. En 2020, nous avons franchi une autre étape, soit la réception de la dernière tranche de 400 millions de dollars du capital lié à la transaction de 2019 avec un membre du groupe de Brookfield Asset Management. Le renforcement de notre bilan qui en résulte nous permet désormais d'affecter nos flux de trésorerie disponibles à la mise en oeuvre de notre stratégie de croissance et de rembourser davantage de capital aux actionnaires en haussant le dividende. Une autre grande réalisation de 2020 a été la mise en service de WindCharger, la première installation de stockage à batteries à grande échelle en Alberta. Nous sommes tous très enthousiastes face à de tels projets et aux nouvelles possibilités qui s'offrent à nous pour faire de TransAlta un leader de l'électricité propre.

Au début de février, le conseil d'administration a annoncé le départ à la retraite de Dawn Farrell et l'entrée en fonction de John Kousinioris en tant que nouveau chef de la direction le 1<sup>er</sup> avril 2021. La carrière de M<sup>me</sup> Farrell dans le domaine de l'électricité, qui dure depuis 35 ans, est jalonnée de réalisations importantes, dont l'entrée de TransAlta dans le monde de l'électricité propre et sa sortie de la production d'électricité à partir du charbon. Elle va vraiment nous manquer. Je vous invite à vous joindre à moi pour féliciter John Kousinioris pour sa nomination. M. Kousinioris est prêt à faire entrer l'entreprise dans ce qui s'annonce comme une période palpitante au moment où l'électricité propre devient un acteur plus essentiel que jamais dans la production de l'énergie dont nous avons besoin. J'ai pleinement confiance dans sa capacité à diriger l'entreprise.

Notre organisation est forte, talentueuse, agile et manifestement capable de réagir efficacement aux événements perturbateurs auxquels sont confrontées les entreprises de moins grande envergure. En 2020, nous avons été privés du talent et du leadership de notre président du conseil et ambassadeur, Gordon Giffin, qui a annoncé son départ à la retraite lors de l'assemblée générale annuelle. Nous avons tous grandement bénéficié de son leadership et lui sommes extrêmement reconnaissants pour sa contribution à TransAlta. Nous tenons également à remercier sincèrement toutes les parties prenantes, les employés, les membres du conseil d'administration et les collectivités où nous exerçons nos activités de nous avoir aidés à relever les nombreux défis auxquels nous avons été confrontés. Au nom de votre conseil d'administration, je puis vous assurer que TransAlta demeure résolue à poursuivre une démarche responsable de croissance et de mise en valeur de projets énergétiques et a adopté la bonne stratégie pour répondre aux besoins futurs en électricité propre.



**John P. Dielwart**

Président du conseil d'administration

Le 2 mars 2021

**9,5** milliards  
de dollars

**Valeur d'entreprise**

Bilan solide et gestion rigoureuse du capital

**3,0** milliards  
de dollars

**Capitalisation boursière**

Inscrite à la cote de la TSX et de la NYSE



## Effectif engagé

**Nos employés sont au cœur de la création de valeur**

Environ 1 500 employés actifs

**>109** ans

**Expérience dans  
la production d'énergie**

Le fondement de notre stratégie ciblée



## Portefeuille diversifié

**75 installations de production d'une capacité nette d'environ 8 000 MW**

En exploitation au Canada, aux États-Unis et en Australie



Énergie  
hydroélectrique



Énergie  
solaire



Énergie  
éolienne



Stockage  
d'énergie



Gaz



Charbon



## **Une des sociétés de production d'électricité cotées en Bourse les plus importantes au Canada**

Nous détenons, exploitons et gérons un portefeuille d'actifs en grande partie assujettis à des contrats et diversifiés géographiquement.

## **Une stratégie ciblée pour la création de valeur**

Nous avons comme objectif de créer de la valeur pour les actionnaires en obtenant de solides rendements grâce à une combinaison de rendement des actions et de croissance rigoureuse des flux de trésorerie par action.

## **Mise en œuvre réussie de notre plan de conversion au gaz**

Nous aurons éliminé le charbon au Canada d'ici la fin de 2021 grâce à un plan de transition entièrement financé.

## **Assurer la croissance de notre portefeuille d'actifs d'énergies renouvelables**

Nous avons un solide portefeuille de projets d'une capacité potentielle de plus de 2,4 GW dans le secteur des énergies renouvelables, et nous sommes le commanditaire et le propriétaire majoritaire de TransAlta Renewables.

**358** millions de dollars

**Flux de trésorerie disponibles en 2020**

Solide performance malgré les défis posés par la COVID-19

**25** millions de tonnes

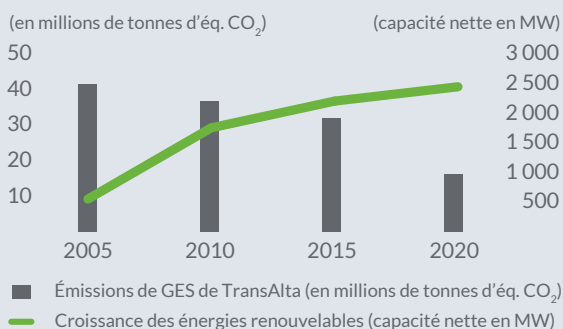
**Réduction des émissions de gaz à effet de serre depuis 2005**

Nous avons mieux fait que tout autre pays dans le monde en pourcentage

**1 500** MW

**Croissance de la capacité nette dans le secteur des énergies renouvelables depuis 2005**

**Réduction des GES et croissance des énergies renouvelables**



**15** millions de dollars


**Investissement dans les collectivités au cours des six dernières années**

Jeunesse et éducation  
Leadership en matière d'environnement  
Santé et bien-être des collectivités

**Une première en Alberta  
Projet de stockage à batteries**

Mis en service en 2020 et financé à hauteur de 50 % par Emissions Reduction Alberta





**Le plus grand producteur d'énergie éolienne au Canada et d'énergie hydroélectrique en Alberta**

**Contribution à plus de 10 % des réductions d'émissions de GES requises au Canada**

conformément à la cible de réduction des GES au Canada pour 2030, en vertu de l'Accord de Paris

**Adoption de l'engagement en matière de diversité, d'équité et d'inclusion**

Signé par les membres du conseil et de l'équipe de direction en vue de l'atteinte de notre objectif, en matière de diversité de genre, d'une représentation féminine de 40 % d'ici 2030

**Progrès réalisés en matière de transformation de notre culture de la sécurité**

La sécurité de nos gens, de nos collectivités et de l'environnement est l'une de nos valeurs fondamentales

**TransAlta, une seule et même grande famille**

Atteinte de résultats dans le quartile supérieur de notre indice de santé organisationnelle

# Présentation de l'information et reconnaissance en matière d'E<sup>2</sup>SG

## Économie / Environnement / Société / Gouvernance

Nous publions des rapports sur le développement durable depuis plus de 25 ans et 2020 marque la sixième année de publication intégrant l'information financière et l'information en matière d'ESG. Nous suivons plus de 80 indicateurs clés de performance sociale et environnementale et faisons rapport en conformité avec deux grands cadres de présentation de l'information sur les questions ESG, soit le GIFCC<sup>1</sup> et le SASB<sup>2</sup>.

Notre processus phare de fixation des cibles de développement durable 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.

### Les cinq piliers de TransAlta en matière de développement durable

Production d'électricité propre, fiable et durable

Milieu de travail sécuritaire, sain, diversifié et engagé

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

Pratiques progressistes de gestion environnementale

Technologie et innovation



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.

Le **CDP** (le réseau mondial d'information sur les conséquences environnementales, anciennement appelé Carbon Disclosure Project) a attribué la note A- à TransAlta, classant la Société parmi les chefs de file de l'industrie en matière de gestion des changements climatiques. Le CDP a créé un système qui suscite un engagement inégalé sur les questions environnementales dans le monde entier.

En 2021, TransAlta a été de nouveau ajoutée à **l'indice d'égalité des sexes de Bloomberg**. La publication normalisée des données relatives au sexe permet aux entreprises d'attirer des capitaux et des talents, et donne aux investisseurs le pouvoir de prendre des décisions dans une optique sociale et aux employés et communautés de tenir les entreprises responsables des progrès réalisés.

Le quotidien **The Globe and Mail** a rapporté que nous sommes passés du 48<sup>e</sup> au 14<sup>e</sup> 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.

1) Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques 2) Sustainability Accounting Standards Board



La transformation énergétique qui doit s'échelonner sur un quart de siècle chez TransAlta vise l'abandon complet du charbon, la croissance importante des énergies renouvelables et l'augmentation des solutions alimentées au gaz sur place pour les clients. La transformation et les E<sup>2</sup>SG sont un engagement à long terme.

## Nos progrès de 2000 à 2025

Transition vers d'autres énergies que le charbon :

Abandon du charbon dans 17 centrales, ce qui représente une capacité totale nette d'environ 5 000 MW

Réductions des émissions de GES : En voie d'atteindre des réductions d'environ 30 millions de tonnes éq. CO<sub>2</sub>

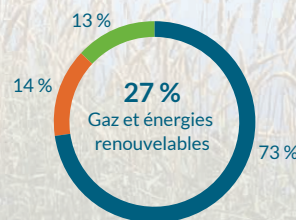
Croissance de la capacité de production

éolienne nette : >1 500 MW

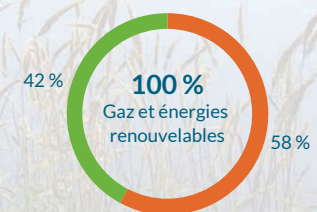
Croissance des activités de cogénération : >1 000 MW

## Transition vers une électricité entièrement propre

Composition de la production en 2000



Composition de la production en 2025



■ Charbon ■ Gaz ■ Énergies renouvelables

### Notre vision

Définit ce à quoi aspire et travaille notre entreprise – c'est notre raison d'être.

**Être un chef de file dans la production d'électricité propre pour nous assurer à tous un avenir durable**

### Notre mission

Définit notre objectif principal et la manière dont nous nous y prenons pour l'atteindre.

**Fournir de l'électricité propre, sécuritaire, fiable et à faible coût**

### Nos valeurs

Ce sont les principes qui définissent notre culture d'entreprise. Elles reflètent nos compétences et notre philosophie et encadrent tout ce que nous faisons.

#### Sécurité

Assurer la santé et la sécurité de nos gens, de nos partenaires et des parties prenantes

#### Innovation

Mettre au point et adopter des solutions novatrices pour affronter les défis

#### Développement durable

Réduire l'incidence de l'utilisation des ressources dans tout ce que nous faisons

#### Respect

Soutenir nos gens, nos partenaires, nos collectivités et notre environnement

#### Intégrité

Toujours agir avec honnêteté, transparence et droiture

## 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](http://www.sedar.com), sur EDGAR à l'adresse [www.sec.gov](http://www.sec.gov), et sur notre site Web à l'adresse [www.transalta.com](http://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»)<sup>1</sup> 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 E<sup>2</sup>SG. 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 E<sup>2</sup>SG 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.

<sup>1</sup> 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'E<sup>2</sup>SG; 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<sup>er</sup> 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 au 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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 <sup>2</sup>	Détails
	Dépenses estimées	Engagées à ce jour <sup>1</sup>			
Projet de parc éolien Big Level <sup>3</sup>	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 <sup>4</sup>	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 <sup>5,6</sup>	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 <sup>6</sup>	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 <sup>7</sup>	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 <sup>8</sup>	Projet de centrale de cogénération de 40 MW mené conjointement avec ET Canada
<b>Total</b>	<b>1 882 - 2 053</b>	<b>979</b>	<b>448</b>		

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 <sup>1</sup>	(336)	52	(248)
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	702	849	820
BAlIA aux fins de comparaison <sup>1,2</sup>	927	984	1 161
Fonds provenant des activités d'exploitation <sup>1,2</sup>	685	757	927
Flux de trésorerie disponibles <sup>1,2</sup>	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 <sup>1,2</sup>	2,49	2,67	3,23
Flux de trésorerie disponibles par action <sup>1,2</sup>	1,30	1,54	1,83
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	0,22	0,12	0,20
Dividendes déclarés sur actions privilégiées <sup>3</sup>	1,27	0,78	1,29
<b>Aux 31 décembre</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>
Total de l'actif	9 747	9 508	9 428
Total de la dette nette consolidée <sup>2,4</sup>	3 175	3 110	3 141
Total des passifs non courants <sup>5</sup>	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
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	Objectif <sup>1</sup>	925 - 1 000	875 - 975	1 000 - 1 050
	Réel	927	984	1 161
	Réel ajusté <sup>2</sup>	927	928	1 004
<b>Flux de trésorerie disponibles</b>	Objectif <sup>1</sup>	325 - 375	350 - 380	300 - 350
	Réel	358	435	524
	Réel ajusté <sup>2</sup>	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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>me</sup> Farrell à titre de président et chef de la direction et se joindra au conseil le 1<sup>er</sup> 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<sup>me</sup> 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<sup>me</sup> 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<sup>me</sup> 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<sup>me</sup> Sharman a obtenu sa maîtrise en administration des affaires (MBA) à l'Université Dalhousie. Au sein de TransAlta, M<sup>me</sup> 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<sup>er</sup> 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 :

<b>Exercices clos les 31 décembre</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>
<b>Flux de trésorerie sectoriels<sup>1</sup></b>			
Hydroélectricité	83	93	96
Énergie éolienne et énergie solaire	241	206	211
Gaz – Amérique du Nord <sup>2</sup>	109	99	228
Gaz – Australie	114	112	136
Énergie thermique en Alberta <sup>3,4</sup>	47	214	279
Centralia <sup>3</sup>	122	54	63
<b>Génération de flux de trésorerie sectoriels</b>	<b>716</b>	<b>778</b>	<b>1 013</b>
Commercialisation de l'énergie	114	105	33
Siège social <sup>5</sup>	(100)	(92)	(107)
<b>Total des flux de trésorerie sectoriels</b>	<b>730</b>	<b>791</b>	<b>939</b>
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
<b>Production</b>			
Énergie visée par des contrats			
Actifs hydroélectriques visés par des CAÉ en Alberta (GWh) <sup>1</sup>	1 703	1 653	1 519
Autres centrales hydroélectriques (GWh) <sup>1</sup>	353	331	306
Énergie marchande			
Autres centrales hydroélectriques (GWh)	76	61	81
<b>Total de la production d'énergie (GWh)</b>	<b>2 132</b>	<b>2 045</b>	<b>1 906</b>
Volumes des services auxiliaires (GWh) <sup>2</sup>	2 857	2 978	3 265
Capacité installée brute (MW)	926	926	926
<b>Produits des activités ordinaires</b>			
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 <sup>3</sup>	60	57	56
Autres produits des activités ordinaires <sup>4</sup>	45	44	41
<b>Total des produits des activités ordinaires bruts</b>	<b>258</b>	<b>292</b>	<b>291</b>
Paiement lié aux CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta, montant net <sup>5</sup>	(106)	(136)	(135)
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>152</b>	<b>156</b>	<b>156</b>
Combustible et achats d'électricité	8	7	6
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>144</b>	<b>149</b>	<b>150</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	37	36	38
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	3	3
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>105</b>	<b>110</b>	<b>109</b>
<b>Déduire :</b>			
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>			
Dépenses d'investissement courantes	12	7	4
Entretien d'envergure planifié	8	7	8
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>20</b>	<b>14</b>	<b>12</b>
Dépenses d'investissement liées à la productivité	–	1	1
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité</b>	<b>20</b>	<b>15</b>	<b>13</b>
Provisions	2	–	–
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	–	2	–
<b>Flux de trésorerie du secteur Hydroélectricité</b>	<b>83</b>	<b>93</b>	<b>96</b>

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
<b>Produits des activités ordinaires bruts par MWh</b>			
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) <sup>1</sup>	1 572	1 495	1 382
Produits des activités ordinaires	334	295	302
Combustible et achats d'électricité	25	16	17
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>309</b>	<b>279</b>	<b>285</b>
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 <sup>2</sup>	—	(10)	(6)
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>248</b>	<b>231</b>	<b>233</b>
<b>Déduire :</b>			
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>			
Dépenses d'investissement courantes	—	2	5
Entretien d'envergure planifié	13	11	8
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>13</b>	<b>13</b>	<b>13</b>
Dépenses d'investissement liées à la productivité	1	—	2
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité</b>	<b>14</b>	<b>13</b>	<b>15</b>
Provisions	(8)	—	—
Paiements de principal sur les obligations locatives	1	1	—
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	—	1	1
Autre <sup>2</sup>	—	10	6
<b>Flux de trésorerie du secteur Énergie éolienne et énergie solaire</b>	<b>241</b>	<b>206</b>	<b>211</b>

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 Nord<sup>1</sup>

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) <sup>2</sup>	131	262	172
Achats d'électricité (GWh) <sup>2</sup>	(198)	(92)	(79)
Total de la production (GWh)	1 829	1 825	1 713
Capacité installée brute (MW) <sup>3</sup>	974	945	945
Produits des activités ordinaires	234	238	407
Combustible et achats d'électricité	66	74	99
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>168</b>	<b>164</b>	<b>308</b>
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)	—
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>117</b>	<b>120</b>	<b>259</b>
Déduire :			
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>			
Dépenses d'investissement courantes	4	10	4
Entretien d'envergure planifié	2	8	16
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>6</b>	<b>18</b>	<b>20</b>
Dépenses d'investissement liées à la productivité	—	—	2
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité</b>	<b>6</b>	<b>18</b>	<b>22</b>
Provisions et autres	—	—	9
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	2	3	—
<b>Flux de trésorerie du secteur Gaz – Amérique du Nord</b>	<b>109</b>	<b>99</b>	<b>228</b>

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
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>156</b>	<b>155</b>	<b>161</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	32	37	37
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>124</b>	<b>118</b>	<b>124</b>
<b>Déduire :</b>			
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>			
Dépenses d'investissement courantes	3	2	2
Entretien d'envergure planifié	6	3	–
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>9</b>	<b>5</b>	<b>2</b>
Dépenses d'investissement liées à la productivité	1	1	–
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité</b>	<b>10</b>	<b>6</b>	<b>2</b>
Divers	–	–	(14)
<b>Flux de trésorerie du secteur Gaz – Australie</b>	<b>114</b>	<b>112</b>	<b>136</b>

### 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 Alberta<sup>1</sup>

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) <sup>2</sup>	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 <sup>3</sup>	391	449	526
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>268</b>	<b>374</b>	<b>375</b>
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)
<b>BAIIA aux fins de comparaison<sup>3</sup></b>	<b>162</b>	<b>319</b>	<b>389</b>
<b>Déduire :</b>			
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>			
Dépenses d'investissement courantes	16	15	17
Dépenses d'investissement liées aux mines	7	23	42
Entretien d'envergure planifié	62	34	15
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>85</b>	<b>72</b>	<b>74</b>
Dépenses d'investissement liées à la productivité	1	6	12
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité</b>	<b>86</b>	<b>78</b>	<b>86</b>
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
<b>Flux de trésorerie du secteur Énergie thermique en Alberta</b>	<b>47</b>	<b>214</b>	<b>279</b>

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 Keopihills 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<sup>er</sup> 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.

Centralia<sup>1</sup>

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Disponibilité (%)	76,2	74,0	60,2
Disponibilité ajustée (%) <sup>2</sup>	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
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>204</b>	<b>143</b>	<b>157</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	60	67	61
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	5	3	5
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>139</b>	<b>73</b>	<b>91</b>
<b>Déduire :</b>			
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>			
Dépenses d'investissement courantes	3	2	2
Entretien d'envergure planifié	7	5	11
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>10</b>	<b>7</b>	<b>13</b>
Dépenses d'investissement liées à la productivité	—	1	—
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité</b>	<b>10</b>	<b>8</b>	<b>13</b>
Paiements de principal sur les obligations locatives	—	—	4
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	7	11	11
<b>Flux de trésorerie du secteur Centralia</b>	<b>122</b>	<b>54</b>	<b>63</b>

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
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>113</b>	<b>89</b>	<b>43</b>
<b>Déduire :</b>			
Provisions et autres	(1)	(16)	10
<b>Flux de trésorerie du secteur Commercialisation de l'énergie</b>	<b>114</b>	<b>105</b>	<b>33</b>



## 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	—
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>(81)</b>	<b>(76)</b>	<b>(87)</b>
<b>Déduire :</b>			
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>			
Dépenses d'investissement courantes	14	12	16
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>14</b>	<b>12</b>	<b>16</b>
Dépenses d'investissement liées à la productivité	1	—	4
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité</b>	<b>15</b>	<b>12</b>	<b>20</b>
Provisions	—	—	—
Paiements de principal sur les obligations locatives	4	4	—
<b>Flux de trésorerie du secteur Siège social</b>	<b>(100)</b>	<b>(92)</b>	<b>(107)</b>
<b>Informations complémentaires</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>
Flux de trésorerie du secteur Siège social	(100)	(92)	(107)
(Profits) pertes réalisés sur swap sur rendement total	2	(13)	(1)
<b>Flux de trésorerie du secteur Siège social ajustés</b>	<b>(98)</b>	<b>(105)</b>	<b>(108)</b>

## 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<sup>er</sup> 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
<b>Résultat net</b>	<b>(253)</b>	<b>176</b>	<b>(90)</b>
<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 <sup>1</sup>	29	—	—
Incidences du renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga <sup>2</sup>	—	—	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 <sup>3</sup>	84	25	73
Quote-part du BAIIA ajusté d'une coentreprise <sup>4</sup>	3	—	—
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>927</b>	<b>984</b>	<b>1 161</b>
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 <sup>1,2</sup>	702	849	820
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(89)	(121)	44
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement</b>	<b>613</b>	<b>728</b>	<b>864</b>
Ajustements			
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise <sup>2</sup>	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
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation</b>	<b>685</b>	<b>757</b>	<b>927</b>
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien <sup>2</sup>	(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 <sup>2</sup>	(25)	(21)	(18)
Divers	—	—	(5)
<b>Flux de trésorerie disponibles</b>	<b>358</b>	<b>435</b>	<b>524</b>
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	275	283	287
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation par action</b>	<b>2,49</b>	<b>2,67</b>	<b>3,23</b>
<b>Flux de trésorerie disponibles par action</b>	<b>1,30</b>	<b>1,54</b>	<b>1,83</b>

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 <sup>1</sup>	927	984	1 161
Provisions et autres	7	13	(9)
Charges d'intérêts <sup>2</sup>	(192)	(174)	(187)
Charge d'impôt exigible <sup>2</sup>	(35)	(35)	(28)
Profit (perte) de change réalisé	8	(6)	5
Frais de démantèlement et de remise en état réglés <sup>2</sup>	(18)	(34)	(31)
Autres éléments avec effet de trésorerie et sans effet de trésorerie	(12)	9	16
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation</b>	<b>685</b>	<b>757</b>	<b>927</b>
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien <sup>2</sup>	(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 <sup>2</sup>	(25)	(21)	(18)
Divers	–	–	(5)
<b>Flux de trésorerie disponibles</b>	<b>358</b>	<b>435</b>	<b>524</b>

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) Comprendent 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 :

<b>Exercice clos le 31 déc. 2020</b>	<b>Présentés</b>	<b>Ajustements<sup>1</sup></b>	<b>Placement dans une coentreprise<sup>2</sup></b>	<b>Total aux fins de comparaison</b>
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
<b>Marge brute</b>	<b>1 133</b>	<b>256</b>	<b>3</b>	<b>1 392</b>
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)
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>555</b>	<b>369</b>	<b>3</b>	<b>927</b>

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 (%) <sup>1</sup>	87,1	91,6
Production (GWh) <sup>1</sup>	7 704	8 153
Produits des activités ordinaires	544	609
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité <sup>3</sup>	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 <sup>2,3</sup>	234	243
Fonds provenant des activités d'exploitation <sup>2</sup>	161	189
Flux de trésorerie disponibles <sup>2</sup>	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 <sup>2</sup>	0,59	0,67
Flux de trésorerie disponibles par action <sup>2</sup>	0,19	0,43
Dividendes déclarés sur actions ordinaires <sup>4</sup>	0,09	0,04
Dividendes déclarés sur actions privilégiées <sup>5</sup>	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
<b>Flux de trésorerie sectoriels<sup>1</sup></b>		
Hydroélectricité	11	13
Énergie éolienne et énergie solaire	80	72
Gaz - Amérique du Nord <sup>2</sup>	28	22
Gaz - Australie	24	25
Énergie thermique en Alberta <sup>3</sup>	(10)	37
Centralia <sup>3</sup>	28	25
<b>Génération de flux de trésorerie sectoriels</b>	<b>161</b>	<b>194</b>
Commercialisation de l'énergie	15	31
Siège social <sup>4</sup>	(28)	(29)
<b>Total des flux de trésorerie sectoriels</b>	<b>148</b>	<b>196</b>

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
<b>Résultat net</b>	<b>(143)</b>	<b>103</b>
<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 <sup>1</sup>	29	—
Imputation pour dépréciation d'actifs <sup>2</sup>	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 <sup>3</sup>	3	—
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>234</b>	<b>243</b>

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
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>		
Hydroélectricité	22	18
Énergie éolienne et énergie solaire	77	80
Gaz – Amérique du Nord <sup>1</sup>	32	29
Gaz – Australie	31	28
Énergie thermique en Alberta <sup>2</sup>	41	55
Centralia <sup>2</sup>	30	29
Commercialisation de l'énergie	23	26
Siège social	(22)	(22)
<b>Total du BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>234</b>	<b>243</b>

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
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement</b>	<b>135</b>	<b>182</b>
Ajustements		
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise <sup>1</sup>	3	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	6	5
Réduction de valeur des stocks de charbon	15	—
Divers	2	2
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation</b>	<b>161</b>	<b>189</b>
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien <sup>1</sup>	(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 <sup>1</sup>	(10)	(5)
Divers	—	1
<b>Flux de trésorerie disponibles</b>	<b>52</b>	<b>121</b>
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	273	280
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation par action</b>	<b>0,59</b>	<b>0,67</b>
<b>Flux de trésorerie disponibles par action</b>	<b>0,19</b>	<b>0,43</b>

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 <sup>1</sup>	(56)	(41)
Charge d'impôt exigible <sup>1</sup>	5	(7)
Profit (perte) de change réalisé	(1)	1
Frais de démantèlement et de remise en état réglés <sup>1</sup>	(5)	(10)
Autres éléments sans effet de trésorerie	(6)	4
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation</b>	<b>161</b>	<b>189</b>
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien <sup>1</sup>	(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 <sup>1</sup>	(10)	(5)
Divers	—	1
<b>Flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison</b>	<b>52</b>	<b>121</b>
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	273	280
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison par action</b>	<b>0,59</b>	<b>0,67</b>
<b>Flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison par action</b>	<b>0,19</b>	<b>0,43</b>

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 <sup>1</sup>	Placement dans une coentreprise <sup>2</sup>	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)
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>55</b>	<b>176</b>	<b>3</b>	<b>234</b>

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 <sup>1</sup>	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 <sup>1</sup>	(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 <sup>1</sup>	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 <sup>2</sup>	182	166	174
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts</b>	<b>867</b>	<b>867</b>	<b>944</b>
Intérêts sur la dette, titres échangeables et contrats de location, déduction faite des produits d'intérêts <sup>2,3</sup>	185	172	176
Ajouter : 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées <sup>3</sup>	22	20	20
<b>Intérêts ajustés</b>	<b>207</b>	<b>192</b>	<b>196</b>
<b>Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés (multiple)</b>	<b>4,2</b>	<b>4,5</b>	<b>4,8</b>

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 <sup>1,2</sup>	685	757	927
Déduire : indemnités de résiliation de CAÉ <sup>1</sup>	—	(56)	(157)
Ajouter : 100 % des intérêts versés sur les actions privilégiées échangeables <sup>3</sup>	5	—	—
Déduire : 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées <sup>1,3</sup>	(22)	(20)	(20)
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés<sup>1</sup></b>	<b>668</b>	<b>681</b>	<b>750</b>
Dette à long terme à la fin de la période <sup>4</sup>	3 361	3 212	3 267
Titres échangeables	730	326	—
Déduire : 100 % des actions privilégiées échangeables <sup>3</sup>	(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 <sup>3</sup>	671	471	471
Juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette <sup>5</sup>	(2)	(7)	(10)
<b>Dette nette ajustée<sup>6</sup></b>	<b>3 646</b>	<b>3 581</b>	<b>3 612</b>
<b>Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée (%)</b>	<b>18,3</b>	<b>19,0</b>	<b>20,8</b>

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 <sup>1</sup>	3 361	3 212	3 267
Titres échangeables	730	326	–
Déduire : 100 % des actions privilégiées échangeables <sup>2</sup>	(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 <sup>2</sup>	671	471	471
Juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette <sup>3</sup>	(2)	(7)	(10)
<b>Dette nette ajustée<sup>4</sup></b>	<b>3 646</b>	<b>3 581</b>	<b>3 612</b>
BAIIA aux fins de comparaison <sup>5</sup>	927	984	1 161
Déduire : indemnités de résiliation de CAÉ <sup>5</sup>	–	(56)	(157)
<b>BAIIA aux fins de comparaison ajusté<sup>5</sup></b>	<b>927</b>	<b>928</b>	<b>1 004</b>
<b>Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ajusté (multiple)</b>	<b>3,9</b>	<b>3,9</b>	<b>3,6</b>

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 déconsolidé

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 <sup>1</sup>	3 361	3 212	3 267
Titres échangeables	730	326	—
Déduire : 100 % des actions privilégiées échangeables <sup>2</sup>	(400)	—	—
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(703)	(411)	(89)
Ajouter : trésorerie et équivalents de trésorerie de TransAlta Renewables <sup>3</sup>	582	63	73
Déduire : principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	(11)	(10)	(27)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises <sup>2</sup>	671	471	471
Juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette <sup>4</sup>	(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 <sup>5</sup>	(905)	(145)	(28)
<b>Dettes nettes déconsolidées</b>	<b>2 631</b>	<b>2 538</b>	<b>2 725</b>
BAIIA aux fins de comparaison <sup>6,7</sup>	927	984	1 161
Déduire : indemnités de résiliation de CAÉ <sup>6</sup>	—	(56)	(157)
Déduire : BAIIA aux fins de comparaison de TransAlta Renewables <sup>6</sup>	(462)	(438)	(430)
Déduire : BAIIA aux fins de comparaison de TA Cogen <sup>6</sup>	(54)	(80)	(181)
Déduire : BAIIA aux fins de comparaison de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence <sup>8</sup>	(3)	—	—
Ajouter : dividendes provenant de TransAlta Renewables <sup>6</sup>	151	151	151
Ajouter : dividendes provenant de TA Cogen <sup>6</sup>	17	37	86
<b>BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé<sup>6,7</sup></b>	<b>576</b>	<b>598</b>	<b>630</b>
<b>Dettes nettes déconsolidées sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé<sup>6,7</sup> (multiple)</b>	<b>4,6</b>	<b>4,2</b>	<b>4,3</b>

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 déconsolidé est de 2,5 à 3,0 fois. Le ratio de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé 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 déconsolidé.

## 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)	
<b>BAIIA aux fins de comparaison <sup>1,2</sup></b>	<b>927</b>	<b>462</b>	<b>465</b>	<b>984</b>	<b>438</b>	<b>546</b>	<b>1 161</b>	<b>430</b>	<b>731</b>
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 <sup>1</sup>			—			(56)			(157)
Déduire : BAIIA de placements dans des coentreprises <sup>3</sup>			(3)			—			—
Ajouter : dividendes provenant de TransAlta Renewables <sup>1</sup>			151			151			151
Ajouter : dividendes provenant de TA Cogen <sup>1</sup>			17			37			86
<b>BAIIA aux fins de comparaison de TransAlta déconsolidé</b>			<b>576</b>			<b>598</b>			<b>630</b>

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 <sup>1</sup>	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	–
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation</b>	<b>685</b>	<b>377</b>	<b>308</b>	<b>757</b>	<b>378</b>	<b>379</b>	<b>927</b>	<b>546</b>
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 <sup>1</sup>			(3)			–		–
Déduire : indemnités de résiliation de CAÉ			–			(56)		(157)
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation de TransAlta déconsolidés</b>			<b>439</b>			<b>437</b>		<b>454</b>

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 <sup>1</sup>	1 392	1 396	(4)
<b>Total de l'actif</b>	<b>9 747</b>	<b>9 508</b>	<b>239</b>
<b>Passif et capitaux propres</b>			
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 <sup>2</sup>	1 474	1 468	6
<b>Total du passif et des capitaux propres</b>	<b>9 747</b>	<b>9 508</b>	<b>239</b>

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	
	\$	%	\$	%	\$	%
<b>TransAlta Corporation</b>						
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 <sup>1</sup>	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 <sup>1</sup>	(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 <sup>2</sup>	134	2	145	2	28	–
Dette sans recours au titre des participations financières de TransAlta Renewables <sup>3</sup>	782	11	–	–	–	–
<b>Total de la dette nette – TransAlta Corporation</b>	<b>3 065</b>	<b>45</b>	<b>2 212</b>	<b>32</b>	<b>2 282</b>	<b>31</b>
<b>TransAlta Renewables</b>						
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	–	–	–
<b>Total de la dette nette – TransAlta Renewables</b>	<b>110</b>	<b>1</b>	<b>898</b>	<b>12</b>	<b>859</b>	<b>12</b>
<b>Total de la dette nette consolidée<sup>4</sup></b>	<b>3 175</b>	<b>46</b>	<b>3 110</b>	<b>44</b>	<b>3 141</b>	<b>43</b>
Participations ne donnant pas le contrôle	1 084	16	1 101	15	1 137	16
50 % des actions privilégiées échangeables <sup>1</sup>	200	3	–	–	–	–
<b>Capitaux propres attribuables aux actionnaires</b>						
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)
<b>Total du capital</b>	<b>6 811</b>	<b>100</b>	<b>7 172</b>	<b>100</b>	<b>7 275</b>	<b>100</b>

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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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 <sup>1</sup>	Emprunts réels	Capacité disponible	
TransAlta Corporation					
Facilité bancaire consortiale consentie <sup>2</sup>	1 250	379	114	757	T2 2023
Facilités de crédit bilatérales consenties – Canada <sup>3</sup>	240	150	—	90	T2 2021 et 2022
TransAlta Renewables					
Facilité de crédit consentie <sup>2</sup>	700	92	—	608	T2 2023
<b>Total</b>	<b>2 190</b>	<b>621</b>	<b>114</b>	<b>1 455</b>	

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)
<b>Total</b>	<b>(24)</b>	<b>(42)</b>

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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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)			
<b>Actions ordinaires émises et en circulation à la fin de la période</b>	<b>269,9</b>	<b>269,8</b>	<b>277,0</b>
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
<b>Actions privilégiées émises et en circulation dans les capitaux propres à la fin de la période</b>	<b>38,6</b>	<b>38,6</b>	<b>38,6</b>
Série I – titres échangeables <sup>1</sup>	0,4	0,4	–
<b>Actions privilégiées émises et en circulation à la fin de la période</b>	<b>39,0</b>	<b>39,0</b>	<b>38,6</b>

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 <sup>1</sup>	1	(35)	—
Intérêts sur la procédure visant les pertes de réseau	5	—	—
Autres charges <sup>2</sup>	2	10	15
Désactualisation des provisions	30	23	24
<b>Charge d'intérêts nette</b>	<b>238</b>	<b>179</b>	<b>250</b>

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 <sup>er</sup> avr. 2020	31 mars 2020	0,0425	0,16931	0,22949	0,25169	0,32463	0,31175
20 avr. 2020	1 <sup>er</sup> juill. 2020	30 juin 2020	0,0425	0,16931	0,22800	0,25169	0,32463	0,31175
22 juill. 2020	1 <sup>er</sup> oct. 2020	30 sept. 2020	0,0425	0,16931	0,14359	0,25169	0,32463	0,31175
3 nov. 2020	1 <sup>er</sup> janv. 2021	31 déc. 2020	0,0425	0,16931	0,13693	0,25169	0,32463	0,31175
23 déc. 2020	1 <sup>er</sup> 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 <sup>1</sup>	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
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>		<b>141</b>	<b>157</b>	<b>175 - 210</b>
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)	—	— — —
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>		<b>131</b>	<b>157</b>	<b>175 - 210</b>
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
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité</b>		<b>140</b>	<b>161</b>	<b>178 - 217</b>

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.

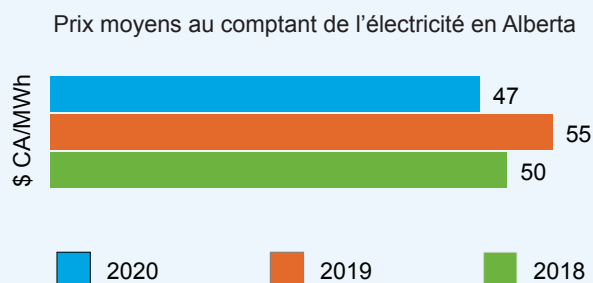
### Alberta

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 %.



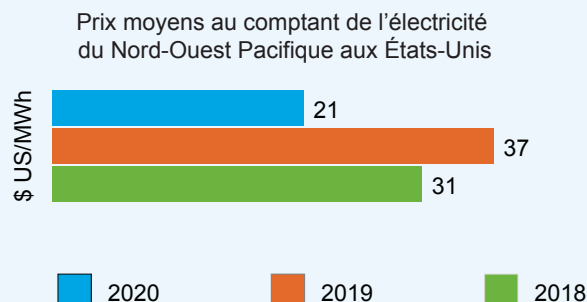
À la fin novembre 2016, nous avons annoncé la conclusion de l'entente sur l'élimination du charbon avec le gouvernement de l'Alberta qui versera des paiements de transition découlant de l'élimination, au plus tard le 31 décembre 2030, des émissions des centrales alimentées au charbon, notamment l'unité 3 de la centrale de Keephills, l'unité 3 de la centrale de Genesee et la centrale de Sheerness. L'échange, le 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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.

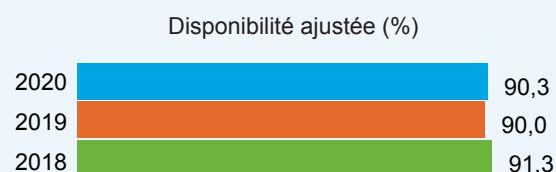
Certaines de nos plus anciennes centrales alimentées au gaz arrivent au bout de leur durée d'utilité initiale. Ces centrales ont généralement un avantage substantiel sur le plan du coût sur les nouvelles constructions, et nous avons réussi à apporter une valeur ajoutée en concluant avec elles de nouveaux 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.

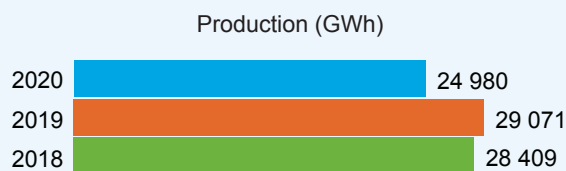
### Disponibilité et production

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
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>157</b>	<b>141</b>	<b>150</b>
Dépenses d'investissement liées à la productivité	4	9	21
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité</b>	<b>161</b>	<b>150</b>	<b>171</b>
Recouvrements d'assurance au titre des dépenses d'investissement de maintien	–	(10)	(7)
<b>Montant net</b>	<b>161</b>	<b>140</b>	<b>164</b>

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 <sup>1</sup>	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 reflétant 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 <sup>1</sup>	4	2	2	1	1	26	36
Dettes à long terme <sup>2</sup>	96	626	277	119	136	2 010	3 264
Titres échangeables <sup>3</sup>	—	—	—	—	750	—	750
Paiements de principal sur les obligations locatives <sup>4</sup>	(5)	6	5	5	5	118	134
Intérêt sur la dette à long terme et obligations locatives <sup>5,6</sup>	161	153	126	119	113	893	1 565
Intérêt sur les titres échangeables <sup>3,6</sup>	53	52	53	52	—	—	210
Croissance	509	411	93	—	—	—	1 013
Projet de loi <i>TransAlta Energy Transition Bill</i>	6	6	6	—	—	—	18
<b>Total</b>	<b>1 085</b>	<b>1 555</b>	<b>830</b>	<b>520</b>	<b>1 210</b>	<b>4 456</b>	<b>9 656</b>

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<sup>er</sup> 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 cumulé 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> janvier 2020. La Société a adopté ces modifications en date du 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> janvier 2021. La date d'entrée en vigueur obligatoire des modifications est le 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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. CO<sub>2</sub>»), 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<sup>e</sup> au 14<sup>e</sup> 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 <sub>2</sub> )	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 respectons 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. CO<sub>2</sub> 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 («SO<sub>2</sub>») et réduira considérablement nos émissions de NO<sub>x</sub>. 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	—	—	—
<b>Total de l'utilisation d'énergie (en millions de gigajoules)</b>	<b>279</b>	<b>346</b>	<b>358</b>

### 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<sub>x</sub>, du SO<sub>2</sub>, 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 SO<sub>2</sub> de 95 % et celles de NO<sub>x</sub> 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<sub>x</sub> plus rigoureux de 80 %. Depuis 2005, nous avons réduit les émissions de NO<sub>x</sub> de 83 % et les émissions de SO<sub>2</sub> 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 SO<sub>2</sub> 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<sub>x</sub> qui doivent être signalés aux organismes de réglementation nationaux. Ces centrales au gaz produisent également des quantités infimes de SO<sub>2</sub> 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<sub>x</sub> a été réduit de 19 %, les particules fines de 36 % et le SO<sub>2</sub> 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<sub>x</sub> en 2020 afin d'inclure les émissions de NO<sub>x</sub> de notre mine de Highvale. Après révision, les émissions de NO<sub>x</sub> 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 m<sup>3</sup> d'eau pour l'ensemble de ses centrales. En 2020, nous avons utilisé environ 240 millions de m<sup>3</sup> d'eau (260 millions de m<sup>3</sup> en 2019) et retourné à la source environ 200 millions de m<sup>3</sup> (220 millions de m<sup>3</sup> en 2019) ou 85 %. La consommation totale d'eau s'est élevée à environ 40 millions de m<sup>3</sup> (40 millions de m<sup>3</sup> 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 m<sup>3</sup> à 26 millions de m<sup>3</sup>. 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 m<sup>3</sup> à 260 millions de m<sup>3</sup> (avec arrondissement), la consommation d'eau totale est passée de 70 millions de m<sup>3</sup> à 40 millions de m<sup>3</sup> (avec arrondissement) et l'intensité de la consommation d'eau à l'échelle de la Société est passée de 2,48 m<sup>3</sup>/MWh à 1,55 m<sup>3</sup>/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 m<sup>3</sup>, 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 m<sup>3</sup>. 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 m<sup>3</sup>) au cours des trois derniers exercices. Les chiffres ci-après ont été arrondis à la dizaine de millions de m<sup>3</sup> près :

<b>Exercices clos les 31 décembre</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>
Prélèvement d'eau	240	260	250
Déversement d'eau	200	220	210
<b>Consommation d'eau totale (en millions de m<sup>3</sup>)</b>	<b>40</b>	<b>40</b>	<b>40</b>

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	—	—	—
<b>Total des incidents environnementaux importants</b>	<b>6</b>	<b>3</b>	<b>1</b>

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	—	—	—
<b>Total des incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation</b>	<b>2</b>	<b>6</b>	<b>6</b>

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 m<sup>3</sup> (530 m<sup>3</sup> en 2019). Les volumes de déversement accidentel en 2019 ont été plus élevés en raison d'un déversement accidentel de 527 m<sup>3</sup> 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. CO<sub>2</sub> 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. CO<sub>2</sub>, 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. CO<sub>2</sub> 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. CO<sub>2</sub> 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. CO<sub>2</sub> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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. CO<sub>2</sub>/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. CO<sub>2</sub>/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. CO<sub>2</sub>/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. CO<sub>2</sub>/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. CO<sub>2</sub>/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. CO<sub>2</sub>/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<sup>er</sup> 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. CO<sub>2</sub> conformément à la LTPGES. La norme de rendement de référence est restée à 0,370 tonne d'éq. CO<sub>2</sub>/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<sup>er</sup> 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. CO<sub>2</sub> 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. CO<sub>2</sub> jusqu'en avril 2021, date à laquelle il passera de 40 \$ à 45 \$ par tonne d'éq. CO<sub>2</sub>. La taxe sur le carbone passera à 50 \$ par tonne d'éq. CO<sub>2</sub> 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<sup>er</sup> 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<sub>x</sub> et de SO<sub>2</sub>. 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<sup>er</sup> 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. CO<sub>2</sub> 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. CO<sub>2</sub> 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. CO<sub>2</sub> 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. CO<sub>2</sub> 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. CO<sub>2</sub> 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. CO<sub>2</sub>. 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. CO<sub>2</sub>. 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
<b>Total des émissions de GES</b>	<b>16,4</b>	<b>20,6</b>	<b>20,8</b>

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

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
<b>Total des émissions de GES</b>	<b>16,4</b>	<b>20,6</b>	<b>20,8</b>

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
<b>Total des émissions de GES (en millions de tonnes éq. CO<sub>2</sub>)</b>	<b>12,5</b>	<b>16,4</b>	<b>41,9</b>

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.

<b>La sécurité à TransAlta (employés et entrepreneurs)</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>
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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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](http://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<sup>er</sup> 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<sup>e</sup> 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<sup>e</sup> 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 <sub>2</sub>	En voie de réalisation	Nous sommes en bonne voie d'atteindre notre objectif de réduction de 95 % des émissions de SO <sub>2</sub> d'ici 2030. Depuis 2005, nous avons réduit nos émissions de SO <sub>2</sub> de 83 %. En 2020, nous avons réduit les émissions de SO <sub>2</sub> d'environ 4 000 tonnes par rapport aux niveaux de 2019.
	D'ici 2030, réduction de 50 % des émissions de NO <sub>x</sub> 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 <sub>x</sub> d'ici 2030. Depuis 2005, nous avons réduit les émissions de NO <sub>x</sub> de 68 %. En 2020, nous avons réduit d'environ 5 000 tonnes les émissions de NO <sub>x</sub> 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 <sub>2</sub> 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.



<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>En voie de réalisation</p>	<p>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.</p>
<p>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</p>	<p>Atteint</p>	<p>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.</p>

---

## 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 <sup>3</sup> 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 <sub>2</sub> et de 80 % des émissions de NO <sub>x</sub> 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	<p>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.»</p>

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	<p>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.»</p>

## 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 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](http://www.transalta.com) et sous notre profil sur SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et sur EDGAR à l'adresse [www.edgar.gov](http://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 SO<sub>2</sub> et au NO<sub>x</sub>, 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 <sup>1</sup>	92	8	100	583
Créances au titre de contrats de location- financement non courantes	100	—	100	228
Actifs de gestion du risque <sup>1</sup>	93	7	100	692
Prêt à recevoir <sup>2</sup>	—	100	100	52
<b>Total</b>				<b>1 555</b>

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.

# États financiers consolidés

## Rapport de la direction

### Aux actionnaires de TransAlta Corporation

Les états financiers consolidés et les autres informations financières figurant dans le présent rapport annuel ont été préparés par la direction. Il incombe à la direction de s'assurer que la préparation de ces informations est fondée sur des jugements sûrs, des méthodes et principes comptables pertinents et des estimations raisonnables. La direction s'assure en outre de la cohérence de toutes les informations présentées.

La direction est aussi responsable de l'établissement et du maintien de contrôles et de procédures internes régissant la présentation de l'information financière. Le processus de contrôle interne comprend un service d'audit interne et une politique définie de conduite des affaires qui s'applique à tous les employés. De plus, TransAlta Corporation a adopté un code d'éthique visant l'ensemble des employés, signé tous les ans. Le code d'éthique peut être consulté sur le site Web de TransAlta ([www.transalta.com](http://www.transalta.com)). La direction estime que le processus de contrôle interne, les procédés d'examen et les conventions établies procurent une assurance raisonnable quant à la fiabilité et à la pertinence des états financiers. La direction estime en outre que les activités de TransAlta sont menées conformément à la loi et à des normes strictes de conduite des affaires.

Le conseil d'administration (le « conseil ») doit s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités en matière de présentation de l'information financière et de contrôle interne, principalement par l'entremise de son comité d'audit, des finances et des risques (le « comité »). Le comité, qui est entièrement composé d'administrateurs ne faisant pas partie de la direction, examine les états financiers et le rapport annuel et en recommande l'approbation au conseil. Le comité se réunit avec la direction, les auditeurs internes et les auditeurs externes pour s'entretenir des contrôles internes ainsi que de questions d'audit et de présentation de l'information financière. Les auditeurs internes et externes ont librement et pleinement accès au comité. De plus, le comité recommande le cabinet d'auditeurs indépendants dont la nomination doit être entérinée par les actionnaires.



**Dawn L. Farrell**

Présidente et chef de la direction



**Todd Stack**

Premier vice-président, Finances et  
chef de la direction des finances

Le 2 mars 2021

## Rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

### Aux actionnaires de TransAlta Corporation

Le rapport suivant porte sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta Corporation («TransAlta») et est établi par la direction selon les règles 13a-15f et 15d-15f de la loi américaine intitulée *Securities Exchange Act of 1934* et le *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*.

La direction de TransAlta est responsable de l'établissement et du maintien d'un processus de contrôle interne pertinent à l'égard de l'information financière de TransAlta.

La direction s'est appuyée sur le cadre de travail défini de 2013 par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission («COSO») pour évaluer l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta. La direction estime que le cadre de travail de 2013 du COSO convient à son évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta, car il est objectif, permet des mesures qualitatives et quantitatives raisonnablement cohérentes du contrôle interne de TransAlta, est suffisamment complet pour ne pas exclure les facteurs qui pourraient avoir une incidence sur l'évaluation de l'efficacité de ce contrôle interne et s'applique de façon appropriée à une telle évaluation.

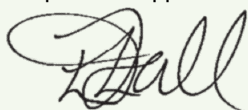
En raison des limites qui lui sont inhérentes, le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne peut fournir une assurance absolue que les objectifs de la présentation de l'information financière sont atteints. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière repose sur un processus dont le résultat est directement lié à la diligence et à la conformité des personnes qui en sont responsables et, par conséquent, est assujéti à des erreurs de jugement ou des défaillances. En outre, le contrôle interne à l'égard de l'information financière peut être compromis par une collusion ou par une dérogation abusive. En raison de ces limites, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies significatives à temps. Cependant, ces limites inhérentes font partie intégrante du processus de présentation de l'information financière, et il est possible de mettre au point des dispositifs de protection afin de réduire, sinon d'éliminer, ce risque.

Conformément aux Normes internationales d'information financière, TransAlta consolide proportionnellement les entreprises communes Sheerness Generating Station et Pioneer Pipeline Limited Partnership et comptabilise ses placements dans SP Skookumchuck Investment, LLC et EMG International, LLC selon la méthode de la mise en équivalence. La direction n'a pas la capacité contractuelle d'évaluer les contrôles internes au sein de ces partenariats et entreprises associées. Une fois que l'information financière est obtenue de la part des partenariats et des entreprises associées, elle fait l'objet d'un contrôle interne par TransAlta. La conclusion de la direction à l'égard de l'efficacité du contrôle interne ne porte pas sur les contrôles internes au niveau des opérations des partenariats et des entreprises associées.

Les états financiers consolidés de 2020 de TransAlta incluent, au titre des entreprises communes et des placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, un actif total de 481 millions de dollars et des actifs nets de 394 millions de dollars au 31 décembre 2020, de même que des produits de 112 millions de dollars et un résultat net de 6 millions de dollars pour l'exercice clos à cette date.

La direction a évalué l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta au 31 décembre 2020 et a conclu qu'il était efficace.

Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., qui a audité les états financiers consolidés de TransAlta pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, a également délivré un rapport sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière dans le cadre des normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). Ce rapport se trouve à la page suivante du présent rapport annuel.



**Dawn L. Farrell**

Présidente et chef de la direction



**Todd Stack**

Premier vice-président, Finances et  
chef de la direction des finances



## Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant

### Aux actionnaires et aux administrateurs de TransAlta Corporation

#### Opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Nous avons audité le contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta Corporation au 31 décembre 2020 selon les critères établis dans le document intitulé *Internal Control – Integrated Framework*, publié par le Committee of Sponsoring Organization de la Treadway Commission (cadre de 2013) (les «critères COSO»). À notre avis, TransAlta Corporation maintenait, dans tous ses aspects significatifs, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2020 selon les critères COSO.

Comme il est mentionné dans le rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière ci-joint, l'évaluation de la direction de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière et les conclusions qu'elle en a tirées ne visent pas les contrôles internes des entreprises communes Sheerness Generating Station et Pioneer Pipeline Limited Partnership et des placements dans SP Skookumchuck Investment, LLC et EMG International, LLC comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, qui sont compris dans les états financiers consolidés de 2020 de TransAlta Corporation et qui représentaient un actif total de 481 millions de dollars et des actifs nets de 394 millions de dollars au 31 décembre 2020, et des produits de 112 millions de dollars et un résultat net de 6 millions de dollars pour l'exercice clos à cette date. Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta Corporation n'a également pas comporté une évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière des entreprises communes Sheerness Generating Station et Pioneer Pipeline Limited Partnership et des placements dans SP Skookumchuck Investment, LLC et EMG International, LLC comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence.

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board des États-Unis («PCAOB»), les états de la situation financière consolidés de TransAlta Corporation aux 31 décembre 2020 et 2019, et les comptes de résultat consolidés, les états du résultat global consolidés, les états des variations des capitaux propres consolidés et les tableaux des flux de trésorerie consolidés pour chacun des trois exercices compris dans la période close le 31 décembre 2020, ainsi que les notes annexes, et nous avons exprimé une opinion sans réserve à leur égard dans notre rapport daté du 2 mars 2021.

#### Fondement de l'opinion

Le maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière et l'évaluation de l'efficacité de ce contrôle comprise dans le rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière ci-joint incombent à la direction de TransAlta Corporation. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta Corporation fondée sur notre audit. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et sommes tenus d'être indépendants de TransAlta Corporation conformément aux lois fédérales sur les valeurs mobilières des États-Unis et aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué nos audits conformément aux normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable qu'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière était maintenu, dans tous ses aspects significatifs.

Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière a comporté l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, une évaluation du risque de l'existence d'une faiblesse significative, des tests et une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne à l'égard de l'information financière en fonction de notre évaluation du risque, ainsi que la mise en œuvre des autres procédures que nous avons jugées nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que notre audit constitue un fondement raisonnable à l'expression de notre opinion.

### Définition et limites du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société est un processus conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux principes comptables généralement reconnus. Il comprend les politiques et procédures qui : 1) concernent la tenue de dossiers suffisamment détaillés qui donnent une image fidèle des transactions et des cessions d'actifs de la société; 2) fournissent une assurance raisonnable que les transactions sont enregistrées comme il se doit pour établir les états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus et que les encaissements et décaissements de la société ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil; et 3) fournissent une assurance raisonnable concernant la prévention ou la détection à temps de toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée d'actifs de la société qui pourrait avoir une incidence significative sur les états financiers.

En raison des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de l'efficacité sur des périodes futures 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 diminue.

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

Comptables professionnels agréés

Calgary, Canada  
Le 2 mars 2021

## Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant

### Aux actionnaires et aux administrateurs de TransAlta Corporation

#### Opinion sur les états financiers consolidés

Nous avons effectué l'audit des états de la situation financière consolidés ci-joints de TransAlta Corporation (la «Société») aux 31 décembre 2020 et 2019, et des comptes de résultat consolidés, des états du résultat global consolidés, des états des variations des capitaux propres consolidés et des tableaux des flux de trésorerie consolidés pour les exercices clos à ces dates, ainsi que les notes annexes (collectivement, les «états financiers consolidés»). À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de TransAlta Corporation aux 31 décembre 2020 et 2019, ainsi que des résultats de ses activités d'exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des trois exercices de la période close le 31 décembre 2020, conformément aux Normes internationales d'information financière telles que publiées par l'International Accounting Standards Board.

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board des États-Unis («PCAOB»), le contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta Corporation au 31 décembre 2020 selon les critères établis dans le document intitulé *Internal Control - Integrated Framework* (2013), publié par le Committee of Sponsoring Organization de la Treadway Commission (les «critères COSO»), et nous avons exprimé une opinion sans réserve à cet égard dans notre rapport daté du 2 mars 2021.

#### Fondement de l'opinion

La responsabilité de ces états financiers consolidés incombe à la direction de TransAlta Corporation. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés de TransAlta Corporation fondée sur nos audits. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et sommes tenus d'être indépendants de TransAlta Corporation conformément aux lois fédérales sur les valeurs mobilières des États-Unis et aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué nos audits conformément aux normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Nos audits impliquaient notamment la mise en œuvre de procédures en vue d'évaluer les risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, et la mise en œuvre de procédures qui répondent à ces risques. Ces procédures comprenaient le contrôle par sondages d'éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Nos audits comportaient également l'appréciation des méthodes comptables retenues et des estimations importantes faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés. Nous estimons que nos audits fournissent une base raisonnable pour fonder notre opinion.

#### Questions critiques de l'audit

Les questions critiques de l'audit ci-après sont des questions relevées au cours de l'audit des états financiers de la période considérée qui ont été ou doivent être communiquées au comité d'audit et qui 1) se rapportent à des comptes ou à des informations fournies qui sont significatifs par rapport aux états financiers et 2) requièrent des jugements particulièrement difficiles, subjectifs ou complexes de notre part. La communication des questions critiques de l'audit ne modifie en rien notre opinion sur les états financiers consolidés pris dans leur ensemble et ne signifie pas que nous exprimons des opinions distinctes sur les questions critiques de l'audit ou sur les comptes ou les informations fournies connexes.

**Actifs à long terme dans l'unité génératrice de trésorerie («UGT») de la centrale thermique de Centralia et goodwill lié au secteur Énergie éolienne et énergie solaire**

**Description de la question** Comme il en est question aux notes 2 I), 2 J), 2 Z) II), 18 et 21 des états financiers consolidés, la Société détient des actifs de production d'énergie importants qui doivent faire l'objet d'une appréciation des indicateurs de dépréciation au niveau de l'UGT et a comptabilisé un goodwill provenant d'acquisitions passées qui doit faire l'objet d'un test de dépréciation au moins une fois par an. Les actifs à long terme de l'UGT de la centrale thermique de Centralia sont inclus dans le secteur Centralia et s'élèvent à 260 millions de dollars. Le goodwill lié au secteur Énergie éolienne et énergie solaire s'élève à 175 millions de dollars.

Nous avons établi que l'appréciation des indicateurs de dépréciation pour l'UGT de la centrale thermique de Centralia était une question critique de l'audit, car elle implique d'auditer le jugement exercé par la direction pour apprécier diverses sources d'information externes et internes et plus particulièrement pour déterminer si d'importants changements ayant un effet négatif sur la Société sont survenus au cours de l'exercice, ou surviendront dans un proche avenir, dans l'environnement de marché ou économique. Nous avons établi que le calcul de la valeur recouvrable pour le secteur Énergie éolienne et énergie solaire aux fins du test annuel de dépréciation du goodwill était une question critique de l'audit en raison de l'incertitude importante liée à l'estimation et du jugement exercé par la direction pour déterminer la valeur recouvrable, principalement du fait de la sensibilité des hypothèses importantes aux flux de trésorerie futurs et de l'effet que des variations de ces hypothèses auraient sur la valeur recouvrable. Les estimations comportant un degré élevé de subjectivité comprennent la prévision des flux de trésorerie futurs, des profils de production et des prix des produits de base, et le calcul du taux d'actualisation approprié.

**Façon dont nous avons traité la question dans le cadre de l'audit** Nous avons acquis une compréhension du processus suivi par la direction pour effectuer son appréciation des indicateurs de dépréciation et l'estimation de la valeur recouvrable. Nous avons évalué la conception et testé l'efficacité du fonctionnement des contrôles des processus suivis par la Société pour déceler les indicateurs et calculer la valeur recouvrable. Nos procédures d'audit pour tester l'appréciation des indicateurs ont consisté notamment à évaluer les prix futurs des produits de base établis par la Société en comparant ces prix aux estimations des prix futurs des produits de base effectuées par des tiers, disponibles en externe. Nos procédures d'audit pour tester la valeur recouvrable calculée par la Société pour le secteur Énergie éolienne et énergie solaire ont consisté notamment à comparer les hypothèses importantes utilisées pour estimer les flux de trésorerie aux contrats actuels avec des tiers et aux tendances passées et à obtenir des données historiques sur la production d'électricité pour évaluer les prévisions de production future. Nous avons apprécié l'exactitude historique des prévisions de la direction en les comparant aux résultats réels et avons effectué une analyse de sensibilité pour évaluer les hypothèses les plus importantes pour le calcul de la valeur recouvrable. Nous avons évalué les prix futurs des produits de base établis par la Société en comparant ces prix aux estimations des prix futurs des produits de base effectuées par des tiers, disponibles en externe. Nous avons également fait appel à notre spécialiste interne en évaluation pour nous aider à évaluer les taux d'actualisation, ce qui a nécessité une analyse comparative des données d'entrée avec les données disponibles sur les marchés.

**Évaluation des instruments dérivés de niveau III**

**Description de la question** Comme il en est question aux notes 2 Z) V) et 15 des états financiers consolidés, la Société est partie à des transactions qui sont comptabilisées à leur juste valeur à titre d'instruments financiers dérivés. L'évaluation des instruments dérivés classés au niveau III repose sur des hypothèses qui ne sont pas facilement observables. Au 31 décembre 2020, les instruments financiers dérivés de la Société classés au niveau III s'élevaient à 582 millions de dollars.

L'audit du calcul de la juste valeur des instruments dérivés de niveau III qui se fonde sur des données d'entrée non observables importantes peut être complexe et repose sur des jugements et des estimations portant sur les prix futurs des produits de base, les taux d'actualisation, la volatilité, la disponibilité de l'unité et les profils de la demande, et peut fluctuer considérablement selon la conjoncture du marché. Par conséquent, nous avons établi qu'une telle détermination de la juste valeur était une question critique de l'audit.

**Façon dont nous avons traité la question dans le cadre de l'audit** Nous avons acquis une compréhension des processus suivis par la Société et nous avons évalué la conception et testé l'efficacité du fonctionnement des contrôles internes portant sur la détermination et l'examen des données d'entrée utilisées pour établir les justes valeurs de niveau III. Nos procédures d'audit ont consisté notamment à tester un échantillon de modèles internes d'évaluation d'instruments dérivés de niveau III utilisés par la direction et à évaluer les hypothèses importantes utilisées. Nous avons également comparé les hypothèses de la direction concernant les prix futurs, les ajustements au titre de l'évaluation du crédit et les hypothèses de liquidité à des données de tiers, et nous avons comparé des modalités telles que les volumes et le calendrier aux contrats sur produits de base exécutés. Nous avons comparé les hypothèses sur la disponibilité de l'unité et les profils de la demande aux données historiques. Nous avons effectué une analyse de sensibilité afin d'évaluer les hypothèses les plus importantes pour la détermination de la juste valeur de niveau III. Pour un échantillon d'instruments dérivés de niveau III, nous avons fait appel à notre spécialiste interne en évaluation pour nous aider à évaluer le caractère approprié des taux d'actualisation, en évaluant les hypothèses et méthodes importantes.

*Ernst & Young S.R.L./S.E.V.C.R.L.*

Comptables professionnels agréés

Nous agissons en tant qu'auditeurs de TransAlta Corporation et de ses prédécesseurs depuis 1947.

Calgary, Canada

Le 2 mars 2021

## Comptes de résultat consolidés

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2020	2019	2018
Produits des activités ordinaires (note 5)	2 101	2 347	2 249
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité (note 6)	968	1 086	1 100
<b>Marge brute</b>	<b>1 133</b>	<b>1 261</b>	<b>1 149</b>
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration (note 6)	472	475	515
Amortissement	654	590	574
Imputation pour dépréciation d'actifs (note 7)	84	25	73
Profit à la résiliation du contrat de droits relatifs aux mines de charbon de l'unité 3 de Keephills (note 4 R))	—	(88)	—
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	33	29	31
Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance (note 4 S))	—	(56)	(157)
Autres résultats d'exploitation, montant net (note 9)	(11)	(49)	(47)
<b>Résultats d'exploitation</b>	<b>(99)</b>	<b>335</b>	<b>160</b>
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence (note 10)	1	—	—
Produits tirés des contrats de location-financement	7	6	8
Charge d'intérêts nette (note 11)	(238)	(179)	(250)
Profit (perte) de change	17	(15)	(15)
Profit à la vente d'actifs et autres (notes 4 R) et 18)	9	46	1
<b>Résultat avant impôts sur le résultat</b>	<b>(303)</b>	<b>193</b>	<b>(96)</b>
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat (note 12)	(50)	17	(6)
<b>Résultat net</b>	<b>(253)</b>	<b>176</b>	<b>(90)</b>
<b>Résultat net attribuable aux :</b>			
Actionnaires de TransAlta	(287)	82	(198)
Participations ne donnant pas le contrôle (note 13)	34	94	108
	(253)	176	(90)
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	(287)	82	(198)
Dividendes sur actions privilégiées (note 28)	49	30	50
<b>Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>(336)</b>	<b>52</b>	<b>(248)</b>
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice (en millions)</b>	<b>275</b>	<b>283</b>	<b>287</b>
<b>Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué (note 27)</b>	<b>(1,22)</b>	<b>0,18</b>	<b>(0,86)</b>

Voir les notes jointes.

## États du résultat global consolidés

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2020	2019	2018
<b>Résultat net</b>	<b>(253)</b>	176	(90)
<b>Autres éléments du résultat global</b>			
Gains actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts <sup>1</sup>	(11)	(26)	15
Pertes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	(1)	—	—
<b>Total des éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net</b>	<b>(12)</b>	(26)	15
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts	(11)	(59)	84
Profits (pertes) sur les instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts	11	21	(41)
Profits (pertes) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts <sup>2</sup>	20	61	(8)
Reclassement en résultat net des profits sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts <sup>3</sup>	(110)	(42)	(46)
<b>Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net</b>	<b>(90)</b>	(19)	(11)
<b>Autres éléments du résultat global</b>	<b>(102)</b>	(45)	4
<b>Total du résultat global</b>	<b>(355)</b>	131	(86)
<b>Total du résultat global attribuable aux :</b>			
Actionnaires de TransAlta	(439)	54	(210)
Participations ne donnant pas le contrôle (note 13)	84	77	124
	<b>(355)</b>	131	(86)

1) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 3 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 (recouvrement de 7 millions de dollars en 2019, charge de 5 millions de dollars en 2018).

2) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 8 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 (charge de 16 millions de dollars en 2019, recouvrement de 1 million de dollars en 2018).

3) Déduction faite du reclassement de la charge d'impôts sur le résultat de 31 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 (charge de 10 millions de dollars en 2019, charge de 11 millions de dollars en 2018).

Voir les notes jointes.

## États de la situation financière consolidés

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2020	2019
Trésorerie et équivalents de trésorerie	703	411
Liquidités soumises à restrictions (note 24)	71	32
Créances clients et autres débiteurs (note 14)	583	462
Charges payées d'avance	31	19
Actifs de gestion du risque (notes 15 et 16)	171	166
Stocks (note 17)	238	251
Actifs détenus en vue de la vente (notes 4 B) et 7)	105	–
	<b>1 902</b>	<b>1 341</b>
Placements (note 10)	100	–
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 8)	228	176
Actifs de gestion du risque (notes 15 et 16)	521	640
Immobilisations corporelles (note 18)		
Coût	13 398	13 395
Amortissement cumulé	(7 576)	(7 188)
	<b>5 822</b>	<b>6 207</b>
Actifs au titre de droits d'utilisation (note 19)	141	146
Immobilisations incorporelles (note 20)	313	318
Goodwill (note 21)	463	464
Actifs d'impôt différé (note 12)	51	18
Autres actifs (note 22)	206	198
<b>Total de l'actif</b>	<b>9 747</b>	<b>9 508</b>
Dettes fournisseurs et charges à payer	599	413
Partie courante de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 23)	59	58
Passifs de gestion du risque (notes 15 et 16)	94	81
Partie courante des passifs sur contrat (note 5)	1	1
Impôts sur le résultat à payer	18	14
Dividendes à verser (notes 27 et 28)	59	37
Partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives (note 24)	105	513
	<b>935</b>	<b>1 117</b>
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives (note 24)	3 256	2 699
Titres échangeables (note 25)	730	326
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 23)	614	488
Passifs d'impôt différé (note 12)	396	472
Passifs de gestion du risque (notes 15 et 16)	68	29
Passifs sur contrats (note 5)	14	14
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants (note 26)	298	301
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 27)	2 896	2 978
Actions privilégiées (note 28)	942	942
Surplus d'apport	38	42
Déficit	(1 826)	(1 455)
Cumul des autres éléments du résultat global (note 29)	302	454
<b>Capitaux propres attribuables aux actionnaires</b>	<b>2 352</b>	<b>2 961</b>
Participations ne donnant pas le contrôle (note 13)	1 084	1 101
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>3 436</b>	<b>4 062</b>
<b>Total du passif et des capitaux propres</b>	<b>9 747</b>	<b>9 508</b>

Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture (note 4)  
Engagements et éventualités (note 36)

Au nom du conseil :

  
John P. Dielwart  
Administrateur

  
Beverlee F. Park  
Administratrice

Voir les notes jointes.

## États des variations des capitaux propres consolidés

(en millions de dollars canadiens)

	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global <sup>1</sup>	Attribuables aux actionnaires	Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2018	3 059 \$	942 \$	11 \$	(1 496) \$	481 \$	2 997 \$	1 137 \$	4 134 \$
Ajustements découlant de l'application de l'IFRS 16	—	—	—	3	—	3	—	3
Solde ajusté au 1 <sup>er</sup> janvier 2019	3 059	942	11	(1 493)	481	3 000	1 137	4 137
Résultat net	—	—	—	82	—	82	94	176
Autres éléments du résultat global :								
Pertes nettes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts	—	—	—	—	(38)	(38)	—	(38)
Profits nets sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	19	19	—	19
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(26)	(26)	—	(26)
Participations intersociétés évaluées à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	—	—	—	—	17	17	(17)	—
<b>Total du résultat global</b>				<b>82</b>	<b>(28)</b>	<b>54</b>	<b>77</b>	<b>131</b>
Dividendes sur actions ordinaires	—	—	—	(34)	—	(34)	—	(34)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	(30)	—	(30)	—	(30)
Actions rachetées dans le cadre de l'OPRA	(83)	—	—	15	—	(68)	—	(68)
Variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables (notes 4 V) et 13)	—	—	—	5	1	6	22	28
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	2	—	31	—	—	33	—	33
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	(135)	(135)
Solde au 31 décembre 2019	2 978	942	42	(1 455)	454	2 961	1 101	4 062
Résultat net	—	—	—	(287)	—	(287)	34	(253)
Autres éléments du résultat global :								
Pertes nettes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(91)	(91)	—	(91)
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(11)	(11)	—	(11)
Participations intersociétés évaluées à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	—	—	—	—	(50)	(50)	50	—
<b>Total du résultat global</b>				<b>(287)</b>	<b>(152)</b>	<b>(439)</b>	<b>84</b>	<b>(355)</b>
Dividendes sur actions ordinaires	—	—	—	(58)	—	(58)	—	(58)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	(49)	—	(49)	—	(49)
Actions rachetées dans le cadre de l'OPRA	(79)	—	—	18	—	(61)	—	(61)
Variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables	—	—	—	5	—	5	15	20
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions (note 30)	(3)	—	(4)	—	—	(7)	—	(7)
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	(116)	(116)
<b>Solde au 31 décembre 2020</b>	<b>2 896</b>	<b>942</b>	<b>38</b>	<b>(1 826)</b>	<b>302</b>	<b>2 352</b>	<b>1 084</b>	<b>3 436</b>

1) Se reporter à la note 29 pour plus de précisions sur les composantes et les variations du cumul des autres éléments du résultat global. Voir les notes jointes.



## Tableaux des flux de trésorerie consolidés

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2020	2019	2018
<b>Activités d'exploitation</b>			
Résultat net	(253)	176	(90)
Amortissement (note 37)	798	709	710
Profit net à la vente d'actifs (notes 4 I) et 4 R))	(9)	(45)	—
Désactualisation des provisions (note 23)	30	23	24
Frais de démantèlement et de remise en état réglés (note 23)	(18)	(34)	(31)
Recouvrement d'impôt différé (note 12)	(85)	(18)	(34)
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion du risque	42	(32)	30
Perte latente de change	1	13	28
Provisions	9	13	7
Dépréciation d'actifs (note 7)	84	25	73
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, déduction faite des distributions reçues des coentreprises	(1)	—	—
Autres éléments sans effet de trésorerie	15	(102)	147
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement</b>	<b>613</b>	<b>728</b>	<b>864</b>
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation (note 33)	89	121	(44)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>702</b>	<b>849</b>	<b>820</b>
<b>Activités d'investissement</b>			
Ajouts d'immobilisations corporelles (notes 18 et 37)	(486)	(417)	(277)
Ajouts d'immobilisations incorporelles (notes 20 et 37)	(14)	(14)	(20)
Liquidités soumises à restrictions (note 24)	(39)	34	(35)
Prêt à recevoir (note 22)	(5)	(10)	1
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise (note 4)	(32)	(117)	(30)
Acquisition de placements (note 10)	(102)	—	—
Investissement dans le gazoduc Pioneer	—	(83)	(15)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	6	13	2
Profits réalisés sur les instruments financiers	2	3	2
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	17	24	59
Divers	(12)	23	15
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	(22)	32	(96)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement</b>	<b>(687)</b>	<b>(512)</b>	<b>(394)</b>
<b>Activités de financement</b>			
Augmentation (diminution) nette des emprunts sur les facilités de crédit (note 24)	(106)	(119)	312
Remboursement de la dette à long terme (note 24)	(489)	(96)	(1 179)
Émission de dette à long terme (note 24)	753	166	345
Émission de titres échangeables (note 25)	400	350	—
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 27)	(47)	(45)	(46)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 28)	(39)	(40)	(40)
Produit net à la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale (note 4 W))	—	—	144
Rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (note 27)	(57)	(68)	(23)
Profits réalisés sur les instruments financiers	3	—	48
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 13)	(97)	(106)	(165)
Diminution des obligations locatives (note 24)	(25)	(21)	(18)
Frais de financement et autres	(11)	(35)	(31)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités de financement	(13)	—	2
<b>Flux de trésorerie liés aux activités de financement</b>	<b>272</b>	<b>(14)</b>	<b>(651)</b>
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement</b>	<b>287</b>	<b>323</b>	<b>(225)</b>
<b>Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères</b>	<b>5</b>	<b>(1)</b>	<b>—</b>
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>292</b>	<b>322</b>	<b>(225)</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice</b>	<b>411</b>	<b>89</b>	<b>314</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice</b>	<b>703</b>	<b>411</b>	<b>89</b>
Impôts sur le résultat au comptant payés	36	35	87
Intérêts au comptant payés	201	185	188

Voir les notes jointes.

# Notes des états financiers consolidés

(Tous les montants des tableaux sont en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

## 1. Renseignements sur la Société

### A. Description des activités

TransAlta Corporation («TransAlta» ou la «Société») a été constituée en mars 1985 en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*. La Société est devenue une société ouverte en décembre 1992. Son siège social est situé à Calgary, en Alberta.

#### I. Secteurs de production

Les six secteurs de production de la Société sont : Hydroélectricité, Énergie éolienne et énergie solaire, Gaz en Amérique du Nord, Gaz en Australie, Énergie thermique en Alberta et Centralia. La Société, directement ou indirectement, détient et exploite des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens et solaires, des centrales alimentées au gaz naturel et au charbon, et exerce des activités minières connexes ainsi que des activités liées à des gazoducs au Canada, aux États-Unis et en Australie. Le secteur Énergie éolienne et énergie solaire comprend les résultats financiers, sur une base proportionnelle, de notre placement dans SP Skookumchuck Investment LLC. Les produits sont tirés de la disponibilité et de la production d'électricité et de vapeur ainsi que de services auxiliaires, comme le soutien du réseau. Les ventes d'électricité effectuées par le groupe commercial et industriel de la Société sont présumées découler de la production de la Société et ont été incluses dans le secteur Énergie thermique en Alberta.

#### II. Secteur Commercialisation de l'énergie

Le secteur Commercialisation de l'énergie tire ses produits et son résultat du commerce de gros de l'électricité et d'autres produits de base et instruments dérivés liés à l'énergie.

Le secteur Commercialisation de l'énergie gère la capacité de production disponible de même que les besoins en combustible et en transport des secteurs de production au moyen de contrats de diverses durées pour la vente à terme d'électricité et l'achat de gaz naturel et de capacité de transport. Le secteur Commercialisation de l'énergie est également responsable des décisions prises en matière d'optimisation du portefeuille. Les résultats de ces activités d'optimisation sont inclus dans chaque secteur de production.

#### III. Secteur Siège social et autres

Le secteur Siège social et autres comprend les fonctions financière, juridique et administrative, l'expansion de l'entreprise, ainsi que les relations avec les investisseurs de la Société. Les activités et les charges directement ou raisonnablement attribuables aux autres secteurs y sont affectées. En 2020, le segment Siège social et autres comprend également le placement dans EMG International LLC («EMG»), une entreprise de traitement des eaux usées.

### B. Base d'établissement

Les présents états financiers consolidés ont été préparés par la direction selon les Normes internationales d'information financière («IFRS») publiées par l'International Accounting Standards Board («IASB»).

Les états financiers consolidés ont été préparés sur la base du coût historique, sauf pour les instruments financiers et les actifs détenus en vue de la vente qui sont évalués à la juste valeur, comme il est expliqué dans les méthodes comptables suivantes.

Le conseil de TransAlta a autorisé la publication des présents états financiers consolidés le 2 mars 2021.

### C. Périmètre de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de la Société et des filiales sur lesquelles elle exerce un contrôle. Le contrôle existe lorsque la Société est exposée ou qu'elle a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec la filiale et qu'elle a la capacité d'influer sur ces rendements du fait du pouvoir qu'elle détient sur celle-ci. Les filiales préparent les états financiers pour la même période de présentation de l'information financière et selon les mêmes méthodes comptables que la société mère.

## 2. Principales méthodes comptables

### A. Comptabilisation des produits des activités ordinaires

#### I. Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

Les produits des activités ordinaires de la Société 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.

#### *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 qu'un ajustement à la baisse important du montant cumulatif des produits des activités ordinaires ne se produira pas. 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.

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. La Société évalue le montant du prix de transaction à attribuer à chaque obligation de prestation en proportion 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.

**Comptabilisation**

La nature, le moment de la comptabilisation des obligations de prestation remplies et les modalités de paiement des biens et des services fournis par la Société sont décrits ci-dessous :

<b>Biens et services</b>	<b>Description</b>
<i>Capacité</i>	La capacité représente la disponibilité d'un actif pour fournir des biens ou des services. Les clients paient généralement pour se prévaloir de la capacité pour chaque période définie (c.-à-d. mensuelle) selon un montant représentatif de la disponibilité de l'actif pendant cette période. Les obligations de fournir de la capacité sont remplies au fil du temps, et les produits des activités ordinaires sont comptabilisés selon une méthode d'évaluation fondée sur le temps écoulé. Les contrats de capacité sont généralement de nature à long terme. Les paiements sont généralement reçus des clients sur une base mensuelle.
<i>Contrats d'électricité</i>	La vente d'électricité sous contrat fait référence à la livraison d'unités d'électricité à un client aux termes d'un contrat. Les clients paient un prix contractuellement spécifié pour la production à la fin de périodes contractuelles prédéfinies (c.-à-d. mensuelles). Les obligations de livraison d'électricité sont remplies au fil du temps, et les produits des activités ordinaires sont comptabilisés au moyen d'une mesure de la production fondée sur les unités (c.-à-d. les mégawattheures). Les contrats d'électricité sont généralement de nature à long terme, et les paiements sont généralement reçus sur une base mensuelle.
<i>Énergie thermique</i>	L'énergie thermique désigne la livraison d'unités de vapeur à un client en vertu d'un contrat. Les clients paient un prix contractuellement spécifié pour la production à la fin de périodes contractuelles prédéfinies (c.-à-d. mensuelles). Les obligations de livraison de vapeur sont remplies au fil du temps, et les produits des activités ordinaires sont comptabilisés au moyen d'une mesure de la production fondée sur les unités (c.-à-d. les gigajoules). Les contrats d'énergie thermique sont généralement de nature à long terme. Les paiements sont généralement reçus des clients sur une base mensuelle.
<i>Attributs environnementaux</i>	Les attributs environnementaux désignent la délivrance de certificats d'énergie renouvelable, de caractéristiques écologiques et d'autres éléments semblables. Les clients peuvent conclure un contrat visant des attributs environnementaux en même temps que l'achat d'électricité, auquel cas le client paie les attributs dans le mois suivant la livraison de l'électricité. Sinon, les clients paient à la livraison des attributs environnementaux. L'obligation de livrer des attributs environnementaux est remplie à un moment donné, généralement à leur livraison.
<i>Sous-produits de la production</i>	Les sous-produits de la production désignent la vente de sous-produits découlant de l'utilisation du charbon dans les centrales de la Société alimentées au charbon au Canada et aux États-Unis et la vente de charbon à des tiers. L'obligation de livrer des sous-produits est remplie à un moment donné, généralement à leur livraison. Les paiements sont reçus lorsque la livraison a été effectuée.

Un passif sur contrat est comptabilisé lorsque la Société reçoit une contrepartie avant que l'obligation de prestation ne soit remplie. Un actif sur contrat est comptabilisé lorsque la Société a droit à une contrepartie parce qu'elle a rempli son obligation de prestation avant d'avoir envoyé la facture au client. La Société comptabilise séparément comme une créance ses droits inconditionnels à une contrepartie. Les actifs sur contrat et les créances clients sont évalués à chaque période de présentation de l'information financière pour déterminer s'il existe une indication objective de dépréciation.

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.

**II. 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 la Société conserve 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. Certains instruments dérivés utilisés par la Société dans des activités de négociation ne sont pas négociés sur une Bourse active ou se prolongent au-delà de la période pour laquelle les cours de Bourse sont disponibles. Les justes valeurs de ces instruments dérivés sont calculées selon des techniques ou des modèles d'évaluation internes.

## B. Conversion des monnaies étrangères

La Société, ses filiales et ses coentreprises déterminent leur monnaie fonctionnelle respective selon la monnaie de l'environnement économique principal dans lequel elles exercent leurs activités. La monnaie fonctionnelle de la Société est le dollar canadien, et les monnaies fonctionnelles de ses filiales et ses coentreprises sont le dollar canadien, le dollar américain ou le dollar australien. Les transactions libellées en une monnaie autre que la monnaie fonctionnelle d'une entité sont converties au taux de change en vigueur à la date de la transaction. Les profits et pertes de change qui en découlent sont comptabilisés, pour chaque entité, en résultat net de la période pendant laquelle ils surviennent.

Les comptes des établissements à l'étranger de la Société sont convertis dans la monnaie de présentation de la Société, le dollar canadien, afin qu'ils puissent être intégrés dans les états financiers consolidés. Les actifs et les passifs monétaires et non monétaires libellés en monnaies étrangères des établissements à l'étranger sont convertis aux taux de change en vigueur à la fin de la période, et les produits et les charges sont convertis aux taux de change en vigueur à la date de la transaction. Les profits et les pertes découlant de la conversion sont inclus dans les autres éléments du résultat global, et le profit cumulé ou la perte cumulée est présenté dans le cumul des autres éléments du résultat global. Les montants comptabilisés auparavant dans le cumul des autres éléments du résultat global sont comptabilisés en résultat net lorsqu'il y a une réduction de l'investissement net dans les établissements à l'étranger par suite d'une sortie, d'une sortie partielle ou d'une perte de contrôle.

## C. Instruments financiers et couvertures

### I. Instruments financiers

#### *Classement et évaluation*

L'IFRS 9 a introduit l'exigence de classer et d'évaluer les actifs financiers en fonction de leurs caractéristiques de flux de trésorerie contractuels et du modèle économique de la Société pour l'actif financier. Tous les actifs financiers et les passifs financiers, y compris les instruments dérivés, sont comptabilisés à la juste valeur dans les états de la situation financière consolidés lorsque la Société devient partie aux clauses contractuelles d'un instrument financier ou d'un contrat sur dérivé non financier. Les actifs financiers doivent être classés et évalués au coût amorti, à la juste valeur par le biais du résultat net ou à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global.

Les actifs financiers dont les flux de trésorerie contractuels, qui représentent uniquement des remboursements de principal et des versements d'intérêts, surviennent à des dates précises et dont la détention s'inscrit dans un modèle économique dont l'objectif est de détenir des actifs afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels sont par la suite évalués au coût amorti. Les actifs financiers évalués à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global sont ceux dont les flux de trésorerie contractuels, qui représentent uniquement des remboursements de principal et des versements d'intérêts, surviennent à des dates précises et dont la détention s'inscrit dans un modèle économique dont l'objectif est de détenir des actifs afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels et de vendre les actifs financiers. Tous les autres actifs financiers sont par la suite évalués à la juste valeur par le biais du résultat net.

Les passifs financiers sont classés en tant que passifs évalués à la juste valeur par le biais du résultat net lorsqu'ils sont détenus à des fins de transaction. Tous les autres passifs financiers sont par la suite évalués au coût amorti.

Les fonds reçus aux termes d'accords de financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux sont classés à titre de dette à long terme. Ces accords sont utilisés aux États-Unis lorsque des investisseurs acquièrent une participation dans l'entité responsable du projet et, en contrepartie de leur investissement, se voient attribuer la quasi-totalité du résultat, des flux de trésorerie et des avantages fiscaux (tels que les crédits d'impôt à la production, les crédits d'impôt à l'investissement, l'amortissement fiscal accéléré, selon le cas) jusqu'à ce qu'ils aient atteint le taux de rendement cible convenu. Une fois ce taux atteint, l'accord est inversé, la Société recevant alors la majorité du résultat, des flux de trésorerie et des avantages fiscaux. À ce moment-là, le financement par capitaux propres donnant droit à des

avantages fiscaux («financement donnant droit à des avantages fiscaux») sera classé comme une participation ne donnant pas le contrôle. En appliquant la méthode du taux d'intérêt effectif aux financements donnant droit à des avantages fiscaux, la Société a choisi de comptabiliser l'incidence des attributs fiscaux dans la charge d'intérêts nette.

La Société a recours à divers instruments financiers dérivés pour gérer son exposition au risque lié au prix des produits de base, au risque de taux d'intérêt et au risque de change, y compris des swaps financiers à prix fixe, des contrats de vente d'électricité prévoyant la livraison à long terme, des contrats de change à terme et la désignation de la dette en devises comme couverture des investissements nets dans des établissements à l'étranger.

Les instruments dérivés sont initialement comptabilisés à la juste valeur à la date à laquelle les contrats dérivés sont conclus et sont par la suite réévalués à leur juste valeur à la fin de chaque période de présentation de l'information financière. Le profit ou la perte qui en résulte est comptabilisé immédiatement dans le résultat net, à moins que le dérivé ne soit désigné et efficace comme instrument de couverture, auquel cas le moment de la comptabilisation dans le résultat net dépend de la nature de la relation de couverture.

Les dérivés incorporés dans des contrats hôtes non dérivés qui ne sont pas des actifs financiers entrant dans le champ d'application de l'IFRS 9 (p. ex., des passifs financiers) sont comptabilisés distinctement comme des dérivés lorsqu'ils répondent à la définition d'un dérivé, que leurs risques et caractéristiques ne sont pas étroitement liés à ceux des contrats hôtes et que les contrats hôtes ne sont pas évalués à la juste valeur par le biais du résultat net. Les dérivés incorporés dans des contrats hybrides qui contiennent des hôtes d'actifs financiers entrant dans le champ d'application de l'IFRS 9 ne sont pas séparés des contrats hôtes et l'ensemble du contrat est évalué à la juste valeur par le biais du résultat net ou au coût amorti, selon le cas.

Les actifs financiers sont décomptabilisés lorsque les droits contractuels sur les flux de trésorerie arrivent à expiration. Les passifs financiers sont décomptabilisés lorsque l'obligation est éteinte, qu'elle est annulée ou qu'elle a expiré.

Les actifs financiers sont également décomptabilisés lorsque la Société a transféré ses droits de recevoir des flux de trésorerie générés par ces actifs ou qu'elle a l'obligation de payer les flux de trésorerie reçus à un tiers en vertu d'un contrat de transfert de flux de trésorerie, et qu'elle a transféré soit la quasi-totalité des risques et des avantages des actifs, soit le contrôle. TransAlta continuera de comptabiliser les actifs et tout passif associé si elle conserve la quasi-totalité des risques et avantages des actifs, ou conserve le contrôle de ces actifs. L'étendue du lien conservé prenant la forme d'une garantie visant les actifs transférés est évaluée au moins élevé de la valeur comptable initiale des actifs ou du montant maximal de la contrepartie que TransAlta pourrait être tenue de rembourser.

Les actifs financiers et les passifs financiers sont compensés, et le montant net est présenté dans les états de la situation financière consolidés si la Société a un droit juridiquement exécutoire de compenser les montants comptabilisés et a l'intention soit de régler le montant net, soit de réaliser les actifs et de régler les passifs simultanément.

Les coûts de transaction sont passés en charges au fur et à mesure qu'ils sont engagés pour les instruments financiers classés ou désignés à la juste valeur par le biais du résultat net. Les coûts de transaction des autres instruments financiers, comme les instruments d'emprunt, sont comptabilisés comme partie intégrante de la valeur comptable de l'instrument financier. La Société utilise la méthode du taux d'intérêt effectif aux fins de l'amortissement de tous les coûts de transaction, de toutes les primes ou de tous les escomptes obtenus ou engagés à l'égard des instruments financiers évalués au coût amorti.

#### *Dépréciation des actifs financiers*

TransAlta comptabilise une correction de valeur pour pertes de crédit attendues pour les actifs financiers évalués au coût amorti ainsi que pour certains autres instruments. La correction de valeur pour pertes d'un actif financier est évaluée au montant de la perte de crédit attendue pour la durée de vie si le risque de crédit a augmenté de manière importante depuis la comptabilisation initiale ou si l'actif financier est déprécié dès son acquisition ou sa création. Si le risque de crédit que comporte l'actif financier n'a pas augmenté de manière importante depuis la comptabilisation initiale, sa correction de valeur pour pertes est évaluée au montant de la perte de crédit attendue pour les 12 mois à venir.

Pour les créances clients, les créances locatives et les actifs sur contrat comptabilisés selon l'IFRS 15, TransAlta utilise une méthode simplifiée pour évaluer la correction de valeur pour pertes. Par conséquent, la Société ne fait pas le suivi des variations du risque de crédit, mais comptabilise plutôt une correction de valeur pour pertes au montant des pertes de crédit attendues pour la durée de vie à chaque date de clôture.

L'évaluation des pertes de crédit attendues est établie à la lumière des résultats passés et est ajustée en fonction de l'information de nature prospective. L'information prospective utilisée comprend les taux de défaillance de tiers au fil du temps, selon les cotes de crédit.

## II. Couvertures

Si la comptabilité de couverture peut être appliquée et si la Société choisit cette méthode, une relation de couverture est désignée comme une couverture de la juste valeur, une couverture de flux de trésorerie ou une couverture du risque de change d'un investissement net dans un établissement à l'étranger.

Une relation de couverture remplit les conditions requises pour l'application de la comptabilité de couverture si, à l'origine de la couverture, il existe une désignation et une documentation officielle décrivant la relation de couverture et si la valeur de l'instrument de couverture et celle de l'élément couvert varient en sens inverse l'une de l'autre sous l'impulsion du risque couvert. La documentation comprend l'identification de l'instrument de couverture et de l'élément ou de la transaction faisant l'objet de la couverture, la nature du risque couvert, les objectifs de la Société en matière de gestion du risque et de stratégie de couverture, et la manière dont l'efficacité de la couverture sera évaluée. Le processus de la comptabilité de couverture consiste notamment à rattacher tous les instruments dérivés à des actifs et à des passifs spécifiques comptabilisés, ou à des engagements fermes ou à des transactions prévues hautement probables spécifiques.

La Société détermine, de façon méthodique, tant au moment de la mise en place de la couverture que par la suite, si les instruments dérivés utilisés permettent de compenser de façon très efficace les variations des justes valeurs ou des flux de trésorerie des éléments couverts. Si les critères de couverture ne sont pas satisfaits ou que la Société n'applique pas la comptabilité de couverture, l'instrument dérivé est comptabilisé à la juste valeur dans les états de la situation financière consolidés, et les variations ultérieures de la juste valeur sont comptabilisées en résultat net au cours de la période où elles ont lieu.

### *Couvertures de la juste valeur*

Dans une relation de couverture de la juste valeur, la valeur comptable de l'élément couvert est ajustée pour tenir compte des variations de sa juste valeur attribuables au risque couvert, et les variations sont comptabilisées en résultat net. Les variations de la juste valeur de l'élément couvert, dans la mesure où la relation de couverture est efficace, sont compensées par les variations de la juste valeur du dérivé de couverture, qui sont également comptabilisées en résultat net.

Au titre des couvertures de la juste valeur liées aux éléments comptabilisés au coût amorti, tout ajustement de la valeur comptable est amorti par le biais du résultat net sur la durée résiduelle de la couverture selon la méthode du taux d'intérêt effectif («TIE»). L'amortissement selon la méthode du TIE peut démarrer dès qu'un ajustement est apporté, mais doit commencer au plus tard lorsque l'élément couvert cesse d'être ajusté pour prendre en compte les variations de sa juste valeur attribuables au risque couvert.

Si l'élément couvert est décomptabilisé, la juste valeur non amortie est immédiatement comptabilisée dans le résultat net.

### *Couvertures de flux de trésorerie*

Dans une relation de couverture de flux de trésorerie, la partie efficace de la variation de la juste valeur du dérivé de couverture est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global, tandis que toute partie inefficace est comptabilisée en résultat net. La réserve de couverture de flux de trésorerie est ajustée au moins élevé du cumul des profits et pertes sur l'instrument de couverture et du cumul des variations de la juste valeur de l'élément couvert.

Si la comptabilité de couverture est abandonnée, les montants comptabilisés auparavant dans le cumul des autres éléments du résultat global doivent y rester si les flux de trésorerie futurs couverts sont toujours susceptibles de se réaliser. Autrement, le montant sera immédiatement reclassé en résultat net à titre d'ajustement de reclassement. Après la cessation de la comptabilité de couverture, une fois que les flux de trésorerie couverts se sont produits, tout montant restant dans les autres éléments du résultat global doit être comptabilisé selon la nature de la transaction sous-jacente.

### *Couvertures du risque de change d'un investissement net dans un établissement à l'étranger*

En couvrant le risque de change d'un investissement net dans un établissement à l'étranger, la partie efficace des profits et pertes de change sur les instruments de couverture est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global, et la partie inefficace est comptabilisée en résultat net. Les justes valeurs connexes sont comptabilisées dans les actifs ou les passifs de gestion du risque, selon ce qui convient. Les montants comptabilisés auparavant dans le cumul des autres éléments du résultat global sont comptabilisés en résultat net lorsqu'il y a une réduction de l'investissement net couvert par suite d'une sortie, d'une sortie partielle ou d'une perte de contrôle.

## D. Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent l'encaisse et les placements très liquides dont l'échéance initiale est de trois mois ou moins.

## E. Garanties versées et reçues

Les modalités de certains contrats peuvent exiger que la Société ou les contreparties fournissent des garanties lorsque la juste valeur de l'obligation en vertu de ces contrats dépasse les limites de crédit consenties. Une baisse de la note par certaines agences peut entraîner une diminution des limites de crédit consenties à la Société ou aux contreparties et augmenter ainsi le montant de la garantie qui doit être fournie par la Société ou les contreparties.

## F. Stocks

### I. Combustible

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.

Le coût des stocks de charbon produits en interne est établi à l'aide de la méthode du coût complet, lequel comprend toutes les dépenses et les charges directement engagées afin que les stocks parviennent à leur état et lieu existants. Les stocks de charbon disponibles tendent à augmenter au cours des deuxième et troisième trimestres en raison des conditions climatiques favorables et d'une baisse de la production d'électricité pendant les périodes d'entretien. Par suite du nombre limité d'étapes de traitement nécessaires pour extraire le charbon et le préparer en vue de la consommation et de sa valeur unitaire relativement basse, la direction ne fait pas de distinction entre les produits en cours de production et le charbon disponible à la consommation. Le coût des stocks de gaz naturel et de charbon comprend toutes les dépenses et les charges directement engagées afin que les stocks parviennent à leurs état et lieu existants.

### II. Commercialisation de l'énergie

Les stocks de produits de base détenus dans le secteur Commercialisation de l'énergie à des fins de transaction sont évalués à la juste valeur diminuée des coûts de sortie. Les variations de la juste valeur diminuée des coûts de sortie sont comptabilisées dans le résultat net de la période au cours de laquelle la variation survient.

### III. Pièces, matériaux et fournitures

Les pièces, les matériaux et les fournitures sont comptabilisés au moindre du coût, évalué au coût moyen mobile, et de la valeur nette de réalisation.

### IV. Crédits et quotas d'émission

Les crédits et quotas d'émission sont comptabilisés dans les stocks au coût. Ceux qui ont été achetés aux fins d'utilisation par la Société sont comptabilisés au coût et, par la suite, au moindre du coût moyen pondéré et de la valeur nette de réalisation. Pour les crédits d'émission qui ne sont pas habituellement fongibles, la Société comptabilise les crédits en utilisant la méthode d'identification spécifique. Les crédits consentis à TransAlta ou générés en interne sont comptabilisés à une valeur nulle. Les passifs au titre des émissions sont comptabilisés selon les meilleures estimations du montant requis par la Société pour régler l'obligation excédant les plafonds et les cibles établis par le gouvernement. Dans la mesure où les coûts d'observation sont recouvrables aux termes de contrats conclus avec des tiers, ces montants sont comptabilisés dans les produits lorsqu'ils sont recouverts.

Les crédits et quotas d'émission détenus à des fins de transaction qui répondent à la définition d'un instrument dérivé sont comptabilisés selon la méthode de la juste valeur. Autrement, ils sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'exercice.

## G. Immobilisations corporelles

L'investissement de la Société dans les immobilisations corporelles est d'abord présenté au coût initial de chaque composante au moment de la construction, de l'achat ou de l'acquisition. Une composante est la partie corporelle d'un actif qui peut être identifiée séparément et amortie sur sa propre durée d'utilité attendue et qui devrait procurer des avantages sur plus d'un an. Les coûts initiaux comprennent, par exemple, les matériaux, la main-d'œuvre, les coûts d'emprunt et d'autres coûts directement attribuables, y compris l'estimation initiale du coût de démantèlement ou de remise en état. Les coûts sont comptabilisés dans les immobilisations corporelles s'il est probable que des avantages économiques futurs seront réalisés et que le coût de l'élément peut être évalué de façon fiable. Le coût des pièces de rechange importantes est incorporé et classé dans les immobilisations corporelles, puisque ces éléments ne peuvent être utilisés qu'avec un élément des immobilisations corporelles.

L'entretien planifié est effectué à intervalles réguliers. Les travaux d'entretien d'envergure planifiés comprennent l'inspection, les réparations et l'entretien des composantes existantes ainsi que leur remplacement. Les coûts engagés au titre des activités d'entretien d'envergure sont incorporés dans le coût de l'actif au cours de la période où les activités d'entretien ont lieu et sont amortis selon le mode linéaire sur la période allant jusqu'à la prochaine activité d'entretien d'envergure. Les dépenses de remplacement de composantes engagées dans le cadre de travaux d'entretien d'envergure sont incorporées dans le coût de l'actif et amorties sur la durée d'utilité estimée de ces composantes.



Les coûts de réparation et d'entretien courants et de remplacement de pièces mineures sont imputés au résultat net au fur et à mesure qu'ils sont engagés. Après la comptabilisation initiale et l'évaluation au coût, toutes les catégories d'immobilisations corporelles continuent d'être évaluées selon le modèle du coût et sont comptabilisées au coût moins l'amortissement cumulé et les pertes de valeur, le cas échéant.

Un élément ou une composante des immobilisations corporelles est décomptabilisé au moment de la cession ou lorsqu'aucun avantage économique n'est attendu de son utilisation ou de sa cession. Tout profit ou toute perte découlant de la décomptabilisation est inclus dans le résultat net au moment de la décomptabilisation de l'actif.

La durée d'utilité de chaque composante des immobilisations corporelles est estimée d'après les faits courants et les résultats passés, compte tenu des ententes et des contrats de vente à long terme en cours, de la demande courante et prévue et de la désuétude technologique possible. La durée d'utilité sert à évaluer le taux d'amortissement de la composante des immobilisations corporelles. Les immobilisations corporelles sont amorties à partir du moment où l'actif est prêt à être utilisé, soit, en général, au commencement des activités commerciales. Les pièces de rechange désignées comme essentielles pour assurer le fonctionnement continu d'une centrale en particulier sont amorties sur la durée d'utilité de la centrale, même si la pièce n'est pas en service. Les autres pièces de rechange sont amorties à partir du moment où elles sont mises en service. Chaque composante importante d'un élément des immobilisations corporelles est amortie au montant de sa valeur résiduelle sur sa durée d'utilité estimée, généralement selon le mode linéaire ou le mode des unités de production. La durée d'utilité estimée, la valeur résiduelle et les modes d'amortissement sont examinés annuellement et peuvent être révisés sur la base de nouveaux renseignements ou de renseignements additionnels. L'effet d'un changement de la durée d'utilité, de la valeur résiduelle ou du mode d'amortissement est comptabilisé de façon prospective.

La durée d'utilité résiduelle estimée des composantes des actifs amortissables, classés par catégorie d'actifs, se présente comme suit :

Production d'énergie hydroélectrique	De 1 an à 52 ans
Production d'énergie éolienne	De 1 an à 29 ans
Production d'énergie au gaz	De 1 an à 17 ans
Production d'énergie au charbon	De 1 an à 29 ans
Biens et matériel miniers	De 1 an à 9 ans
Pièces de rechange amortissables et autres	De 2 ans à 52 ans

TransAlta inscrit à l'actif les coûts d'emprunt sur le capital investi dans des projets en construction (voir la note 2 R)). Au démarrage des activités commerciales, les coûts d'emprunt incorporés dans le coût de l'actif, à titre de quote-part du coût total de l'actif, sont amortis sur la durée d'utilité estimée de l'actif connexe.

## H. Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles acquises dans le cadre d'un regroupement d'entreprises sont comptabilisées séparément du goodwill à leur juste valeur à la date de l'acquisition. Les immobilisations incorporelles acquises séparément sont comptabilisées au coût. Les immobilisations incorporelles générées en interne découlant de projets de mise en valeur sont comptabilisées si l'entité peut démontrer qu'elle respecte certains critères liés à la faisabilité de l'utilisation interne ou de la vente ou aux avantages économiques futurs probables de l'immobilisation incorporelle.

Les immobilisations incorporelles sont initialement comptabilisées au coût, qui comprend tous les coûts directement imputables nécessaires pour créer, produire et préparer l'immobilisation pour qu'elle puisse être exploitée de la manière prévue par la direction.

Après la comptabilisation initiale, les immobilisations incorporelles continuent d'être évaluées selon le modèle du coût et sont comptabilisées au coût moins l'amortissement cumulé et les pertes de valeur, le cas échéant. L'amortissement est compris dans les postes Amortissement et Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité des comptes de résultat consolidés.

L'amortissement commence lorsque l'immobilisation incorporelle est prête à être utilisée et est comptabilisé selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimée de l'immobilisation incorporelle, sauf pour les droits relatifs aux mines de charbon, qui sont amortis selon le mode de l'unité de production, d'après les réserves minières estimées. La durée d'utilité estimée des immobilisations incorporelles peut être déterminée, par exemple, d'après la durée du contrat ou de l'accord de licence connexe. La durée d'utilité estimée et les modes d'amortissement sont examinés annuellement, et l'effet des changements est comptabilisé de façon prospective.

Les immobilisations incorporelles se composent des contrats de vente d'électricité, à des tarifs fixes plus élevés que les tarifs du marché à la date d'acquisition, des droits relatifs aux mines de charbon, des logiciels et des immobilisations incorporelles en cours de développement. La durée d'utilité résiduelle estimée des immobilisations incorporelles se présente comme suit :

Logiciels	De 2 ans à 7 ans
Contrats de vente d'électricité	De 1 an à 20 ans

## I. Dépréciation d'immobilisations corporelles et incorporelles, à l'exception du goodwill

À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, la Société évalue s'il existe un indice que les immobilisations corporelles et les immobilisations incorporelles à durée d'utilité déterminée ont subi une perte de valeur.

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 la stratégie d'affaires globale de la Société, 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 la Société n'est pas l'exploitant de l'installation. Des événements peuvent alors passer inaperçus pendant un certain temps.

Les activités, le marché et l'environnement d'affaires de la Société 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, la Société doit estimer la valeur recouvrable de l'actif ou de l'UGT à laquelle l'actif 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. Les prix récents des transactions sont pris en compte dans le calcul de la juste valeur. Si aucune pareille transaction ne peut être relevée, un modèle d'évaluation approprié comme l'actualisation des flux de trésorerie est utilisé. La valeur d'utilité correspond à la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs devant être générés par l'utilisation continue de l'actif et par sa cession in fine. Si la valeur recouvrable est inférieure à la valeur comptable de l'actif ou de l'UGT, une imputation pour dépréciation d'actifs est comptabilisée en résultat net, et la valeur comptable de l'actif est ramenée à sa valeur recouvrable.

Chaque date de présentation de l'information financière, la Société évalue s'il existe un indice qu'une imputation pour dépréciation comptabilisée antérieurement n'existe plus ou a diminué. Dans un tel cas, la valeur recouvrable de l'actif ou de l'UGT à laquelle l'actif appartient est estimée et, si la valeur recouvrable a augmenté, l'imputation pour dépréciation comptabilisée antérieurement est reprise. Si une imputation pour dépréciation est reprise, la valeur comptable de l'actif est accrue et est établie au moindre de sa valeur recouvrable estimée révisée et de la valeur comptable (diminuée des amortissements) qui aurait été calculée si aucune imputation pour dépréciation n'avait été comptabilisée antérieurement. La reprise d'une imputation pour dépréciation est comptabilisée en résultat net.

## J. Goodwill

Le goodwill généré lors d'un regroupement d'entreprises est comptabilisé à titre d'actif à la date de la prise de contrôle. Le goodwill est évalué comme le coût d'une acquisition majoré du montant des participations ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise (le cas échéant), diminué de la juste valeur des actifs acquis et des passifs pris en charge identifiables connexes.

Le goodwill n'est pas amorti, mais doit plutôt faire l'objet d'un test de dépréciation au moins une fois l'an, ou plus souvent si une analyse des événements ou de la situation indique qu'il pourrait y avoir eu une perte de valeur. Un changement important de la situation financière de l'UGT, ou des groupes d'UGT, à laquelle se rapporte le goodwill ou des tendances sectorielles ou économiques négatives importantes sont des signes possibles. Pour les besoins des tests de dépréciation, le goodwill est affecté à chacune des UGT ou aux groupes d'UGT qui devraient bénéficier des synergies du regroupement d'entreprises qui a donné lieu au goodwill. Pour effectuer le test de dépréciation, la valeur recouvrable des UGT ou des groupes d'UGT auxquels correspond le goodwill est comparée à sa valeur comptable. Si la valeur recouvrable est inférieure à la valeur comptable, une imputation pour dépréciation est immédiatement comptabilisée en résultat net, d'abord en réduisant la valeur comptable du goodwill, puis en diminuant la valeur comptable des autres actifs de l'unité. Une imputation pour dépréciation comptabilisée au titre du goodwill n'est pas reprise au cours des périodes ultérieures.

## K. 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 à titre de charges d'exploitation jusqu'au moment où la construction d'une centrale ou l'acquisition d'un placement devrait se produire, quand il y a des raisons de croire que les coûts futurs pourront être recouverts et que les efforts fournis seront une source de valeur future pour la Société. Les coûts engagés sont alors inclus dans 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.

## L. Impôts

La Société utilise la méthode du passif fiscal pour comptabiliser les impôts sur le résultat de ses activités. Selon cette méthode, les actifs et les passifs d'impôt différé sont comptabilisés d'après l'écart entre la valeur comptable des actifs et des passifs et leur valeur fiscale respective (différences temporaires). 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. Les actifs et les passifs d'impôt différé sont déterminés au moyen des taux d'imposition et en vertu des lois fiscales en vigueur ou pratiquement en vigueur à la fin de la période, lesquelles devraient s'appliquer aux exercices au cours desquels il est prévu que les différences temporaires se réaliseront ou seront réglées. L'impôt différé est directement débité ou crédité au résultat net, sauf s'il est lié à des éléments débités ou crédités aux autres éléments du résultat global ou directement aux capitaux propres. La valeur comptable des actifs d'impôt différé est évaluée à la fin de chaque période et est réduite dans la mesure où il est improbable que l'entité dispose d'un résultat imposable suffisant pour que la totalité ou une partie de l'actif soit réalisé. Les actifs d'impôt différé non comptabilisés sont réévalués chaque date de clôture et sont comptabilisés dans la mesure où il est devenu probable que le résultat imposable futur permettra de recouvrer l'actif d'impôt différé.

Pour les différences temporaires imposables liées à des participations dans des filiales, un passif d'impôt différé doit être comptabilisé, sauf dans la mesure où la Société est capable de contrôler la date à laquelle la différence temporaire se résorbera et s'il est probable que la différence temporaire ne se résorbera pas dans un avenir prévisible.

## M. Avantages futurs du personnel

La Société offre des régimes à prestations définies et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi. Le coût des services rendus selon les régimes à prestations définies est établi au moyen de la méthode des unités de crédit projetées au prorata des services. Le coût financier net est déterminé en appliquant le taux d'actualisation au passif net au titre des prestations définies. Le taux d'actualisation utilisé pour calculer la valeur actuelle de l'obligation au titre des prestations définies et du coût financier net est déterminé à l'aide des taux de rendement du marché à la fin de la période, des obligations de sociétés de première qualité, ayant une monnaie et une durée correspondant à la monnaie et à la durée estimées des obligations au titre des prestations. Les réévaluations, notamment les écarts actuariels et le rendement des actifs des régimes (compte non tenu des intérêts nets), sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat global de la période au cours de laquelle elles se sont produites. Les écarts actuariels découlent des ajustements liés aux résultats passés et des changements au titre des hypothèses actuarielles. Les réévaluations ne sont pas reclassées des autres éléments du résultat global au résultat net au cours des périodes subséquentes.

Les profits ou les pertes découlant de la réduction ou de la liquidation d'un régime à prestations définies sont comptabilisés au moment où la réduction ou la liquidation survient. Lorsque la restructuration d'un régime d'avantages sociaux donne lieu à une réduction ou à une liquidation d'obligations, la réduction est comptabilisée avant la liquidation.

Pour déterminer si le financement minimum prescrit par la loi pour les régimes de retraite à prestations définies de la Société entraîne la comptabilisation d'un passif additionnel, la Société fournit des lettres de crédit à titre de sûreté qui ont pour effet de diminuer les exigences liées au financement. Aucun passif additionnel n'a été comptabilisé à cet égard.

Les cotisations exigibles aux termes de régimes de retraite à cotisations définies sont comptabilisées à titre de passif et de charge au cours de la période où les services sont rendus.

## N. Provisions

Une provision est comptabilisée lorsque la Société a une obligation actuelle (juridique ou implicite) résultant d'un événement passé, qu'il est probable que la Société devra régler l'obligation et que le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable. Une obligation juridique peut découler d'un contrat, de dispositions légales et de toute autre jurisprudence. Une obligation implicite peut découler des actions de l'entité lorsque celle-ci a indiqué à un tiers, par ses pratiques passées, par sa politique affichée ou par une déclaration récente suffisamment explicite, qu'elle assumera certaines responsabilités et qu'elle a, par conséquent, créé chez ce tiers une attente fondée qu'elle assumera ces responsabilités. Le montant comptabilisé en provision doit être la meilleure estimation des dépenses requises pour le règlement de l'obligation actuelle et être réévalué à la fin de chaque période, compte tenu des risques et incertitudes

associés à l'obligation. S'il est prévu que des dépenses seront engagées dans l'avenir, l'obligation est évaluée à sa valeur actualisée au moyen d'un taux d'intérêt ajusté en fonction du risque et fondé sur le marché.

La Société comptabilise une provision pour frais de démantèlement et de remise en état de toutes les centrales de production et de toutes les mines à l'égard desquelles elle a l'obligation juridique ou implicite d'enlever les installations à la fin de leur durée d'utilité et de remettre le site des centrales et des mines en état. Pour certaines centrales hydroélectriques, la Société a l'obligation d'enlever le matériel de production, mais n'est pas légalement tenue de faire de même avec les structures. Les provisions initiales pour frais de démantèlement sont comptabilisées à leur valeur actualisée lorsque le démantèlement a lieu. Chaque date de clôture, la Société détermine la valeur actualisée de la provision au moyen des taux d'actualisation courants, reflétant la valeur temps de l'argent et les risques connexes. La Société comptabilise les provisions initiales au titre du démantèlement et de la remise en état, ainsi que les variations découlant des révisions des estimations de coûts et des révisions de fin de période au taux d'actualisation ajusté en fonction du risque et fondé sur le marché à titre de coût de l'immobilisation corporelle connexe (voir la note 2 G)), dans la mesure où l'immobilisation corporelle connexe est toujours utilisée. Lorsque l'immobilisation corporelle connexe a atteint la fin de sa durée d'utilité, les variations de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état sont comptabilisées en résultat net. La charge au titre de la désactualisation de la valeur actualisée nette est comptabilisée en résultat net au cours de chaque période et incluse dans la charge d'intérêts nette. Si la Société prévoit recevoir d'un tiers le remboursement d'une partie des coûts de démantèlement futurs, le remboursement est traité comme un actif distinct si la Société a la quasi-certitude de recevoir ce remboursement. Les obligations en matière de démantèlement et de remise en état pour les mines de charbon sont contractées au fil du temps, à mesure que de nouveaux sites sont exploités, et une partie de la provision est réglée au fil du temps, à mesure que les sites sont remis en état, avant la restauration définitive des lieux. Les frais de restauration des lieux pour les biens miniers sont comptabilisés selon le mode des unités de production.

Les changements apportés aux autres provisions résultant des révisions des estimations des dépenses nécessaires pour éteindre l'obligation ou des révisions à la fin de la période du taux d'actualisation ajusté en fonction du risque et fondé sur le marché sont comptabilisés en résultat net. La charge au titre de la désactualisation de la valeur actualisée nette est comptabilisée en résultat net au cours de chaque période et incluse dans la charge d'intérêts nette.

## O. Paiements fondés sur des actions

La Société évalue la charge de rémunération fondée sur les actions à la date d'attribution selon la juste valeur de l'attribution et comptabilise la charge au cours de la période d'acquisition des droits d'après l'estimation, par la Société, du nombre d'unités pour lesquelles les droits finissent par être acquis. Toute attribution dont les droits s'acquièrent en tranches est comptabilisée comme une attribution distincte dont la juste valeur est évaluée séparément.

La charge de rémunération associée aux attributions réglées en instruments de capitaux propres et au comptant est comptabilisée respectivement dans les capitaux propres et le passif. Le passif lié aux attributions réglées au comptant est réévalué à la juste valeur à chacune des dates de clôture, y compris la date de règlement, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans la charge de rémunération.

## P. Actifs détenus en vue de la vente

Un actif est classé comme détenu en vue de la vente si sa valeur comptable est recouvrée principalement au moyen d'une vente plutôt que par l'utilisation continue par la Société. Les actifs classés comme étant détenus en vue de la vente sont évalués au plus faible de leur valeur comptable ou de leur juste valeur diminuée des coûts de sortie. Toute dépréciation est comptabilisée en résultat net. L'amortissement et la mise en équivalence cessent quand un actif ou un placement en titres de capitaux propres est classé comme détenu en vue de la vente. Les actifs classés comme étant détenus en vue de la vente sont présentés comme courants dans les états de la situation financière consolidés.

## Q. Contrats de location

### I. Méthode comptable relative à la comptabilisation des contrats de location de 2019 et 2020

La Société a adopté l'IFRS 16, *Contrats de location* («IFRS 16»), le 1<sup>er</sup> janvier 2019 et, en conséquence, a modifié en 2019 sa méthode comptable relative à la comptabilisation des contrats de location, laquelle est présentée ci-après. Se reporter à la section II) ci-après pour obtenir des renseignements sur la méthode comptable précédente.

Selon l'IFRS 16, un contrat renferme un contrat de location lorsqu'il confère au client le droit de contrôler l'utilisation d'un bien déterminé pour un certain temps moyennant une contrepartie.

#### Preneur

La Société conclut des contrats de location à l'égard de terrains, de bâtiments et locaux pour bureaux, de véhicules ainsi que de machines et d'équipement pour les sites. Pour tous les contrats répondant à la définition d'un contrat de location selon l'IFRS 16 dans lesquels la Société intervient en tant que preneur et qui ne sont pas exemptés en tant que contrats de location à court terme ou contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur, la Société :

- comptabilise les actifs au titre de droits d'utilisation et les obligations locatives dans les états de la situation financière consolidés;
- comptabilise l'amortissement des actifs au titre de droits d'utilisation et la charge d'intérêts sur les obligations locatives dans les comptes de résultat consolidés;
- comptabilise les remboursements de principal sur les obligations locatives à titre d'activités de financement et les paiements d'intérêts sur les obligations locatives à titre d'activités d'exploitation dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés.

Pour les contrats de location à court terme ou les contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur, la Société comptabilise les paiements de loyers en tant que charges d'exploitation.

Les paiements de loyers variables qui ne sont pas fonction d'un indice ou d'un taux ne sont pas pris en compte dans l'évaluation de l'obligation locative et de l'actif au titre du droit d'utilisation, et sont comptabilisés en charges dans la période au cours de laquelle se produit l'événement ou la situation qui est à l'origine de ces paiements.

Les actifs au titre de droits d'utilisation sont évalués initialement au montant de l'obligation locative, ajusté des paiements versés à la date de début ou avant cette date et majoré des coûts directs initiaux engagés et d'une estimation des coûts qui devront être engagés pour le démantèlement et l'enlèvement du bien sous-jacent ou pour la remise du bien sous-jacent dans son état ou pour la restauration du lieu, déduction faite des incitatifs à la location reçus.

Les obligations locatives sont évaluées initialement à la valeur actualisée des paiements de loyers qui n'ont pas été versés à la date de début, calculée au moyen du taux d'emprunt marginal de la Société ou du taux d'intérêt implicite du contrat. L'obligation locative est réévaluée en cas de changement dans les paiements de loyers futurs en raison d'une variation d'un indice ou d'un taux, ou en cas de changement dans l'estimation ou l'appréciation par la Société de son intention d'exercer une option de prolongation, de résiliation ou d'achat. Un ajustement correspondant est apporté à la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation ou est comptabilisé en résultat net si la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation a été ramenée à zéro.

La durée du contrat de location comprend les intervalles de temps visés par toute option de prolongation que la Société a la certitude raisonnable d'exercer et par toute option de résiliation du contrat de location qu'elle a la certitude raisonnable de ne pas exercer.

Les actifs au titre de droits d'utilisation sont amortis sur la plus courte de la durée du contrat de location et de la durée d'utilité du bien sous-jacent. Si le contrat de location a pour effet de transférer la propriété du bien sous-jacent ou si le coût de l'actif au titre du droit d'utilisation prend en compte l'exercice futur d'une option d'achat par la Société, l'actif au titre du droit d'utilisation relatif est amorti sur la durée d'utilité du bien sous-jacent.

La Société a choisi d'adopter la mesure de simplification qui permet au preneur de ne pas séparer les composantes non locatives, mais plutôt de comptabiliser chaque composante locative et les composantes non locatives qui s'y rattachent comme une seule composante, de nature locative.

#### *Bailleur*

Les contrats d'achat d'électricité («CAÉ») et autres contrats à long terme peuvent contenir des contrats de location ou être considérés comme tels si l'accord ne peut être exécuté sans l'utilisation d'un actif précis (p. ex., une unité de production) et si l'accord donne au client le droit de contrôler l'utilisation de cet actif.

Si la Société détermine que les dispositions d'un contrat contiennent un contrat de location ou correspondent à un contrat de location et font en sorte que les principaux risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif sont transférés au client, l'accord est un contrat de location-financement. Les actifs visés par les contrats de location-financement ne sont pas présentés comme des immobilisations corporelles, et l'investissement net dans le contrat de location, représenté par la valeur actualisée des montants dus par le preneur, est comptabilisé dans les états de la situation financière consolidés à titre d'actif financier, classé comme une créance au titre du contrat de location-financement. Les paiements qui sont considérés comme faisant partie intégrante de l'accord sont ventilés entre une réduction de la créance au titre du contrat de location-financement et les produits tirés des contrats de location-financement. La composante produits tirés des contrats de location-financement des paiements est comptabilisée au moyen d'une méthode qui donne lieu à un taux de rendement constant de l'investissement net pour chaque période et est prise en compte dans les produits tirés des contrats de location-financement aux comptes de résultat consolidés.

Si la Société détermine que les dispositions d'un contrat contiennent un contrat de location ou correspondent à un contrat de location et font en sorte que les principaux risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif sont

conservés par la Société, l'accord est un contrat de location simple. Dans le cas des contrats de location simple, l'actif est inclus dans les immobilisations corporelles, ou continue de l'être, et est amorti sur sa durée d'utilité.

Quand la Société sous-loue la totalité ou une partie d'un actif qu'elle loue et à l'égard duquel elle demeure le débiteur principal en vertu du contrat de location, elle comptabilise séparément le contrat de location principal et le contrat de sous-location. Le contrat de sous-location est classé comme un contrat de location-financement par rapport à l'actif au titre du droit d'utilisation issu du contrat de location principal.

## II. Méthode comptable relative à la comptabilisation des contrats de location avant 2019

Un contrat de location est un accord en vertu duquel le bailleur cède au preneur, pour une période déterminée, le droit d'utilisation d'un actif en échange d'un paiement ou d'une série de paiements.

Les CAÉ et autres contrats à long terme peuvent contenir des contrats de location ou être considérés comme tels si l'accord ne peut être exécuté sans l'utilisation d'un actif précis (p. ex., une unité de production) et si l'accord donne au client le droit d'utiliser cet actif.

Si la Société détermine que les dispositions d'un contrat contiennent un contrat de location ou correspondent à un contrat de location et font en sorte que les principaux risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif sont transférés au client, l'accord est un contrat de location-financement. Les actifs visés par les contrats de location-financement ne sont pas présentés comme des immobilisations corporelles, et l'investissement net dans le contrat de location, représenté par la valeur actualisée des montants dus par le preneur, est comptabilisé dans les états de la situation financière consolidés à titre d'actif financier, classé comme une créance au titre du contrat de location-financement. Les paiements qui sont considérés comme faisant partie intégrante de l'accord sont ventilés entre une réduction de la créance au titre du contrat de location-financement et les produits tirés des contrats de location-financement. La composante produits tirés des contrats de location-financement des paiements est comptabilisée au moyen d'une méthode qui donne lieu à un taux de rendement constant de l'investissement net pour chaque période et est prise en compte dans les produits tirés des contrats de location-financement aux comptes de résultat consolidés.

Si la Société détermine que les dispositions d'un contrat contiennent un contrat de location ou correspondent à un contrat de location et font en sorte que les principaux risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif sont conservés par la Société, l'accord est un contrat de location simple. Dans le cas des contrats de location simple, l'actif est inclus dans les immobilisations corporelles, ou continue de l'être, et est amorti sur sa durée d'utilité. Le produit locatif tiré des contrats de location simple, y compris les loyers conditionnels, est comptabilisé sur la durée de l'accord et est pris en compte dans les produits des activités ordinaires aux comptes de résultat consolidés. Un loyer conditionnel peut survenir lorsque le paiement contractuel, dont le montant n'est pas fixe, est établi sur la base d'un critère comme le degré d'utilisation ou la production.

Les contrats de location ou d'autres accords contractuels dont la quasi-totalité des risques et des avantages rattachés à la propriété de ces actifs est transférée à la Société sont comptabilisés comme des contrats de location-financement. Un actif loué et une obligation découlant du contrat de location sont comptabilisés au plus faible de la juste valeur et de la valeur actualisée des paiements minimaux au titre de la location. Les paiements de location sont ventilés entre la charge d'intérêts et une réduction du passif lié au contrat de location. Les loyers conditionnels sont comptabilisés en charges au cours des périodes où ils sont engagés. Les actifs loués sont amortis sur la plus courte de la durée d'utilité estimative de l'actif et de la durée du contrat de location.

## R. Coûts d'emprunt

La Société incorpore au coût de l'actif les coûts d'emprunt qui sont directement imputables aux emprunts généraux contractés aux fins de la construction d'actifs qualifiés ou qui y sont liés. Les actifs qualifiés sont des actifs qui exigent une longue période de préparation avant de pouvoir être utilisés et qui comprennent en général des centrales ou d'autres actifs qui sont construits sur des périodes de plus de 12 mois. Les coûts d'emprunt considérés comme directement imputables sont ceux qui auraient pu être évités si les dépenses relatives à l'actif qualifié n'avaient pas été faites. Les coûts d'emprunt qui sont incorporés dans le coût de l'actif sont inclus dans le coût de la composante de l'immobilisation corporelle connexe. L'incorporation des coûts d'emprunt dans le coût d'un actif prend fin lorsque les activités indispensables à la préparation de l'actif préalablement à son utilisation sont pratiquement terminées.

Tous les autres coûts d'emprunt sont passés en charges pendant la période au cours de laquelle ils sont engagés.

## S. Participations ne donnant pas le contrôle

Les participations ne donnant pas le contrôle découlent des regroupements d'entreprises où la Société détient une participation inférieure à 100 %. Les participations ne donnant pas le contrôle sont évaluées initialement à la juste valeur ou selon la quote-part de la participation ne donnant pas le contrôle au titre des actifs nets identifiables de l'entreprise acquise. La Société décide au cas par cas quelle méthode d'évaluation elle doit utiliser. Les participations ne donnant pas le contrôle peuvent également découler d'un accord contractuel conclu entre la Société et une autre partie, en vertu duquel l'autre partie fait l'acquisition d'une participation dans un actif ou une activité en particulier, et la Société conserve le contrôle.

Après l'acquisition, la valeur comptable des participations ne donnant pas le contrôle est augmentée ou diminuée de la quote-part de la participation ne donnant pas le contrôle des variations subséquentes de capitaux propres et des paiements faits aux détenteurs de la participation ne donnant pas le contrôle. Le résultat global total est attribué aux participations ne donnant pas le contrôle même si cela donne lieu à un solde négatif.

## T. Partenariats

Un partenariat est un accord contractuel en vertu duquel deux parties ou plus conviennent d'exercer une activité économique sous contrôle conjoint. La Société est partie à deux catégories de partenariats : les entreprises communes et les coentreprises.

Les entreprises communes impliquent que les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entreprise ont des droits à l'égard des actifs et des obligations au titre des passifs se rapportant à celle-ci. En général, chaque partie a droit à une quote-part de la production générée par l'actif et assume une quote-part convenue des charges engagées au titre de l'entreprise commune. La Société présente sa participation dans l'entreprise commune dans ses états financiers consolidés en utilisant la méthode de la consolidation proportionnelle et en comptabilisant sa quote-part des actifs, des passifs, des produits et des charges au titre de sa participation dans l'entreprise commune.

Dans les coentreprises, les coentrepreneurs n'ont aucun droit à l'égard des actifs ou des obligations de la coentreprise. Chaque coentrepreneur a plutôt des droits sur l'actif net du partenariat. La Société présente sa participation dans les coentreprises au moyen de la méthode de la mise en équivalence. Selon la méthode de la mise en équivalence, le placement est initialement comptabilisé au coût, et la valeur comptable est augmentée ou diminuée pour comptabiliser la quote-part de la Société dans le résultat net de la coentreprise après la date d'acquisition. L'incidence des transactions entre la Société et les coentreprises est éliminée en fonction de la participation de la Société. Les distributions reçues des coentreprises réduisent la valeur comptable du placement. Tout excédent du coût d'une acquisition moins la juste valeur des actifs, passifs et passifs éventuels identifiables comptabilisés d'une coentreprise est comptabilisé à titre de goodwill, est inclus dans la valeur comptable du placement et doit être soumis à un test de dépréciation en tant que partie intégrante du placement.

Les placements dans les coentreprises sont soumis à un test de dépréciation à chaque date de clôture en évaluant d'abord s'il existe une indication objective que le placement a subi une perte de valeur. S'il existe une telle indication objective, une imputation pour dépréciation est comptabilisée si la valeur recouvrable du placement est inférieure à sa valeur comptable. La valeur recouvrable du placement est calculée d'après la valeur la plus élevée entre la valeur d'utilité et la juste valeur diminuée des coûts de sortie.

## U. Placements dans les entreprises associées

Une entreprise associée est une entité sur laquelle la Société exerce une influence notable. L'influence notable est le pouvoir de participer aux décisions relatives aux politiques financières et opérationnelles de l'entité, sans toutefois exercer un contrôle ou un contrôle conjoint sur ces politiques. En règle générale, il y a influence notable lorsqu'un investisseur détient plus de 20 % des droits de vote de l'entité émettrice.

Les placements dans les entreprises associées sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence. Selon la méthode de la mise en équivalence, le placement est initialement comptabilisé au coût, et la valeur comptable est augmentée ou diminuée pour comptabiliser la quote-part de la Société dans le résultat net de l'entreprise associée après la date d'acquisition. La quote-part de la Société dans le résultat net de l'entreprise associée est comptabilisée en résultat net. Les distributions reçues de l'entreprise associée réduisent la valeur comptable du placement.

Les placements dans les entreprises associées sont soumis à un test de dépréciation à chaque date de clôture en évaluant d'abord s'il existe une indication objective que le placement a subi une perte de valeur. S'il existe une telle indication objective, une imputation pour dépréciation est comptabilisée si la valeur recouvrable du placement est inférieure à sa valeur comptable. La valeur recouvrable du placement est calculée d'après la valeur la plus élevée entre la valeur d'utilité et la juste valeur diminuée des coûts de sortie. Toute perte de valeur est comptabilisée dans la quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence dans le compte de résultat.

## V. Incitatifs gouvernementaux

Les incitatifs gouvernementaux sont comptabilisés lorsqu'il existe une assurance raisonnable que l'entité se conformera aux conditions rattachées aux incitatifs et que les incitatifs seront reçus. Lorsque l'incitatif est lié à une charge, il est comptabilisé en résultat net au cours de la même période pendant laquelle les coûts ou les produits connexes sont comptabilisés. Lorsque l'incitatif est lié à un actif, il est comptabilisé en réduction de la valeur comptable de l'immobilisation corporelle et comptabilisé en résultat comme une réduction de l'amortissement sur la durée d'utilité estimée de l'actif connexe.

## W. Résultat par action

Le résultat de base par action est calculé en divisant le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pour l'exercice.

Le résultat dilué par action est calculé en divisant le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, ajusté pour tenir compte de l'effet après impôts des dividendes, des intérêts ou d'autres variations du résultat net découlant des instruments potentiellement dilutifs, par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice, ajusté pour tenir compte des actions ordinaires supplémentaires qui seraient émises à la conversion de tous les instruments potentiellement dilutifs.

## X. Regroupements d'entreprises

Les transactions qui constituent l'acquisition d'une entreprise sont comptabilisées au moyen de la méthode de l'acquisition. Les actifs identifiables acquis et les passifs repris sont évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition. Une entreprise se compose d'entrées et de processus, appliqués à ces entrées, qui ont la capacité de contribuer à la création de sorties. Le goodwill correspond à l'excédent de la juste valeur de la contrepartie transférée moins la juste valeur des actifs identifiables acquis et des passifs identifiables repris. Les frais liés à l'acquisition aux fins du regroupement d'entreprises, à l'exception des coûts d'émission de titres d'emprunt ou de capitaux propres, sont imputés au résultat net au fur et à mesure qu'ils sont engagés.

En 2019, la Société a adopté par anticipation les modifications apportées à l'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises* avant la date d'entrée en vigueur obligatoire du 1<sup>er</sup> janvier 2020. Les modifications ont instauré, entre autres, un test facultatif pour déterminer s'il y a concentration de la juste valeur, qui peut être appliqué transaction par transaction et qui simplifie l'appréciation à porter pour pouvoir conclure qu'un ensemble d'activités et d'actifs acquis ne constitue pas une entreprise. Lorsque la quasi-totalité de la juste valeur de l'actif brut acquis se concentre dans un actif identifiable unique ou un groupe unique d'actifs identifiables similaires, la Société peut choisir de traiter l'acquisition comme une acquisition d'actifs au lieu d'un regroupement d'entreprises.

## Y. Frais de découverte

Un actif au titre des activités de découverte est comptabilisé lorsque toutes les conditions suivantes sont réunies : i) il est probable que les avantages futurs associés à l'amélioration de l'accès aux réserves de charbon dans le cadre des activités de découverte seront réalisés, ii) la composante de la réserve de charbon pour laquelle l'accès a été amélioré peut être identifiée et iii) les coûts liés aux activités de découverte relatifs à cette composante peuvent être évalués de façon fiable. Les coûts comprennent les coûts directement engagés pour mener les activités de découverte ainsi qu'une répartition des frais généraux directement attribuables. L'actif au titre des activités de découverte qui en découle est amorti selon le mode de l'unité de production sur la durée d'utilité attendue de la composante identifiée à laquelle il a trait. L'amortissement est comptabilisé comme composante du coût standard des stocks de charbon.

## Z. Jugements importants en matière de comptabilité et principales sources d'incertitude relative aux estimations

La préparation des états financiers exige de la direction qu'elle exerce son jugement, fasse des estimations et formule des hypothèses qui ont une incidence sur les montants comptabilisés des actifs, des passifs, des produits et des charges, et les informations à fournir sur les actifs et les passifs éventuels de la période. Ces estimations sont assujetties à une part d'incertitude. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations en raison de facteurs comme les variations des taux d'intérêt, des taux de change, des taux d'inflation et des prix des produits de base, les changements dans la conjoncture économique, et les modifications apportées aux lois et aux règlements.

Dans le processus d'application des méthodes comptables de la Société, la direction exerce divers jugements et fait des estimations à l'égard de questions dont l'issue demeure incertaine au moment de l'établissement des estimations, et qui peuvent avoir un effet significatif sur les montants qu'elle comptabilise dans les états financiers consolidés. Des estimations différentes, résultant des principales variables utilisées dans les calculs ou des changements apportés aux estimations utilisées, pourraient avoir des répercussions importantes sur la situation ou la performance financière de la



Société. Les jugements importants et les sources d'incertitude relatives aux mesures qui en résultent sont décrits ci-après :

### I. COVID-19

L'épidémie du nouveau coronavirus (la «COVID-19») a amené les gouvernements à l'échelle mondiale à adopter des mesures d'urgence visant à contrer la propagation du virus. Ces mesures, notamment les interdictions de voyage, les périodes de quarantaine volontaire, l'auto-isollement, 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 durée et l'incidence de la pandémie de COVID-19 sont inconnues pour le moment. Les estimations de la mesure dans laquelle la pandémie de COVID-19 pourrait influencer, directement ou indirectement, les activités, les résultats financiers et la situation financière de la Société dans les périodes futures sont également assujetties à une importante part d'incertitude. Se reporter à la note 16 pour une description des risques supplémentaires liés à la pandémie. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations en raison de facteurs comme les variations des taux d'intérêt, des taux de change, des taux d'inflation et des prix des produits de base, les changements dans la conjoncture économique, et les modifications apportées aux lois et aux règlements.

### II. Dépréciation des immobilisations corporelles et du goodwill

Il y a une dépréciation lorsque la valeur comptable d'un actif, d'une UGT ou d'un groupe d'UGT auxquels se rapporte le goodwill excède sa valeur recouvrable, soit sa juste valeur diminuée des coûts de sortie ou sa valeur d'utilité, selon le montant le plus élevé. Chaque date de présentation de l'information financière, la Société évalue s'il existe un signe qu'une imputation pour dépréciation existe ou qu'une imputation pour dépréciation comptabilisée antérieurement n'existe plus ou a diminué. 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 sortie 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 des produits vendus, de la production, de la consommation de combustible, des dépenses d'investissement, des coûts liés au démantèlement, et des autres entrées et sorties de trésorerie sur la durée de vie des installations, qui peut s'échelonner entre 30 et 60 ans. Pour formuler ces hypothèses, la direction se sert d'estimations fondées sur les prix convenus et les prix futurs d'après l'offre et la demande sur le marché dans la région où la centrale est exploitée, les niveaux de production prévus, les interruptions planifiées et non planifiées, les modifications apportées à la réglementation, et la capacité ou les restrictions de transport pour la durée de vie résiduelle des installations.

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. La Société évalue les mécanismes du marché, les contraintes liées au transport et le profil contractuel de chaque centrale, ainsi que ses 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, la Société évalue les synergies en ce qui concerne les possibilités sur le plan du regroupement des talents et des technologies, son organisation fonctionnelle et son potentiel de croissance future, et examine ses propres processus d'évaluation du rendement. De l'information sur les jugements et estimations importants relatifs à la dépréciation dans la période de 2018 à 2020 est présentée aux notes 7, 18 et 21.

### III. 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 la Société classe les montants liés à l'accord à titre d'immobilisations corporelles ou de créances liées à un contrat de location-financement dans les états de la situation financière consolidés. Par conséquent, la valeur de certains éléments de produits et de charges dépend de ces classements.

### IV. Impôts

La préparation des états financiers consolidés requiert une estimation des impôts sur le résultat ou de la provision pour impôts sur le résultat pour chaque territoire où la Société exerce ses activités. Le processus suppose aussi une estimation des impôts exigibles et des impôts qui devraient être payables ou recouvrables dans l'avenir, qui sont appelés impôts différés. L'impôt différé découle des effets des différences temporaires attribuables à des éléments dont le traitement à des fins fiscales diffère du traitement à des fins comptables. L'incidence fiscale de ces différences est prise en compte dans les états de la situation financière consolidés à titre d'actifs et de passifs d'impôt différé. Il convient également de déterminer la probabilité que le résultat imposable futur de la Société 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 direction utilise les prévisions à long terme de la Société pour évaluer le recouvrement des actifs d'impôt différé. 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'évaluations et de traitements différents des estimations de la Société pourrait avoir des effets importants sur les montants comptabilisés au titre des actifs et des passifs d'impôt différé. Se reporter à la note 12 pour en savoir plus sur les incidences des politiques fiscales de la Société.

### V. Instruments financiers et instruments dérivés

Les instruments financiers et les instruments dérivés de la Société sont comptabilisés à la juste valeur, et les variations initiales et subséquentes de la juste valeur ont une incidence sur le résultat présenté au cours de la période où la variation a lieu. Les justes valeurs des instruments financiers et des instruments dérivés sont classées dans trois niveaux. Les justes valeurs du niveau III sont calculées en utilisant des données d'entrée relatives aux actifs ou aux passifs qui ne sont pas facilement observables. La juste valeur est classée d'après une hiérarchie à trois niveaux, qui est présentée et décrite de manière plus détaillée à la note 15. Les justes valeurs de certains instruments financiers et dérivés sont classées dans le niveau III, car ceux-ci ne sont pas négociés par la Société sur une Bourse active ou se prolongent au-delà de la période où des cours sont disponibles et nécessitent l'utilisation de techniques ou de modèles d'évaluation internes pour établir la juste valeur.

Le calcul de la juste valeur de ces contrats et de ces instruments dérivés peut être complexe et repose sur des jugements et des estimations portant, entre autres, sur les prix futurs, la volatilité et la liquidité. Cette estimation de la juste valeur n'est pas nécessairement une indication des montants qui seront réalisés ou réglés, et les variations de ces hypothèses pourraient avoir une incidence sur la juste valeur des instruments financiers présentée. La juste valeur peut fluctuer considérablement et peut être favorable ou défavorable selon la conjoncture du marché. La Société doit faire preuve de jugement lorsqu'elle détermine si une transaction prévue hautement probable désignée à titre de couverture de flux de trésorerie aura lieu selon ses estimations au chapitre des prix et de la production pour permettre l'exécution de la transaction future.

Lorsque la Société conclut des contrats d'achat ou de vente d'éléments non financiers, comme certains produits de base, et que ces contrats peuvent faire l'objet d'un règlement net en trésorerie, la Société doit faire preuve de jugement pour évaluer s'ils ont été conclus et sont maintenus en vue de la réception ou de la livraison du produit de base, selon les besoins prévus de la Société en matière d'achat, de vente ou d'utilisation (c'est-à-dire, des besoins d'achat ou de vente normaux). Si cette affirmation ne peut être étayée, d'abord à la passation du contrat et sur une base continue, les contrats doivent être comptabilisés à titre de dérivés et évalués à la juste valeur, les variations de la juste valeur étant comptabilisées en résultat net. Pour étayer l'affirmation concernant les besoins d'achat ou de vente normaux, la Société

tient compte de la nature des contrats, des besoins prévus en matière d'offre et de demande relativement aux contrats et de sa pratique de régler les montants nets de contrats similaires en trésorerie, ce qui peut entacher l'affirmation concernant les besoins d'achat ou de vente normaux.

#### VI. Frais de mise en valeur de projets

Les frais de mise en valeur de projets sont incorporés au coût de l'actif selon la méthode comptable décrite à la note 2 K). La direction doit exercer son jugement pour déterminer s'il y a des raisons de croire que les frais futurs pourront être recouverts et que les efforts fournis seront une source de valeur future pour la Société, dans le cadre de la détermination du montant à incorporer dans le coût de l'actif. De l'information sur la radiation des frais de mise en valeur de projets est fournie à la note 7.

#### VII. Provisions au titre des activités de démantèlement et de remise en état

TransAlta comptabilise des provisions au titre des obligations de démantèlement et de remise en état comme il est décrit à la note 2 N) et à la note 23. Les provisions initiales pour frais de démantèlement et leurs variations subséquentes sont déterminées selon la meilleure estimation de la Société des dépenses au comptant requises, ajustées pour tenir compte des risques et des incertitudes inhérents au calendrier et au montant du règlement. Les dépenses au comptant estimées sont évaluées à la valeur actualisée selon un taux d'actualisation avant impôts courant ajusté en fonction du risque et fondé sur le marché. Toute variation des flux de trésorerie estimés, des taux d'intérêt du marché ou du calendrier pourrait avoir une incidence importante sur la valeur comptable de la provision. De l'information sur les jugements et estimations importants de la Société en 2020 relativement à la provision au titre du démantèlement et de la remise en état est présentée aux notes 3 A) III), 7 et 23.

#### VIII. Durée d'utilité des immobilisations corporelles

Chaque composante importante d'un élément des immobilisations corporelles est amortie sur sa durée d'utilité estimée. 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 est examinée au moins une fois l'an afin d'assurer qu'elle continue d'être appropriée. De l'information sur les changements apportés à la durée d'utilité des installations est fournie à la note 3 A) III).

#### IX. Avantages futurs du personnel

La Société offre des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi, comme les régimes d'assurance-maladie et d'assurance dentaire, à ses employés. Le coût de ces prestations 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 sont touchés par les estimations relatives à ce qui suit :

- Des données démographiques sur les employés, notamment l'âge, le salaire, la durée d'emploi, les cotisations versées et le rendement des actifs des régimes
- Les effets des changements aux dispositions des régimes
- Les changements d'hypothèses actuarielles importantes, notamment les salaires, l'augmentation des coûts des soins de santé et les taux d'actualisation

En raison de la complexité de l'évaluation des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi, un changement au titre de l'estimation de l'un de ces facteurs peut avoir une incidence importante sur la valeur comptable de l'obligation au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi ou les charges connexes. Ces hypothèses sont examinées tous les ans afin d'assurer qu'elles sont toujours appropriées. Se reporter à la note 31 sur les informations relatives aux avantages futurs du personnel.

#### X. Autres provisions

Lorsqu'il y a lieu, la Société comptabilise les provisions découlant des activités d'exploitation continues, comme l'interprétation et l'application des modalités des contrats, les poursuites en instance et les réclamations pour cause de force majeure. Ces provisions et changements subséquents qui peuvent leur être apportés sont déterminés selon la meilleure estimation de la Société de l'issue de l'événement sous-jacent et peuvent également subir l'incidence des estimations formulées par des tiers, selon les exigences contractuelles. Le montant réel des provisions qui pourrait être requis peut être considérablement différent du montant comptabilisé. Pour en savoir plus sur les autres provisions, se reporter aux notes 4, 9 et 23.

## XI. Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

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.

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 afin d'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. 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.

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 montant facturé permet la comptabilisation des produits des activités ordinaires au montant de la facture, sous réserve que ce montant corresponde directement à la prestation de l'entité effectuée jusqu'à la date considérée.

## XII. Classement des partenariats

Lorsque la Société établit un partenariat, elle doit le classer soit comme une entreprise commune, soit comme une coentreprise, le classement ayant 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.

## XIII. Influence notable

Lorsque la Société effectue un placement, elle doit le classer soit comme un placement dans une entreprise associée, soit comme un placement aux termes de l'IFRS 9. Pour déterminer le classement, la Société exerce son jugement en évaluant si elle exerce une influence notable sur l'entité émettrice. L'influence notable est le pouvoir de participer aux décisions relatives aux politiques financières et opérationnelles de l'entité émettrice, sans toutefois exercer un contrôle ou un contrôle conjoint sur ces politiques. Si la Société détient 20 % ou plus des droits de vote dans l'entité émettrice, elle est présumée exercer une influence notable, sauf s'il peut être démontré clairement que ce n'est pas le cas. D'autres facteurs tels que la représentation au sein du conseil d'administration, la participation aux processus d'élaboration des politiques, les transactions significatives entre la Société et l'entité émettrice, l'échange de personnel de direction ou la fourniture d'informations techniques essentielles sont pris en compte pour évaluer si la Société exerce une influence notable sur une entité émettrice.

## 3. Modifications comptables

### A. Modifications comptables de l'exercice considéré

#### 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<sup>er</sup> 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 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<sup>er</sup> janvier 2020. La Société a adopté ces modifications en date du 1<sup>er</sup> 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.

## III. Changements dans les estimations

### *Durée d'utilité des immobilisations corporelles du secteur 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. Cet ajustement a entraîné une augmentation de 15 millions de dollars de la dotation aux amortissements qui a été comptabilisée dans les comptes de résultat consolidés au deuxième semestre de 2020. 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.

Au cours du troisième trimestre de 2019, la Société a ajusté les durées d'utilité de certains actifs du secteur Charbon, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> septembre 2019, afin de refléter les changements annoncés dans le cadre du plan d'investissement dans l'énergie propre (se reporter à la note 4 A) pour en savoir plus). Par conséquent, 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 des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz ou après la conversion à cycle combiné. En raison du raccourcissement des durées d'utilité des actifs du secteur Charbon, la dotation aux amortissements pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 a augmenté d'environ 16 millions de dollars.

En 2018, par suite de l'entente sur l'élimination du charbon conclue avec le gouvernement de l'Alberta décrite à la note 9 B), la Société a ajusté la durée d'utilité de certains de ses actifs miniers afin de s'aligner sur les plans de conversion du charbon en gaz de la Société. Par conséquent, la dotation aux amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 a augmenté de 38 millions de dollars.

Au troisième trimestre de 2018, la Société a mis hors service l'unité 2 de la centrale de Sundance et a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 38 millions de dollars pour la valeur comptable nette résiduelle de l'actif. 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 en raison de sa décision de mettre cette unité hors service. La décision de mise hors service de l'unité 3 de la centrale de Sundance a été prise essentiellement en fonction de l'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.

### *Durée d'utilité des immobilisations corporelles du secteur Énergie éolienne et énergie solaire*

Au cours du troisième trimestre de 2019, 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 ont été examinées. 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*

Au cours du deuxième trimestre de 2019, la Société a ajusté la durée d'utilité des actifs de la centrale alimentée au charbon de Sheerness afin de s'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.

#### *Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions*

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.

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.

Au cours du troisième trimestre de 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 croyait plus que les travaux de récupération des particules de charbon et de remise en état seraient terminés comme il avait été proposé initialement. À la fin de 2019, la meilleure estimation que la Société était en mesure de fournir 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 a donné lieu à la comptabilisation immédiate de la totalité des 141 millions de dollars au poste Imputation pour dépréciation d'actifs dans le résultat net.

## B. Modifications comptables futures

### **Modifications à l'IAS 16, Immobilisations corporelles – Produit antérieur à l'utilisation prévue**

La Société prévoit d'adopter par anticipation les modifications apportées à l'IAS 16 intitulées *Immobilisations corporelles – Produit antérieur à l'utilisation prévue* le 1<sup>er</sup> janvier 2021. La date d'entrée en vigueur obligatoire des modifications est le 1<sup>er</sup> 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 *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<sup>er</sup> janvier 2021 et seront appliquées par la Société en 2021. Aucune incidence financière ne devrait découler de l'application des modifications.

## C. 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.

## 4. Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture

### A. 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'énergie renouvelable. Le plan d'investissement dans l'énergie propre contenait plus d'information sur des initiatives précédemment soulignées que TransAlta poursuit depuis le début de 2017.

Le plan d'investissement dans l'énergie propre de TransAlta prévoit la conversion au gaz en 2021 de trois de nos centrales thermiques existantes en Alberta en remplaçant leurs brûleurs à charbon actuels par des brûleurs au gaz naturel. On estime le coût de conversion de chaque centrale à environ 35 millions de dollars. Le 1<sup>er</sup> 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, la conversion au bicarburant de l'unité 2 de la centrale de Sheerness a été achevée le 4 avril 2020. La centrale de Sheerness recevra sa dernière livraison de charbon au cours du premier trimestre de 2021 et elle épuisera activement ses stocks de charbon jusqu'à 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.

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

- Positionnement du portefeuille de TransAlta en tant que producteur à faible coût dans le marché fondé sur l'énergie seulement 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

Le plan d'investissement dans l'énergie propre prévoit également le rééquipement des turbines à vapeur à l'unité 5 de la centrale de Sundance et possiblement 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 immobilisations 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 quatrième trimestre de 2020, un contrat d'approvisionnement en matériel a été conclu dans le cadre de la stratégie de renouvellement 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 fait l'acquisition d'un CAÉ à long terme visant la fourniture de capacité et d'énergie, y compris le transfert des coûts liés aux gaz à effet de serre, qui sera en vigueur vers la fin de 2023 et dont la contrepartie est Shell Energy North America (Canada). La Société continuera à étudier la possibilité de renouveler les systèmes de production de l'unité 1 de la centrale de Keephills en 2021 et 2022 en vue d'augmenter l'approvisionnement sur le marché albertain entre 2026 et 2030.

TransAlta est résolue à cesser ses activités de production d'électricité au charbon au Canada d'ici le 1<sup>er</sup> janvier 2022. 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 la durée d'utilité des actifs connexes a été ajustée pour être conforme aux plans de conversion au gaz de la Société. Par conséquent, la Société a annoncé qu'à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2022, 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 ne seront alimentées qu'au gaz. La capacité maximale de ces unités sera réduite respectivement à 70 MW et 113 MW.

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 de 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 de 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 au titre des 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 2020 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.

Le plan d'investissement dans l'énergie propre de la Société comprend aussi trois projets de parc éolien aux États-Unis, un projet de parc éolien en Alberta et une centrale de cogénération, comme il est expliqué en détail ci-après dans la présente rubrique. Le projet de parc éolien Big Level («Big Level») et le projet de parc éolien Antrim («Antrim») ont été mis en service respectivement le 19 décembre 2019 et le 24 décembre 2019. Le projet de parc éolien Skookumchuck est entré en service le 7 novembre 2020 et a été acquis par la Société le 25 novembre 2020. Le projet de parc éolien Windrise («Windrise») est actuellement en cours de construction. Ces projets s'appuient sur des CAÉ à long terme avec des contreparties très solvables. De plus, TransAlta a conclu des ententes portant sur la mise en valeur, la construction et l'exploitation d'une nouvelle centrale de cogénération d'une puissance de 40 MW à l'usine de traitement de gaz acide numéro 3 de Kaybob South («K3»). De plus amples renseignements sur l'état actuel du projet de centrale de cogénération de Kaybob se trouvent à la note 4 J).

## B. Gazoduc Pioneer

Le 17 décembre 2018, la Société a exercé son option d'acquérir une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer pour une contrepartie de 83 millions de dollars. Tidewater Midstream & Infrastructure Ltd («TMI») et TransAlta détiennent chacune une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer qui est soutenu par une entente d'achat ferme de 15 ans de TransAlta aux droits du marché. Au cours du quatrième trimestre de 2019, TransAlta a comptabilisé un actif au titre du droit d'utilisation et une obligation locative pour la partie du gazoduc Pioneer qui n'est pas détenue directement.

En 2019, le gazoduc Pioneer a transporté du gaz pour la première fois, quatre mois plus tôt que prévu, jusqu'aux unités de production des centrales de Sundance et de Keephills de TransAlta. Le gazoduc Pioneer avait initialement un débit d'environ 50 Mpi<sup>3</sup>/jour de gaz naturel durant la phase de démarrage au cours de laquelle les débits initiaux ont fluctué selon les conditions du marché. Le gazoduc Pioneer a atteint un débit ferme d'environ 130 Mpi<sup>3</sup>/jour de gaz naturel à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2019.

Le gazoduc Pioneer est détenu par une entité distincte constituée comme une entreprise commune avec TMI. La Société présente sa participation dans l'entreprise commune dans ses états financiers consolidés en utilisant la méthode de la consolidation proportionnelle et en comptabilisant sa quote-part des actifs, des passifs, des produits et des charges au titre de sa participation dans l'entreprise commune dans le secteur Énergie thermique en Alberta. Le gazoduc Pioneer est classé comme une entreprise commune, étant donné que TransAlta est actuellement le seul client et que les deux parties fournissent les seuls flux de trésorerie servant à financer les activités d'exploitation.

Le 1<sup>er</sup> 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 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. Au 31 décembre 2020, notre participation dans le gazoduc Pioneer est incluse dans les actifs détenus en vue de la vente dans les états de la situation financière consolidés.

De plus, TransAlta a conclu des contrats de transport 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 transport fermes à long terme 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.

## C. Projet de parc éolien Skookumchuck

Le 12 avril 2019, TransAlta a signé une entente avec Southern Power Company, une filiale de Southern Company, lui donnant l'option d'acquérir une participation de 49 % dans SP Skookumchuck Investments LLC («Skookumchuck») conjointement avec Southern Power dès sa mise en service. 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 de parc éolien est entré en service le 7 novembre 2020.

Le 25 novembre 2020, TransAlta a conclu l'acquisition de Skookumchuck. Le montant net des dépenses d'investissement totales de TransAlta s'est élevé à 163 millions de dollars, dont une tranche de 86 millions de dollars (66 millions de dollars américains) a été payée en trésorerie par TransAlta et le solde de 77 millions de dollars (59 millions de dollars américains) a été financé au moyen d'un financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux. Le placement a été classé comme une coentreprise, étant donné qu'il est détenu dans une entité distincte et que la Société a des droits sur les actifs nets de Skookumchuck. La Société comptabilise ses participations dans des partenariats dans ses états financiers consolidés en utilisant la méthode de la mise en équivalence et en comptabilisant sa quote-part du résultat aux comptes de résultat consolidés.

Le projet est visé par un CAÉ de 20 ans avec Puget Sound Energy. TransAlta a conclu une entente définitive avec TransAlta Renewables pour que cette dernière acquière sa participation dans Skookumchuck en avril 2021, comme il en est question ci-après dans la présente rubrique.

## D. WindCharger

Le 1<sup>er</sup> 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. WindCharger 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'Alberta Electric System Operator («AESO»).

### E. Windrise

Le 17 décembre 2018, le projet de parc éolien Windrise de 207 MW de TransAlta a été choisi 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 %. Le 26 février 2021, TransAlta Renewables a fait l'acquisition de Windrise auprès de la Société, comme il en est question ci-après.

### F. Acquisitions de projets de parc éolien

En 2019, TransAlta a acquis un portefeuille de projets de parc éolien aux États-Unis. Si la Société décide d'aller de l'avant avec l'un de ces projets, une contrepartie supplémentaire pourrait être payable projet par projet uniquement dans le cas où un projet est mis en service avant le 31 décembre 2025.

### G. Acquisition d'EMG International

Le 30 novembre 2020, TransAlta a acquis une participation de 30 % dans 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 en fonction 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 place. Le placement a été classé comme un placement dans une entreprise associée, étant donné que la Société détient 30 % de l'entité et qu'elle est représentée au sein du comité de gestion. La Société comptabilise son placement dans des entreprises associées dans ses états financiers consolidés en utilisant la méthode de la mise en équivalence et en comptabilisant sa quote-part du résultat au compte de résultat consolidé.

### H. 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 de Windrise a été clôturée le 26 février 2021, et celle des participations financières dans la centrale de cogénération 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. Se reporter à la note 4 L) pour plus de détails.

### I. 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<sup>er</sup> 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 remboursement de capital et 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.

Aux fins comptables, le CAÉ initial a été comptabilisé à titre de contrat de location simple. Or, le nouveau CAÉ est comptabilisé à titre de contrat de location-financement. Par conséquent, nous avons décomptabilisé un actif net de 77 millions de dollars, qui comprend les soldes des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles, des crédits reportés et des charges payées d'avance. En outre, nous avons comptabilisé un montant à recevoir de 89 millions de dollars au titre d'un contrat de location-financement et un profit de 12 millions de dollars à la cession d'actifs. Après la transaction, la Société a engagé des coûts supplémentaires au titre des activités d'entretien d'envergure relativement à ces actifs, qu'elle a comptabilisés en réduction du profit à la cession d'actifs.

### J. Entente visant la construction et la détention d'une centrale de cogénération en Alberta

Le 1<sup>er</sup> octobre 2019, TransAlta et Energy Transfer Canada («ET Canada», auparavant SemCAMS Midstream ULC) ont conclu des ententes définitives portant sur la mise en valeur, la construction et l'exploitation d'une nouvelle centrale de cogénération d'une puissance de 40 MW à l'usine de traitement de gaz acide numéro 3 de Kaybob South. 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.

### K. Acquisition d'un actif de cogénération sous contrat dans le Michigan

Le 19 mai 2020, la Société a conclu l'acquisition précédemment annoncée d'une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel visée 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.

Le tableau suivant présente la juste valeur des actifs et passifs identifiables de l'entité acquise dans le cadre du regroupement d'entreprises à la date d'acquisition :

Au 19 mai 2020	Juste valeur comptabilisée à l'acquisition
<b>Actifs</b>	
Fonds de roulement net	6
Immobilisations corporelles	1
Immobilisations incorporelles <sup>1</sup>	37
Passifs de gestion du risque (courants et non courants)	(5)
Provision pour frais de démantèlement	(1)
<b>Total des actifs nets identifiables à la juste valeur</b>	<b>38</b>
Contrepartie en trésorerie	32
Contrepartie liée au fonds de roulement	6
<b>Prix d'achat total transféré</b>	<b>38</b>

<sup>1</sup> Se rapportent au contrat de vente d'électricité acquis et seront amorties sur six ans.

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

Le 22 octobre 2020, TEC Hedland Pty Ltd. («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 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 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 par l'intermédiaire 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. («TEA»), 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 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.

### M. Investissement stratégique de Brookfield

Le 22 mars 2019, la Société a conclu une convention (la «convention d'investissement») aux termes de laquelle Brookfield Renewable Partners ou des membres du même groupe (collectivement «Brookfield») ont accepté d'investir 750 millions de dollars (l'«investissement») dans la Société par l'intermédiaire de l'achat de titres échangeables par Brookfield. Les titres sont échangeables contre une participation dans les capitaux propres des actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta dans le futur selon une valeur établie en fonction d'un multiple du résultat avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA») ajusté futur généré par les actifs hydroélectriques en Alberta.

Le 1<sup>er</sup> mai 2019, Brookfield a investi une première tranche de 350 millions de dollars en échange de débetures subordonnées non garanties portant intérêt à 7 % échéant le 1<sup>er</sup> 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.

Au moment de la conclusion de la convention d'investissement et conformément aux modalités de la convention, la Société a versé à Brookfield des frais de structuration de 7,5 millions de dollars. Une commission d'engagement de 15 millions de dollars a également été versée à la réception de la première tranche. Ces coûts de transaction représentant 3 % de l'investissement total de 750 millions de dollars ont été comptabilisés dans la valeur comptable des débetures subordonnées non garanties. Se reporter à la note 25 pour de plus amples renseignements.

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 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 de gestion annuels de 1,5 million de dollars pendant six ans à compter du 1<sup>er</sup> 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.

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. Au 31 décembre 2020, 15 068 900 actions ordinaires avaient été rachetées et 129 millions de dollars avaient été distribués 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<sup>er</sup> 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 l'investissement, Brookfield a le droit de proposer deux administrateurs pour l'élection au conseil d'administration.

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 la convention d'investissement avec 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 note 36 pour plus de détails.

### N. 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 *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'oxydes d'azote. L'unité 1 de la centrale de Centralia a été mise hors service le 31 décembre 2020.

## O. Mise à l'arrêt d'unités de la centrale de Sundance et mise hors service de l'unité 3 de la centrale de Sundance

Le 8 mars 2019, la Société a annoncé que l'AESO avait accordé une prolongation de la mise à l'arrêt des unités 3 et 5 de la centrale de Sundance, faisant en sorte que la mise à l'arrêt, initialement prévue jusqu'au 1<sup>er</sup> avril 2020, soit prolongée jusqu'au 1<sup>er</sup> novembre 2021. Le 22 juillet 2020, la Société a annoncé qu'elle avait donné avis à l'AESO de la mise hors service l'unité 3 de la centrale de Sundance à compter du 31 juillet 2020. La décision de mise hors service a été prise essentiellement en fonction de l'évaluation par TransAlta 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. Au cours du troisième trimestre de 2020, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation d'environ 70 millions de dollars (52 millions de dollars après impôts).

## P. 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-isollement, 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 : i) veiller à ce que les employés en mesure de travailler à distance l'aient fait; et ii) 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 la hausse 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 financiers 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. Ce montant représente une partie du financement auquel la Société a droit et sera utilisé pour soutenir une stratégie visant à créer des emplois supplémentaires au sein de la Société.

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

### 2020

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 TSX 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 TSX, un maximum de 228 157 actions ordinaires (soit 25 % du volume de transactions quotidien moyen à la TSX de 912 630 actions ordinaires pour la période de six mois close le 30 avril 2020) peut être racheté à la TSX 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 acheté et annulé un total de 7 352 600 actions ordinaires à un prix moyen de 8,33 \$ l'action, pour un coût total de 61 millions de dollars. Se reporter à la note 27 pour de plus amples renseignements.

### 2019

Le 27 mai 2019, la Société a annoncé que la TSX avait 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 cette OPRA, la Société était autorisée à racheter jusqu'à concurrence de 14 000 000 d'actions ordinaires, soit environ 4,92 % des actions ordinaires émises et en circulation au 27 mai 2019.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019, la Société a acheté et annulé un total de 7 716 300 actions ordinaires à un prix moyen de 8,80 \$ l'action, pour un coût total de 68 millions de dollars. Se reporter à la note 27 pour de plus amples renseignements.

### 2018

Le 9 mars 2018, la Société a annoncé que la TSX avait 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 cette OPRA, la Société était autorisée à racheter jusqu'à concurrence de 14 000 000 d'actions ordinaires, soit environ 4,86 % des actions ordinaires émises et en circulation au 2 mars 2018.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, la Société a acheté et annulé un total de 3 264 500 actions ordinaires à un prix moyen de 7,02 \$ l'action, pour un coût total de 23 millions de dollars.

## R. TransAlta et Capital Power échangent leurs participations hors exploitation dans l'unité 3 de la centrale de Keephills et l'unité 3 de la centrale de Genesee

Le 1<sup>er</sup> octobre 2019, la Société a conclu avec Capital Power Corporation («Capital Power») une entente portant sur l'échange de la participation de 50 % que TransAlta détient dans l'unité 3 de la centrale de Genesee d'une capacité de 466 MW contre la participation de 50 % que Capital Power détient dans l'unité 3 de la centrale de Keephills d'une capacité de 463 MW. Par suite de cet échange, TransAlta détient maintenant à 100 % l'unité 3 de la centrale de Keephills et Capital Power détient à 100 % l'unité 3 de la centrale de Genesee.

Les prix de transaction de chacune des participations hors exploitation se compensent en grande partie, donnant lieu au versement par Capital Power d'un paiement net d'environ 10 millions de dollars à TransAlta. Les ajustements d'égalisation et les règlements finaux relativement au fonds de roulement ont été faits en novembre 2019, et la différence nette de fonds de roulement de moins de un million de dollars a alors été versée par TransAlta à Capital Power.

En 2019, la Société a adopté par anticipation les modifications apportées à l'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises*, qui introduisent un test facultatif de concentration de la juste valeur, lesquelles sont entrées en vigueur en 2020. La Société a choisi d'appliquer le test facultatif de concentration de la juste valeur à son acquisition de la participation hors exploitation dans l'unité 3 de la centrale de Keephills, en vertu duquel il a été établi que plus de 90 % de la juste valeur était concentrée dans les immobilisations corporelles acquises. Par conséquent, il a été déterminé que l'acquisition ne constituait pas une entreprise, les exigences de l'IFRS 3 n'ont pas été appliquées et la participation de 50 % dans l'unité 3 de la centrale de Keephills n'a pas été réévaluée à sa juste valeur (la valeur comptable existante a été maintenue). De ce fait, l'acquisition a été comptabilisée comme une acquisition d'actifs, et les valeurs comptables suivantes ont été attribuées en fonction des justes valeurs relatives :

Fonds de roulement	11
Immobilisations corporelles	308
Autres actifs	3
Autres passifs	(2)
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions	(19)
<b>Coût total de l'acquisition</b>	<b>301</b>

Au cours du quatrième trimestre de 2019, la vente de l'unité 3 de Genesee a donné lieu à un profit de 77 millions de dollars, qui a été comptabilisé au poste Profit à la vente d'actifs et autres dans le compte de résultat.

À la clôture de la transaction, toutes les ententes conclues avec Capital Power visant les projets de l'unité 3 de la centrale de Keephills et de l'unité 3 de la centrale de Genesee ont été résiliées, y compris l'entente d'approvisionnement en charbon de l'unité 3 de la centrale de Keephills par la mine de Highvale de TransAlta. La mine de Highvale comptabilisait les produits générés dans le cadre de cette entente conformément à l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*, ce qui entraînait la comptabilisation d'un passif sur contrat représentant les obligations de prestation non remplies de la mine pour lesquelles une contrepartie avait été reçue à l'avance. Le 1<sup>er</sup> octobre 2019, à la résiliation de cette entente, 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 au quatrième trimestre de 2019.

### S. Résiliation des contrats d'achat d'électricité liés à la centrale de Sundance en Alberta

Le 18 septembre 2017, la Société a reçu un avis officiel du Balancing Pool de son intention de résilier les CAÉ liés aux unités B et C de la centrale de Sundance le 31 mars 2018. Cette annonce était attendue et la Société a pris des mesures pour reprendre le contrôle de la répartition des unités à compter du 31 mars 2018.

Aux termes d'une entente écrite, le Balancing Pool a versé à la Société environ 157 millions de dollars le 29 mars 2018. La Société a contesté l'indemnité de résiliation qu'elle a reçue. Le Balancing Pool ne tenait pas compte de certains actifs miniers et autres actifs qui auraient dû être inclus dans le calcul de la valeur comptable nette. La Société a tenté de recouvrer ces actifs auprès du Balancing Pool par un arbitrage lancé aux termes des CAÉ. Le 26 août 2019, la Société a annoncé qu'elle avait obtenu gain de cause à l'arbitrage et qu'elle avait reçu le montant total qu'elle cherchait à recouvrer, soit 56 millions de dollars, plus la TPS et les intérêts.

### T. Projets de parc éolien aux États-Unis

Le 20 février 2018, TransAlta Renewables a annoncé avoir conclu une entente visant l'acquisition de participations dans deux projets de parc éolien prêts à construire dans le nord-est des États-Unis (collectivement les «projets de parc éolien aux États-Unis»). Big Level est un projet de parc éolien de 90 MW situé en Pennsylvanie faisant l'objet d'un CAÉ de 15 ans avec Microsoft Corporation et Antrim est un projet de parc éolien 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 contreparties aux CAÉ détiennent des notes attribuées par Standard & Poor's d'au moins A+.

Une filiale de TransAlta a acquis Big Level le 1<sup>er</sup> mars 2018 et Antrim le 28 mars 2019.

Le 20 avril 2018, TransAlta Renewables a réalisé l'acquisition d'une participation financière dans Big Level auprès d'une filiale de TransAlta Power Ltd. («TA Power»). Aux termes de l'entente, une filiale de TransAlta détient directement Big Level, et TA Power a émis à TransAlta Renewables des actions privilégiées reflet, lesquelles donnent droit à des dividendes trimestriels fondés sur le résultat net avant impôts de Big Level. Les actions privilégiées reflet ont priorité sur les actions ordinaires de TA Power détenues par TransAlta quant au versement des dividendes et à la distribution des actifs en cas de liquidation ou de dissolution volontaire ou forcée de TA Power.

Le 28 mars 2019, les conditions de clôture relatives à l'acquisition d'Antrim ont été finalisées et la filiale de TransAlta a acquis le projet de parc éolien pour une contrepartie en trésorerie totalisant 24 millions de dollars et le règlement du solde de l'encours du prêt à recevoir de 41 millions de dollars. En conséquence, la Société a comptabilisé 50 millions de dollars au titre d'actifs en construction dans les immobilisations corporelles et 15 millions de dollars dans les immobilisations incorporelles. À la clôture de l'acquisition d'Antrim, la filiale de TransAlta a également payé la dernière retenue de garantie de 7 millions de dollars (5 millions de dollars américains) pour le projet de parc éolien Big Level.

En 2019, TransAlta Renewables a financé l'acquisition d'Antrim et les coûts de construction des projets de parc éolien aux États-Unis en souscrivant des billets à ordre portant intérêt d'un montant de 142 millions de dollars (105 millions de dollars américains) et des actions privilégiées reflet d'un montant de 78 millions de dollars (59 millions de dollars américains).

En 2020, TransAlta Renewables a souscrit des actions privilégiées reflet supplémentaires de Big Level et d'Antrim d'un montant de 72 millions de dollars (52 millions de dollars américains). De plus, TransAlta Renewables a remboursé à la Société une partie de la totalité des billets à ordre en circulation liés aux projets de parc éolien Big Level et Antrim d'un montant de 92 millions de dollars (72 millions de dollars américains).

Les parcs éoliens Big Level et Antrim ont tous deux été mis en service en décembre 2019. Parallèlement aux mises en service, un produit tiré du financement donnant droit à des avantages fiscaux d'environ 85 millions de dollars américains pour Big Level et d'environ 41 millions de dollars américains pour Antrim a été mobilisé pour financer une partie des projets de parc éolien aux États-Unis. Le financement donnant droit à des avantages fiscaux est classé à titre de dette à long terme aux états de la situation financière consolidés.

À l'aide du produit tiré du financement donnant droit à des avantages fiscaux, une filiale de TransAlta a remboursé des billets à ordre portant intérêt de TransAlta Renewables d'un montant de 98 millions de dollars (72 millions de dollars américains). Le montant résiduel du produit tiré du financement est détenu en réserve au sein de l'entité responsable du projet et sera libéré sous réserve du respect de certaines modalités. Lorsque ces modalités seront respectées, les réserves seront libérées et la filiale de TransAlta remboursera le reste des billets à ordre portant intérêt de TransAlta Renewables.

#### U. Projet de l'unité 3 du parc éolien de Kent Hills

Le 19 octobre 2018, TransAlta Renewables a annoncé la mise en service de la capacité supplémentaire de l'unité 3 du parc éolien de Kent Hills, portant ainsi à 167 MW la capacité de production totale du parc éolien de Kent Hills.

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

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

L'acquisition de Kent Breeze a été comptabilisée par TransAlta Renewables comme un regroupement d'entreprises sous contrôle commun, selon la méthode de la fusion d'intérêts communs, aux termes de laquelle les actifs et les passifs acquis ont été enregistrés à la valeur comptable précédemment comptabilisée par TransAlta le 31 mai 2018 plutôt qu'à leur juste valeur. En conséquence, la Société a comptabilisé un transfert de capitaux propres de participations ne donnant pas le contrôle de l'ordre de 1 million de dollars en 2018.

Le 28 juin 2018, TransAlta Renewables a souscrit des actions privilégiées replet supplémentaires de 33 millions de dollars (25 millions de dollars américains) d'une filiale de la Société liée à Mass Solar afin de financer le remboursement de la dette des projets de Mass Solar.

Dans le cadre de ces acquisitions, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 12 millions de dollars, dont un montant de 11 millions de dollars a été comptabilisé dans les immobilisations corporelles et un montant de 1 million de dollars, dans les immobilisations incorporelles. Se reporter à la note 7 pour plus de détails.

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

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

Le produit net tiré du placement d'actions a été utilisé pour rembourser en partie les montants qui ont été prélevés sur la facilité de crédit de TransAlta Renewables pour financer de récentes acquisitions. Les liquidités supplémentaires en vertu de la facilité de crédit ont servi aux fins générales de la Société, y compris pour payer les coûts de construction courants liés aux projets de parc éolien aux États-Unis décrits à la note 4 J) ci-dessus.

La Société n'a pas acheté d'actions ordinaires supplémentaires dans le cadre du placement d'actions et, après la clôture, détenait 161 millions d'actions ordinaires représentant environ 61 % des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables. Se reporter à la note 13 pour plus de détails sur la participation de TransAlta dans TransAlta Renewables.

#### X. Financement de 345 millions de dollars lié à l'entente sur l'élimination du charbon

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

Le produit net a servi à rembourser une partie des débentures à 6,40 %, comme il en est question à la note 24.



## 5. Produits

### A. Ventilation des produits

Les produits de la Société sont essentiellement tirés de la vente d'énergie, de la capacité et d'attributs environnementaux, de la location de centrales, et des activités d'optimisation des actifs, que la Société ventile selon les groupes suivants afin de déterminer comment les facteurs économiques influent sur la comptabilisation des produits des activités ordinaires.

Exercice clos le 31 déc. 2020	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz - Amérique du Nord <sup>1</sup>	Gaz - Australie	Énergie thermique en Alberta <sup>2</sup>	Centralia <sup>2</sup>	Commercialisation de l'énergie	Siège social et autres	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	141	261	196	90	325	10	—	—	1 023
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location <sup>3</sup>	—	—	8	60	55	—	—	—	123
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation	—	(2)	4	—	(12)	283	122	12	407
Incitatifs gouvernementaux	1	4	—	—	—	—	—	—	5
Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources <sup>4</sup>	10	66	9	8	251	204	—	(5)	543
<b>Total des produits des activités ordinaires</b>	<b>152</b>	<b>329</b>	<b>217</b>	<b>158</b>	<b>619</b>	<b>497</b>	<b>122</b>	<b>7</b>	<b>2 101</b>
<b>Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</b>									
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires									
À un moment précis	—	25	—	—	23	10	—	—	58
Au fil du temps	141	236	196	90	302	—	—	—	965
<b>Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</b>	<b>141</b>	<b>261</b>	<b>196</b>	<b>90</b>	<b>325</b>	<b>10</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>1 023</b>

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. Se reporter à la note 4 K) pour plus de détails. En outre, au cours du troisième trimestre de 2020, les produits tirés des activités de détail de ce secteur ont été reclassés du poste Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients au poste Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources et les chiffres des périodes antérieures ont été ajustés.

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.

3) Total des produits locatifs, y compris les loyers conditionnels liés à certains CAÉ et à d'autres contrats à long terme qui respectent les critères des contrats de location simple.

4) Comprendent les produits tirés des activités de détail et de diverses autres sources.

Exercice clos le 31 déc. 2019	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz - Amérique du Nord <sup>1</sup>	Gaz - Australie	Énergie thermique en Alberta <sup>2</sup>	Centralia <sup>2</sup>	Commercialisation de l'énergie	Siège social et autres	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	142	244	190	87	395	10	—	—	1 068
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location <sup>3</sup>	—	—	—	65	65	—	—	—	130
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation	—	18	2	—	(17)	160	129	4	296
Incitatifs gouvernementaux	—	8	—	—	—	—	—	—	8
Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources <sup>4</sup>	14	42	17	8	373	401	—	(10)	845
<b>Total des produits des activités ordinaires</b>	<b>156</b>	<b>312</b>	<b>209</b>	<b>160</b>	<b>816</b>	<b>571</b>	<b>129</b>	<b>(6)</b>	<b>2 347</b>
<b>Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</b>									
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires									
À un moment précis	—	27	—	—	41	10	—	—	78
Au fil du temps	142	217	190	87	354	—	—	—	990
<b>Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</b>	<b>142</b>	<b>244</b>	<b>190</b>	<b>87</b>	<b>395</b>	<b>10</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>1 068</b>

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. Se reporter à la note 4 K) pour plus de détails. En outre, au cours du troisième trimestre de 2020, les produits tirés des activités de détail de ce secteur ont été reclassés du poste Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients au poste Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources et les chiffres des périodes antérieures ont été ajustés.

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.

3) Total des produits locatifs, y compris les loyers conditionnels liés à certains CAÉ et à d'autres contrats à long terme qui respectent les critères des contrats de location simple.

4) Comprendent les produits tirés des activités de détail et de diverses autres sources.

Exercice clos le 31 déc. 2018	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz - Amérique du Nord <sup>1</sup>	Gaz - Australie	Énergie thermique en Alberta <sup>2</sup>	Centralia <sup>2</sup>	Commercialisation de l'énergie	Siège social et autres	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	132	206	206	91	517	9	—	—	1 161
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location <sup>3</sup>	7	27	—	68	68	—	—	—	170
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation	—	(20)	4	—	(1)	115	67	—	165
Incitatifs gouvernementaux	—	16	—	—	—	—	—	—	16
Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources <sup>4</sup>	17	53	22	6	328	318	—	(7)	737
<b>Total des produits des activités ordinaires</b>	<b>156</b>	<b>282</b>	<b>232</b>	<b>165</b>	<b>912</b>	<b>442</b>	<b>67</b>	<b>(7)</b>	<b>2 249</b>
<b>Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</b>									
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires									
À un moment précis	—	18	—	—	38	9	—	—	65
Au fil du temps	132	188	206	91	479	—	—	—	1 096
<b>Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</b>	<b>132</b>	<b>206</b>	<b>206</b>	<b>91</b>	<b>517</b>	<b>9</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>1 161</b>

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. Se reporter à la note 4 K) pour plus de détails. En outre, au cours du troisième trimestre de 2020, les produits tirés des activités de détail de ce secteur ont été reclassés du poste Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients au poste Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources et les chiffres des périodes antérieures ont été ajustés.

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.

3) Total des produits locatifs, y compris les loyers conditionnels liés à certains CAÉ et à d'autres contrats à long terme qui respectent les critères des contrats de location simple.

4) Comprendent les produits tirés des activités de détail et de diverses autres sources.

## B. Passifs sur contrat

La Société a comptabilisé les passifs sur contrat liés aux produits des activités ordinaires suivants :

Passifs sur contrat	2020	2019
Solde au début de l'exercice	15	88
Ajustements transitoires - IFRS 16 <sup>1</sup>	—	15
Montants transférés aux produits des activités ordinaires compris dans le solde d'ouverture	(1)	(10)
Contrepartie reçue	1	5
Augmentations découlant des intérêts courus et passés en charges au cours de la période	—	5
Résiliation du contrat liée à l'achat de l'unité 3 de Keephills (note 4 R))	—	(88)
Contrepartie versée	2	—
Obligations de prestation remplies	(2)	—
<b>Solde à la fin de l'exercice</b>	<b>15</b>	<b>15</b>
Partie courante	1	1
Partie non courante	14	14

1) En 2019, lors de la transition à l'IFRS 16, certains contrats qui étaient auparavant considérés comme des contrats de location selon l'IAS 17 ne répondaient plus à la définition d'un contrat de location selon l'IFRS 16 et, par conséquent, ont été évalués selon l'IFRS 15 et les soldes ont été transférés des produits différés aux passifs sur contrat.

En 2019, les passifs sur contrat d'ouverture se composaient principalement de la contrepartie reçue du partenaire de l'entreprise commune de l'unité 3 de la centrale de Keephills, Capital Power, à l'égard duquel la Société avait une obligation future de fournir des biens et des services en vertu du contrat. À la clôture de l'échange visant l'unité 3 de la centrale de Keephills et de l'unité 3 de la centrale de Genesee, dans le cadre duquel la Société a acquis la participation de 50 % que Capital Power détenait dans l'unité 3 de la centrale de Keephills et lui a vendu sa participation de 50 % dans l'unité 3 de la centrale de Genesee, l'entente conclue avec Capital Power a été résiliée en 2019, libérant la Société de toute obligation de prestation, et le solde du passif sur contrat correspondant a été comptabilisé en résultat net.

Les passifs sur contrat résiduels en cours au 31 décembre 2020 et au 31 décembre 2019 se rapportent principalement aux paiements anticipés liés au parc éolien de New Richmond et à la centrale hydroélectrique Bone Creek de la Société, à l'égard desquels la Société a des obligations de prestation non remplies.

### C. Obligations de prestation qui restent à remplir

Les informations fournies ci-après concernant le montant total des prix de transaction affecté aux obligations de prestation qui restent à remplir (produits des activités ordinaires tirés de contrats qui n'ont pas encore été comptabilisés) pour les contrats en vigueur à la date de clôture ne tiennent pas compte des produits des activités ordinaires liés aux contrats admissibles aux mesures de simplification suivantes :

- La Société comptabilise les produits des activités ordinaires tirés d'un contrat à un montant correspondant au montant facturé, lequel reflète la valeur des services rendus au client depuis le début du contrat. Des contrats de la Société liés à certains de ses parcs éoliens, centrales hydroélectriques, centrales alimentées au gaz et installations solaires et à ses activités commerciales et industrielles sont admissibles à cette mesure de simplification. En ce qui concerne ces contrats, la Société n'est pas tenue de fournir de l'information sur les obligations de prestation qui restent à remplir.
- Les contrats dont la durée initiale attendue est de 12 mois ou moins.

De plus, dans de nombreux contrats de la Société, les éléments du prix de transaction font l'objet d'une limitation, notamment pour les produits des activités ordinaires variables qui sont tributaires des volumes de production futurs découlant de la demande des clients ou du marché ou les prix du marché qui sont assujettis à des facteurs hors du contrôle de la Société. Les produits des activités ordinaires futurs liés à la contrepartie variable faisant l'objet de limitations sont exclus des informations relatives aux obligations de prestation qui restent à remplir jusqu'à ce que les limitations soient résolues. Ainsi, les ajustements des produits des activités ordinaires visant à comptabiliser une composante financement importante d'un contrat sont exclus des montants fournis au titre des obligations de prestation qui restent à remplir.

Par conséquent, les montants des produits des activités ordinaires futurs présentés ci-après ne reflètent qu'une tranche des produits des activités ordinaires futurs que la Société s'attend à tirer de son portefeuille de contrats.

#### Hydroélectricité

Le 31 décembre 2020, le CAÉ intervenu entre la Société et le Balancing Pool en vue de fournir la capacité de production de 12 centrales hydroélectriques à l'échelle de l'Alberta est venu à échéance. La production future sera vendue en tant que production marchande. La Société est partie à des contrats prévoyant des services de redémarrage à froid dans des centrales hydroélectriques spécifiques, qui viennent à échéance à la fin de 2030. La Société a également conclu un contrat avec le gouvernement de l'Alberta visant la gestion de l'eau de la Bow River en vue de réduire les inondations et la sécheresse, qui vient à échéance en 2021.

Au 31 décembre 2020, les produits des activités ordinaires futurs estimatifs liés aux obligations de prestation qui restent à remplir en vertu de ces contrats totalisaient environ 31 millions de dollars. De ce montant, la Société prévoit comptabiliser environ 8 millions de dollars en 2021 et entre 2 millions de dollars et 3 millions de dollars annuellement de 2022 à 2030.

La mesure de simplification permettant la comptabilisation des produits des activités ordinaires tirés du contrat à un montant correspondant à celui de la facture s'applique à tous les contrats d'énergie hydroélectrique en Ontario, en Colombie-Britannique et à Washington et, par conséquent, les informations relatives aux obligations de prestation qui restent à remplir ne sont pas fournies à l'égard de ces contrats.

#### Énergie éolienne et énergie solaire

Au 31 décembre 2020, la Société avait conclu des contrats à long terme avec des clients visant la livraison d'électricité et de crédits d'énergie renouvelable connexes provenant de trois parcs éoliens situés en Alberta, au Minnesota et au Québec, pour lesquels la mesure de simplification liée au montant facturé n'est pas appliquée. Habituellement, les CAÉ exigent que toute la production disponible soit fournie aux clients à des prix fixes, dont certains sont assujettis à des facteurs d'indexation pour refléter l'inflation. La Société prévoit comptabiliser ces montants dans les produits des activités ordinaires à mesure qu'elle livre l'électricité sur la durée résiduelle des contrats, respectivement jusqu'en 2024, 2034 et 2033. Au bout du compte, l'électricité livrée dépend des ressources éoliennes, qui sont hors du contrôle de la Société. Les quantités livrées et, par conséquent, les produits des activités ordinaires comptabilisés dans l'avenir varieront. Ces produits des activités ordinaires variables liés à l'électricité livrée sont présumés être entièrement limités et seront comptabilisés progressivement lorsque l'obligation de prestation, soit la livraison de l'électricité, sera remplie. L'information à leur égard est, par conséquent, exclue. La Société est également partie à des contrats visant la vente de certificats d'énergie renouvelable produite dans des centrales éoliennes commerciales et prévoit comptabiliser les

produits des activités ordinaires à mesure qu'elle livre les certificats d'énergie renouvelable aux acheteurs sur la durée résiduelle des contrats, de 2020 à 2024.

Au 31 décembre 2020, les produits des activités ordinaires futurs estimatifs liés aux obligations de prestation qui restent à remplir en vertu de ces contrats totalisaient environ 13 millions de dollars. De ce montant, la Société prévoit comptabiliser entre 2 millions de dollars et 5 millions de dollars annuellement jusqu'à l'échéance des contrats.

La mesure de simplification permettant la comptabilisation des produits des activités ordinaires tirés du contrat à un montant correspondant à celui de la facture s'applique à des contrats d'énergie éolienne en Ontario, au Nouveau-Brunswick, au Québec et au Wyoming et à tous les contrats d'énergie solaire, et, par conséquent, les informations relatives aux obligations de prestation qui restent à remplir ne sont pas fournies à l'égard de ces contrats.

### Gaz en Amérique du Nord

Au 31 décembre 2020, la Société était partie à des contrats avec des clients visant la prestation de services d'énergie par l'une de ses centrales alimentées au gaz en Ontario. Les contrats consistent tous en une seule obligation de prestation pour la Société, soit celle de se tenir prête à livrer de l'énergie sous forme d'électricité et de vapeur. Les principales modalités de ces contrats sont résumées ci-après.

Les contrats d'approvisionnement en électricité exigent la livraison de quantités précises de vapeur à chaque client et comportent des modalités de tarification qui comprennent des frais fixes et variables liés à l'électricité, à la capacité et à la vapeur, ainsi que des ajustements d'égalisation en fonction des volumes de vapeur minimaux contractuels. Le rapprochement des frais liés à la vapeur est fondé sur une estimation du volume de vapeur pris du client et du volume minimal contractuel, et sur divers facteurs, notamment le prix de l'électricité annuel moyen du marché et la moyenne des prix affichés localement et des prix indiciaires du gaz naturel, ainsi que le transport. Dans le cas des volumes de vapeur qui ne sont pas pris par le client, un mécanisme de partage des produits des activités ordinaires prévoit le partage des produits générés par la Société en utilisant cette vapeur pour produire et vendre de l'électricité. Les tarifs de la capacité et de l'électricité varient d'un contrat à l'autre et sont assujettis à une indexation annuelle à des taux différents. Au bout du compte, l'électricité et la vapeur livrées dépendent des exigences du client, qui sont hors du contrôle de la Société. Ces produits des activités ordinaires variables tirés des contrats sont présumés être entièrement limités. L'information à leur égard est, par conséquent, exclue. La Société s'attend à comptabiliser des produits des activités ordinaires à mesure qu'elle livrera de l'électricité et de la vapeur jusqu'à l'achèvement du contrat à la fin 2022.

À la même centrale alimentée au gaz, la Société a conclu avec l'autorité locale de l'énergie un contrat, lequel prévoit des frais fixes pour mise à disposition de capacités qui sont ajustés selon les variations saisonnières, la demande de vapeur des autres clients de la centrale et les produits des activités ordinaires nets présumés liés dans la production d'électricité au sein du marché. Par conséquent, les produits des activités ordinaires qui seront comptabilisés dans l'avenir varieront puisqu'ils sont tributaires de facteurs hors du contrôle de la Société et sont présumés être entièrement limités. L'information à leur égard est, par conséquent, exclue. La Société s'attend à comptabiliser ces produits des activités ordinaires à mesure qu'elle se tient prête à livrer de l'électricité jusqu'à l'achèvement du contrat le 31 décembre 2025.

Au 31 décembre 2020, la Société était partie à des contrats avec des clients visant la livraison de vapeur, d'eau chaude et d'eau refroidie par l'une de ses centrales alimentées au gaz en Ontario, jusqu'en 2023. Les tarifs en vertu de ces contrats sont établis selon une base tarifaire fixe par gigajoule et peuvent augmenter chaque année en fonction des prix du gaz et de l'inflation. Les contrats prévoient des engagements d'achat ferme en matière de volumes annuels minimaux.

Le contrat que la Société a conclu avec son client visant la fourniture de vapeur et d'électricité à sa centrale de cogénération en Alberta, en vigueur du 1<sup>er</sup> janvier 2020 au 31 décembre 2029, est considéré comme un contrat de location simple, de sorte que certains produits des activités ordinaires sont classés, aux fins comptables, comme des produits des activités ordinaires variables tirés des contrats de location. D'autres sources de produits des activités ordinaires reposent sur des mécanismes de recouvrement des coûts, ce qui leur confère une nature variable. Elles sont présumées être entièrement limitées et l'information à leur égard est exclue.

Au 31 décembre 2020, les produits des activités ordinaires futurs estimatifs liés aux obligations de prestation qui restent à remplir en vertu de ces contrats totalisaient environ 13 millions de dollars. De ce montant, la Société prévoit comptabiliser entre 4 millions de dollars et 5 millions de dollars annuellement sur la durée des contrats.

La mesure de simplification permettant la comptabilisation des produits des activités ordinaires tirés du contrat à un montant correspondant à celui de la facture s'applique à certains des contrats d'autres centrales alimentées au gaz de la Société en Ontario et aux États-Unis et, par conséquent, les informations relatives aux obligations de prestation qui restent à remplir ne sont pas fournies à l'égard de ces contrats.

### Gaz en Australie

Au 31 décembre 2020, la Société était partie à des CAÉ avec des clients visant la livraison d'électricité par ses centrales alimentées au gaz situées en Australie. De façon générale, les CAÉ exigent que toute la production disponible soit fournie aux clients. Les modalités de tarification comprennent des composantes de prix fixes et variables pour l'électricité livrée et les paiements fixes liés à la capacité. Les prix peuvent faire l'objet d'ajustements d'égalisation portant sur les écarts de la consommation spécifique de chaleur prévue et sont assujettis à divers facteurs d'indexation pour refléter l'inflation. Au bout du compte, l'électricité livrée dépend des exigences du client, qui sont hors du contrôle de la Société. Ces produits des activités ordinaires variables liés à l'électricité livrée sont présumés être entièrement limités et seront comptabilisés à un moment précis lorsque l'obligation de prestation, soit la livraison de l'électricité, sera remplie. L'information à leur égard est, par conséquent, exclue. L'échéance de ces contrats varie, allant de 2026 à 2042.

L'un des CAÉ que la Société a conclus avec son client visant la livraison d'électricité par ses centrales alimentées au gaz est considéré comme un contrat de location-financement, de sorte que certains produits des activités ordinaires sont classés, aux fins comptables, comme des produits des activités ordinaires tirés des contrats de location-financement. La Société tire également des produits de ses services d'exploitation et d'entretien des centrales moyennant des frais mensuels fixes. Aux termes du CAÉ, la tarification est soumise à une révision périodique et peut être augmentée en fonction de l'inflation jusqu'à la fin du contrat en 2038. D'autres sources de produits des activités ordinaires reposent sur des mécanismes de recouvrement des coûts, ce qui leur confère une nature variable. Elles sont présumées être entièrement limitées et l'information à leur égard est exclue.

Au 31 décembre 2020, les produits des activités ordinaires futurs estimatifs liés aux obligations de prestation qui restent à remplir en vertu de ces contrats totalisaient environ 2 594 millions de dollars. De ce montant, la Société prévoit comptabiliser un total d'environ 203 millions de dollars au cours des deux prochains exercices, puis en moyenne entre 100 millions de dollars et 126 millions de dollars annuellement par la suite sur la durée du contrat restant.

### Énergie thermique en Alberta

Le 31 décembre 2020, les CAÉ que la Société a conclus avec le Balancing Pool visant l'achat de capacité et d'électricité de deux de ses centrales alimentées au charbon sont venus à échéance. La production future sera vendue en tant que production marchande.

La Société est également partie à plusieurs contrats pour la vente de sous-produits de la combustion de charbon de certaines de ses centrales alimentées au charbon. La durée des contrats varie d'un an à trois ans. De façon générale, les produits des activités ordinaires varient selon les prix du marché, lesquels sont assujettis à divers facteurs hors du contrôle de la Société, et les quantités livrées et vendues, qui dépendent en définitive de la demande de la clientèle. Ces produits des activités ordinaires variables sont présumés être entièrement limités et seront comptabilisés à un moment précis, lorsque l'obligation de prestation, soit la livraison des sous-produits, sera remplie. L'information à leur égard est, par conséquent, exclue.

La Société est partie à un contrat, prenant effet à la fin 2023, visant la vente de capacité et d'électricité, applicable au gré du client, aux termes duquel la Société recevra un paiement de capacité fixe et des paiements d'énergie de montants variables en fonction de la production. Au 31 décembre 2020, les produits des activités ordinaires futurs estimatifs liés aux obligations de prestation qui restent à remplir en vertu de ces contrats totalisaient environ 336 millions de dollars. De ce montant, la Société prévoit comptabiliser en moyenne entre 5 millions de dollars et 10 millions de dollars en 2023 et entre 40 millions de dollars et 45 millions de dollars annuellement par la suite sur la durée des contrats.

### Centralia

Le contrat à long terme de la Société visant la vente de l'électricité produite à sa centrale alimentée au charbon aux États-Unis est considéré comme un dérivé et est désigné comme couverture globale. Par conséquent, puisque les produits des activités ordinaires tirés de l'électricité livrée au client sont comptabilisés en vertu des modalités contractuelles, les produits des activités ordinaires ne sont pas comptabilisés conformément à l'IFRS 15 et le contrat a été exclu des obligations d'information à fournir selon l'IFRS 15.

La Société est également partie à un contrat visant la vente de sous-produits de la combustion de charbon de sa centrale alimentée au charbon aux États-Unis. De façon générale, les produits des activités ordinaires varient selon les prix du marché, lesquels sont assujettis à divers facteurs hors du contrôle de la Société, et les quantités livrées et vendues, qui dépendent en définitive de la demande de la clientèle. Ces produits des activités ordinaires variables sont présumés être entièrement limités et seront comptabilisés à un moment précis, lorsque l'obligation de prestation, soit la livraison des sous-produits, sera remplie. L'information à leur égard est, par conséquent, exclue.

## 6. Charges selon leur nature

Les charges sont classées selon leur nature comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2020		2019		2018	
	Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration
Coûts du combustible et de conformité liés au carbone	574	—	669	—	656	—
Réduction de valeur des stocks de charbon (note 17)	37	—	—	—	—	—
Achats d'électricité	163	—	246	—	210	—
Amortissement minier	144	—	119	—	136	—
Salaires et avantages sociaux	50	235	52	228	98	245
Autres charges d'exploitation	—	237	—	247	—	270
<b>Total</b>	<b>968</b>	<b>472</b>	<b>1 086</b>	<b>475</b>	<b>1 100</b>	<b>515</b>

## 7. Imputations et reprises de dépréciation d'actifs

Dans le cadre des contrôles de surveillance de la Société, des prévisions à long terme sont préparées pour chaque 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.

### A. 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 (se reporter à la note 4 O)). 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 la valeur recouvrable des matériaux de rebut.

#### 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 hydrauliques, 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 (se reporter à la note 23).

## B. 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	30 \$ US à 42 \$ US par MWh	22 \$ US à 46 \$ US par MWh
Carburant diesel routier pour le transport du charbon	2,35 \$ US à 2,40 \$ US par gallon	1,69 \$ US à 2,09 \$ US par gallon
Taux d'actualisation	5,2 % à 6,4 %	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. À la fin de 2019, la meilleure estimation que la Société était en mesure de fournir 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.

Se reporter aux notes 3 A) III) et 23 pour en savoir plus sur la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la mine de Centralia.

### 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.

## C. 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 (se reporter à la note 4 V)). 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 (se reporter aux notes 18 et 20).

#### D. 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 et 23 millions de dollars en 2018) liés à des projets qui ne sont plus en cours.

## 8. Créances au titre des contrats de location-financement

Les montants à recevoir en vertu des contrats de location-financement de la Société, associés à la centrale de cogénération de Poplar Creek et, en 2020, aux centrales de SCE, se présentent comme suit :

Aux 31 décembre	2020		2019	
	Encaissements minimaux au titre de la location	Valeur actualisée des encaissements minimaux au titre de la location	Encaissements minimaux au titre de la location	Valeur actualisée des encaissements minimaux au titre de la location
Moins de un an	63	56	20	20
De deux à cinq ans inclusivement	169	126	80	74
Plus de cinq ans	100	82	120	97
	332	264	220	191
Moins : produits tirés des contrats de location-financement non gagnés	68	—	29	—
<b>Total des créances au titre des contrats de location-financement</b>	<b>264</b>	<b>264</b>	<b>191</b>	<b>191</b>
Compris dans les états de la situation financière consolidés :				
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 14)	36		15	
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	228		176	
	264		191	

## 9. Autres résultats d'exploitation nets

Les autres résultats d'exploitation nets comprennent ce qui suit :

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Contrat d'approvisionnement en charbon	29	—	—
Entente sur l'élimination du charbon en Alberta	(40)	(40)	(40)
Recouvrements d'assurance	—	(10)	(7)
Autres charges	—	1	—
<b>Autres résultats d'exploitation, montant net</b>	<b>(11)</b>	<b>(49)</b>	<b>(47)</b>

#### A. Provision pour contrat déficitaire pour le contrat d'approvisionnement en charbon

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'éliminer le charbon comme source de combustible à la centrale de Sheerness plus tôt que prévu, soit 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.

#### B. Entente sur l'élimination du charbon en Alberta

La Société reçoit des paiements du gouvernement de l'Alberta pour l'élimination, au plus tard le 31 décembre 2030, des émissions de ses 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 de participations visant l'unité 3 de la centrale de Keephills et l'unité 3 de la centrale de Genesee n'a eu aucune incidence sur les paiements reçus. Se reporter à la note 4 R) pour plus de détails.



Aux termes de l'entente sur l'élimination du charbon, la Société reçoit des paiements de transition annuels au comptant d'environ 40 millions de dollars (37 millions de dollars, montant net revenant à la Société) au plus tard le 31 juillet, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017 et jusqu'à la fin de 2030. La Société comptabilise uniformément les paiements en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon tout au long de l'exercice. La réception des paiements est sous réserve du respect de certaines modalités et conditions. La principale condition de l'entente sur l'élimination du charbon est l'élimination de toutes les émissions des centrales alimentées au charbon au plus tard le 31 décembre 2030. Toutefois, les centrales touchées pourront en tout temps continuer à produire de l'électricité en utilisant une autre méthode que la production d'électricité à partir du charbon qui entraîne des émissions après le 31 décembre 2030. En juillet 2018, la Société a obtenu du financement fondé sur les paiements en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon. Se reporter aux notes 4 X) et 24 pour plus de détails.

### C. Recouvrements d'assurance

Il n'y a eu aucun recouvrement d'assurance en 2020.

En 2019, la Société a reçu 10 millions de dollars au titre de recouvrements d'assurance qui se rapportent à des indemnités d'assurance liées aux incendies de tours survenus au parc éolien du Wyoming et à Summerview.

En 2018, la Société a reçu 7 millions de dollars au titre de recouvrements d'assurance, dont une indemnité d'assurance de 6 millions de dollars liée à l'incendie d'une tour dans le parc éolien du Wyoming et 1 million de dollars pour la réparation de matériel dans le secteur Énergie thermique en Alberta.

## 10. Placements

Les placements de la Société dans des coentreprises et des entreprises associées qui sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence sont ses placements dans Skookumchuck et EMG.

La variation des placements se présente comme suit :

	Skookumchuck	EMG	Total
Solde au 31 décembre 2019	—	—	—
Apports <sup>1</sup>	86	16	102
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	1	—	1
Variation des taux de change	(2)	(1)	(3)
<b>Solde au 31 décembre 2020</b>	<b>85</b>	<b>15</b>	<b>100</b>

1) Les apports ont été versés en dollars américains et se sont élevés à 66 millions de dollars pour Skookumchuck et à 12 millions de dollars pour EMG, y compris la composante conditionnelle.

Les informations financières sur les résultats des activités d'exploitation liés à la quote-part de la Société dans Skookumchuck et EMG se résument comme suit :

Exercice clos le 31 décembre	2020
<b>Résultats des activités d'exploitation</b>	
Produits des activités ordinaires	3
Charges	(2)
<b>Quote-part du résultat net</b>	<b>1</b>

Le 25 novembre 2020, TransAlta a acquis une participation de 49 % dans Skookumchuck, un parc éolien d'une capacité de 136,8 MW, situé dans les comtés de Lewis et de Thurston, à proximité de la centrale de Centralia, dans l'État de Washington, se composant de 38 éoliennes Vestas V136. Les informations financières relatives à 100 % des activités de Skookumchuck, compte tenu des ajustements pour l'application de méthodes comptables uniformes et des ajustements du prix d'achat de la Société, se résument comme suit :

<b>Exercice clos le 31 décembre</b>	<b>2020</b>
Produits des activités ordinaires	6
Amortissement	2
Charge d'intérêts	1
Résultat net	3
Autres éléments du résultat global	—
<b>Total du résultat global</b>	<b>3</b>

<b>Au 31 décembre</b>	<b>2020</b>
Actifs courants	6
Actifs non courants	382
Passifs courants	(65)
Passifs non courants	(150)
<b>Actifs nets</b>	<b>173</b>
<b>Autres éléments compris ci-dessus</b>	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1
Passifs financiers courants <sup>1</sup>	(27)
Passifs financiers non courants <sup>1</sup>	(147)

1) Excluent les fournisseurs et autres crédateurs et les provisions.

Le rapprochement entre la valeur comptable et la participation de 49 % de la Société dans Skookumchuck se présente comme suit :

<b>Au 31 décembre</b>	<b>2020</b>
<b>Actifs nets</b>	<b>173</b>
Moins : 51 % des actifs nets de Skookumchuck qui ne sont pas détenus par la Société	(88)
<b>Placement net</b>	<b>85</b>

La capacité de Skookumchuck à effectuer des distributions à ses propriétaires, y compris la Société, dépend des flux de trésorerie disponibles et est limitée par des clauses restrictives et des conditions, y compris les exigences de financement du principal et des intérêts imposées par les ententes de financement donnant droit à des avantages fiscaux.

Les paiements futurs approximatifs de Skookumchuck en vertu d'engagements contractuels se présentent comme suit :

	2021	2022	2023	2024	2025	2026 et par la suite	Total
Ententes de service à long terme <sup>1</sup>	1	1	1	1	1	28	33

1) Se reporter à la note 36 pour en savoir plus sur les ententes de service à long terme.

## 11. Charge d'intérêts nette

Les composantes de la charge d'intérêts nette sont comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Intérêt sur la dette	158	161	184
Intérêt sur les titres échangeables (note 25)	34	20	—
Produits d'intérêts	(10)	(13)	(11)
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif (note 18)	(8)	(6)	(2)
Perte au titre du remboursement des obligations (note 24)	—	—	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 (note 24) <sup>1</sup>	1	(35)	—
Intérêt sur la procédure visant une règle relative aux pertes de réseau (note 36 I) II)	5	—	—
Autre <sup>2</sup>	2	10	15
Désactualisation des provisions (note 23)	30	23	24
<b>Charge d'intérêts nette</b>	<b>238</b>	<b>179</b>	<b>250</b>

1) Concerne l'avantage fiscal lié à l'amortissement fiscal supplémentaire demandé en 2019 sur les projets 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 de néant (5 millions de dollars en 2019 et 7 millions de dollars en 2018) lié à la composante financement importante exigée aux termes de l'IFRS 15. De plus, en 2018, des coûts d'environ 5 millions de dollars ont été passés en charges en raison du financement de projet qui n'est plus réalisable.

## 12. Impôts sur le résultat

### A. Comptes de résultat consolidés

#### I. Rapprochements des taux

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
<b>Résultat avant impôts sur le résultat</b>	<b>(303)</b>	<b>193</b>	<b>(96)</b>
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, non assujéti à l'impôt	2	(26)	(19)
<b>Résultat ajusté avant impôts sur le résultat</b>	<b>(301)</b>	<b>167</b>	<b>(115)</b>
Taux d'impôt canadien, fédéral et provincial, prévu par la loi (%)	24,5 %	26,5 %	26,8 %
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat prévu	(74)	44	(31)
Augmentation (diminution) des impôts sur le résultat résultant des éléments suivants :			
Écarts de taux d'impôt effectifs étrangers	3	5	(3)
Charge d'impôt différé liée aux différences temporaires relatives au placement dans des filiales	9	—	—
Réduction (reprise de réduction) de valeur des actifs d'impôt différé	8	(9)	27
Différences avec les taux prévus par la loi et autres différences	(7)	(31)	—
Divers	11	8	1
<b>Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat</b>	<b>(50)</b>	<b>17</b>	<b>(6)</b>
<b>Taux d'impôt effectif (%)</b>	<b>17 %</b>	<b>10 %</b>	<b>5 %</b>

## II. Composantes de la charge d'impôts sur le résultat

Les composantes de la charge d'impôts sur le résultat sont comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Charge d'impôt exigible	35	35	28
Charge (recouvrement) d'impôt différé lié à la naissance et à la résorption des différences temporaires	(95)	22	(61)
Charge d'impôt différé liée aux différences temporaires relatives au placement dans une filiale	9	—	—
Recouvrement d'impôt différé résultant de modifications apportées aux taux d'imposition ou aux lois fiscales <sup>1</sup>	(7)	(31)	—
Charge (recouvrement) d'impôt différé découlant de la réduction (reprise de réduction) de valeur des actifs d'impôt différé <sup>2</sup>	8	(9)	27
<b>Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat</b>	<b>(50)</b>	<b>17</b>	<b>(6)</b>

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Charge d'impôt exigible	35	35	28
Recouvrement d'impôt différé	(85)	(18)	(34)
<b>Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat</b>	<b>(50)</b>	<b>17</b>	<b>(6)</b>

1) En 2020, la Société a comptabilisé un recouvrement d'impôt différé de 7 millions de dollars (31 millions de dollars en 2019) lié à une réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta, qui est passé de 11 % à 8 %. La baisse du taux d'imposition était initialement prévue comme suit : 11 % à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2019, 10 % à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2020, 9 % à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2021, et 8 % à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2022. Le gouvernement de l'Alberta a décrété que le taux serait réduit à 8 % à compter du 9 décembre 2020.

2) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, la Société a comptabilisé une réduction de valeur d'actifs d'impôt différé de 8 millions de dollars (reprise de réduction de valeur de 9 millions de dollars en 2019 et réduction de valeur de 27 millions de dollars en 2018). Au cours de l'exercice considéré, des actifs d'impôt différé supplémentaires ont été créés par la comptabilisation de pertes au titre des autres éléments du résultat global aux États-Unis. Les actifs d'impôt différé ont trait principalement aux avantages fiscaux liés aux pertes subies dans le cadre des activités de la Société aux États-Unis détenues directement. La Société évalue à la fin de chaque période s'il est probable que ses activités aux États-Unis détenues directement puissent générer un résultat imposable futur suffisant pour lui permettre d'utiliser les pertes fiscales sous-jacentes.

## B. États des variations des capitaux propres consolidés

Le montant total d'impôt exigible et différé lié aux éléments porté au crédit ou au débit des capitaux propres est présenté comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat lié à :			
Incidence nette liée aux couvertures de flux de trésorerie	(23)	6	(12)
Gains actuariels nets (pertes actuarielles nettes)	(3)	(7)	5
<b>Charge d'impôts sur le résultat présentée dans les capitaux propres</b>	<b>(26)</b>	<b>(1)</b>	<b>(7)</b>

## C. États de la situation financière consolidés

Les principales composantes des actifs (passifs) d'impôt différé de la Société sont les suivantes :

Aux 31 décembre	2020	2019
Reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes <sup>1</sup>	469	494
Frais de démantèlement et de remise en état futurs	140	122
Immobilisations corporelles	(717)	(828)
Actifs et passifs de gestion du risque, montant net	(107)	(141)
Régimes d'avantages du personnel et de rémunération	62	56
Intérêt déductible au cours de périodes futures	22	42
Écarts de change au titre de la dette libellée en dollars américains	31	40
Autres différences temporaires déductibles	2	4
Passifs d'impôt différé, montant net, avant réduction de valeur des actifs d'impôt différé	(98)	(211)
Réduction de valeur des actifs d'impôt différé	(247)	(243)
Passifs d'impôt différé, montant net, après réduction de valeur des actifs d'impôt différé	(345)	(454)

1) Les pertes d'exploitation nettes arrivent à échéance entre 2029 et 2039.

Les passifs d'impôt différé, montant net, sont présentés dans les états de la situation financière consolidés comme suit :

Aux 31 décembre	2020	2019
Actifs d'impôt différé <sup>1</sup>	51	18
Passifs d'impôt différé	(396)	(472)
<b>Passifs d'impôt différé, montant net</b>	<b>(345)</b>	<b>(454)</b>

1) Les actifs d'impôt différé présentés dans les états de la situation financière consolidés sont recouvrables selon le résultat futur prévu et les stratégies de planification fiscale. Les hypothèses utilisées pour estimer le résultat futur reposent sur les prévisions à long terme de la Société.

## D. Éventualités

Au 31 décembre 2020, la Société avait comptabilisé un passif net de néant (1 million de dollars en 2019) relatif à des positions fiscales incertaines.

## 13. Participations ne donnant pas le contrôle

Les filiales et les entreprises de la Société ayant des participations ne donnant pas le contrôle sont présentées dans le tableau qui suit :

Filiale/entreprise	Participation ne donnant pas le contrôle au 31 décembre 2020
TransAlta Cogeneration L.P.	49,99 % - Canadian Power Holdings Inc.
TransAlta Renewables	39,9 % - actionnaires publics
Kent Hills Wind LP <sup>1</sup>	17 % - Natural Forces Technologies Inc.

1) Détenue par TransAlta Renewables.

TransAlta Cogeneration L.P. («TA Cogen») exploite un portefeuille de centrales de cogénération au Canada et détient une participation de 50 % dans une centrale au bicarburant. TransAlta Renewables détient et exploite un portefeuille de centrales alimentées au gaz et d'installations de production d'énergie renouvelable au Canada, et détient des participations financières dans d'autres centrales alimentées au gaz et à partir d'énergies renouvelables de la Société.

Les informations financières relatives à des filiales ayant d'importantes participations ne donnant pas le contrôle se résument comme suit :

### A. TransAlta Renewables

Le résultat net, les distributions et les capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle comprennent la participation ne donnant pas le contrôle de 17 % dans le parc éolien de Kent Hills d'une capacité de 167 MW, situé au Nouveau-Brunswick.

Le 31 mai 2018, TransAlta Renewables a mis en place un régime de réinvestissement des dividendes pour les détenteurs canadiens d'actions ordinaires de TransAlta Renewables. À compter du 31 juillet 2018, les actionnaires admissibles pouvaient choisir de réinvestir automatiquement leurs dividendes mensuels dans des actions ordinaires supplémentaires de la Société. La Société ne participe pas au régime de réinvestissement des dividendes.

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.

Par suite du régime de réinvestissement des dividendes et du placement d'actions dont il est question à la note 4 W), le pourcentage de la propriété, des droits de vote et de la participation en capitaux propres de la Société dans TransAlta Renewables a changé comme suit :

Période	Pourcentage de la propriété et des droits de vote	Pourcentage de la participation en capitaux propres
Du 1 <sup>er</sup> août 2017 au 21 juin 2018	64,0	64,0
Du 22 juin 2018 au 30 juillet 2018	61,1	61,1
Du 31 juillet 2018 au 29 novembre 2018	61,0	61,0
Du 30 novembre 2018 au 31 décembre 2018	60,9	60,9
Du 1 <sup>er</sup> janvier 2019 au 31 mars 2019	60,8	60,8
Du 1 <sup>er</sup> avril 2019 au 30 juin 2019	60,6	60,6
Du 1 <sup>er</sup> juillet 2019 au 30 septembre 2019	60,5	60,5
Du 1 <sup>er</sup> octobre 2019 au 31 décembre 2019	60,4	60,4
Du 1 <sup>er</sup> janvier 2020 au 31 mars 2020	60,3	60,3
Du 1 <sup>er</sup> avril 2020 au 30 juin 2020	60,2	60,2
Du 1 <sup>er</sup> juillet 2020 au 31 décembre 2020	60,1	60,1

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Produits des activités ordinaires	436	446	462
Résultat net	97	183	241
Total du résultat global	223	138	281
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :			
Résultat net	40	73	94
Total du résultat global	90	56	110
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	80	69	79

Aux 31 décembre	2020	2019
Actifs courants	743	293
Actifs non courants	2 913	3 409
Passifs courants	(364)	(152)
Passifs non courants	(987)	(1 237)
Total des capitaux propres	(2 305)	(2 313)
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	(948)	(941)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)	39,9	39,6

## B. TA Cogen

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
<b>Résultats des activités d'exploitation</b>			
Produits des activités ordinaires	146	181	185
Résultat net	(13)	43	29
Total du résultat global	(13)	43	29
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :			
Résultat net	(6)	21	14
Total du résultat global	(6)	21	14
Distributions versées à Canadian Power Holdings Inc.	17	37	86

Aux 31 décembre	2020	2019
Actifs courants	69	41
Actifs non courants	323	328
Passifs courants	(78)	(27)
Passifs non courants	(37)	(19)
Total des capitaux propres	(277)	(323)
Capitaux propres attribuables à Canadian Power Holdings Inc.	(136)	(160)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)	49,99	49,99

## 14. Créances clients et autres débiteurs

Aux 31 décembre	2020	2019
Créances clients	488	399
Garanties versées (note 16)	49	42
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 8)	36	15
Impôts sur le résultat à recevoir	10	6
<b>Créances clients et autres débiteurs</b>	<b>583</b>	<b>462</b>

## 15. Instruments financiers

### A. Actifs financiers et passifs financiers – classement et évaluation

Les actifs financiers et les passifs financiers sont évalués régulièrement au coût, à la juste valeur ou au coût amorti. Le tableau suivant présente la valeur comptable et le classement des actifs financiers et des passifs financiers :

#### Valeur comptable au 31 décembre 2020

	Instruments dérivés utilisés à des fins de couverture	Instruments dérivés détenus à des fins de transaction (JVRN)	Coût amorti	Total
<b>Actifs financiers</b>				
Trésorerie et équivalents de trésorerie <sup>1</sup>	—	—	703	703
Liquidités soumises à restrictions	—	—	71	71
Créances clients et autres débiteurs	—	—	583	583
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	228	228
Actifs de gestion du risque				
Courants	102	69	—	171
Non courants	471	50	—	521
Autres actifs (note 22)	—	—	52	52
<b>Passifs financiers</b>				
Dettes fournisseurs et charges à payer	—	—	599	599
Dividendes à verser	—	—	59	59
Passifs de gestion du risque				
Courants	10	84	—	94
Non courants	—	68	—	68
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives <sup>2</sup>	—	—	3 361	3 361
Titres échangeables (note 25)	—	—	730	730

1) Comprennent des équivalents de trésorerie de néant.

2) Comprennent la partie courante.

Valeur comptable au 31 décembre 2019

	Instruments dérivés utilisés à des fins de couverture	Instruments dérivés détenus à des fins de transaction (JVRN)	Coût amorti	Total
<b>Actifs financiers</b>				
Trésorerie et équivalents de trésorerie <sup>1</sup>	—	—	411	411
Liquidités soumises à restrictions	—	—	32	32
Créances clients et autres débiteurs	—	—	462	462
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	176	176
Actifs de gestion du risque				
Courants	71	95	—	166
Non courants	607	33	—	640
Autres actifs (note 22)	—	—	47	47
<b>Passifs financiers</b>				
Dettes fournisseurs et charges à payer	—	—	413	413
Dividendes à verser	—	—	37	37
Passifs de gestion du risque				
Courants	1	80	—	81
Non courants	1	28	—	29
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives <sup>2</sup>	—	—	3 212	3 212
Titres échangeables (note 25)	—	—	326	326

1) Comprennent des équivalents de trésorerie de néant.

2) Comprennent la partie courante.

## B. Juste valeur des 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 cet instrument dans un marché actif auquel la Société a accès. En l'absence d'un marché actif, la Société calcule 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, la Société examine d'abord les données de marché observables de l'extérieur. Toutefois, si celles-ci ne sont pas disponibles, la Société a recours à des données d'entrée qui ne sont pas fondées sur des données de marché observables.

### I. Évaluations des justes valeurs de niveaux I, II et III

Les classements de niveaux I, II et III de la hiérarchie des justes valeurs utilisée par la Société sont définis ci-après. 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.

#### a. 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 la Société a accès à la date d'évaluation. Pour calculer les justes valeurs de niveau I, la Société utilise les cours du marché pour des produits de base négociés identiques obtenus auprès des Bourses actives comme la New York Mercantile Exchange.

#### b. 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 de la Société 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, la Société utilise des données d'entrée 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 au titre desquels le volume des transactions est insuffisant ou les transactions ne sont pas 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.

### *c. Niveau III*

Les justes valeurs sont calculées en utilisant des données d'entrée sur les actifs ou les passifs qui ne sont pas facilement observables.

La Société peut conclure des transactions 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 d'évaluation fondés sur les statistiques historiques («bootstrap») peuvent être utilisés. Les données d'entrée du modèle 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.

La Société est aussi partie à divers contrats sur les produits de base 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.

La Société a une politique de gestion du risque lié aux produits de base qui régit les transactions sur les produits de base effectuées dans le cadre de ses activités de négociation pour compte propre et celles effectuées afin de gérer le risque lié au prix des produits de base de son 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 au titre de l'évaluation de la juste valeur de niveau III des instruments de gestion du risque lié aux produits de base sont établies par le service de gestion du risque de la Société. Les justes valeurs de niveau III sont principalement calculées au moyen du système de gestion du risque lié aux transactions sur les produits énergétiques de la Société 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.

Les informations sur les contrats ou les groupes de contrats au titre des activités de gestion du risque qui sont inclus dans les évaluations de niveau III et les données d'entrée non observables et les sensibilités qui s'y rattachent sont comme suit, compte non tenu de l'incidence sur la juste valeur de certaines données d'entrée non observables comme les liquidités et les escomptes de crédit («justes valeurs de base») ainsi que les profits et les pertes initiaux. La fourchette de sensibilité des justes valeurs de base est établie à l'aide d'autres hypothèses raisonnablement possibles pour les principales données d'entrée non observables, qui peuvent comprendre les prix à terme des produits de base, la volatilité et les corrélations des produits de base, le volume des livraisons et leur forme.

Au		31 décembre 2020				
Description	Juste valeur de base	Sensibilité	Technique d'évaluation	Données d'entrée non observables	Fourchette	Variation possible raisonnable
Ventes d'électricité à long terme – États-Unis	598	+35 -59	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	24 \$ US à 32 \$ US	Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 5 \$ US
				Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	24 \$ US à 32 \$ US	Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 5 \$ US
			Évaluation numérique des instruments dérivés	Volatilité	15 % à 40 %	80 % à 120 %
Livraison de charbon – États-Unis	(16)	+3 -5		Augmentation du tarif ferroviaire	21 \$ US à 24 \$ US	Zéro à 4 %
Contrats d'approvisionnement exclusif – est des États-Unis	11	+3 -3	Statistiques historiques («bootstrap»)	Volume		95 % à 105 %
				Coût de l'approvisionnement		(+/-) 1 \$ US par MWh
				Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	35 \$ US à 52 \$ US	Hausse ou baisse du prix de 6 \$ US
Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis	(29)	+22 -22	Prévisions de prix à long terme	Prix des crédits d'énergie renouvelable à terme non liquides (par unité)	11 \$ US	Hausse ou baisse du prix de 1 \$ US
Autres	(4)	+5 -5				

Au		31 décembre 2019				
Description	Juste valeur de base	Sensibilité	Technique d'évaluation	Données d'entrée non observables	Fourchette	Variation possible raisonnable
Ventes d'électricité à long terme – États-Unis	737	+46 -139	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	20 \$ US à 28 \$ US	Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 9 \$ US
			Techniques d'évaluation des options, statistiques historiques («bootstrap») et régression	Relation de base	91 % à 112 %	4 % à 6 %
Produits structurés – est des États-Unis	7	+2 -2	historique des prix	Facteurs non standards	63 % à 116 %	4 % à 10 %
Contrats d'approvisionnement exclusif – est des États-Unis	10	+3 -3	Statistiques historiques («bootstrap»)	Volume		95 % à 105 %
				Coût de l'approvisionnement		(+/-) 1 \$ US par MWh
				Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	38 \$ US à 60 \$ US	Hausse ou baisse du prix de 6 \$ US
Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis	(28)	+20 -20	Prévisions de prix à long terme	Prix des crédits d'énergie renouvelable à terme non liquides (par unité)	9 \$ US	Hausse ou baisse du prix de 1 \$ US
Autres	(6)	+8 -8				

#### i. Ventes d'électricité à long terme – États-Unis

La Société a conclu un contrat de vente d'électricité à long terme, à prix fixe, aux États-Unis visant la livraison d'électricité selon les niveaux de capacité suivants : 380 MW jusqu'au 31 décembre 2024 et 300 MW jusqu'au 31 décembre 2025. Le contrat est désigné comme couverture de flux de trésorerie globale.

Pour les périodes au-delà de 2022, les prix du marché de l'électricité à terme ne sont pas facilement observables. Pour ces périodes, des prévisions fondamentales et des indications du marché ont été utilisées comme indicateurs dans les hypothèses sur les prix de base, les prix les plus élevés et les prix les plus bas de l'électricité. La prévision sur les prix de base a été établie en utilisant une prévision des données fondamentales (le fournisseur est indépendant et est reconnu comme un expert du secteur pour les prévisions et hypothèses). Avant le deuxième trimestre de 2018, la prévision sur les prix de base était établie au moyen de prévisions indépendantes supplémentaires du secteur.

Le contrat est libellé en dollars américains. Comme le dollar américain s'est déprécié par rapport au dollar canadien entre le 31 décembre 2019 et le 31 décembre 2020, la juste valeur de base et la valeur de sensibilité ont diminué respectivement d'environ 14 millions de dollars et 1 million de dollars.

#### *ii. Produits structurés – est des États-Unis*

La Société a conclu des contrats d'électricité à prix fixe structurés dans l'est des États-Unis. Aux termes de ces contrats, la Société a accepté d'acheter ou de vendre de l'électricité à des installations ou emplacements où les marchés sont non liquides ou en dehors des heures standards. Au 31 décembre 2020, la Société n'avait aucune position ouverte importante sur des contrats d'électricité à prix fixe structurés.

Les principales données d'entrée non observables utilisées pour l'évaluation des contrats d'électricité à prix fixe sont les écarts de prix à terme du marché et les facteurs non standards. Une analyse de régression historique a été exécutée pour modéliser les écarts entre les marchés liquides et non liquides. Les facteurs non standards ont été établis en utilisant des données historiques.

#### *iii. Livraison de charbon – États-Unis*

La Société est partie à un contrat de transport ferroviaire de charbon assorti d'un mécanisme de partage des avantages qui entre en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2021 et prend fin le 31 décembre 2025. Des techniques d'évaluation des options ont été utilisées pour évaluer l'obligation liée à ces dispositions du contrat.

Les principales données d'entrée non observables utilisées dans l'évaluation comprennent les prix de l'électricité non liquides, la volatilité des options et l'augmentation du tarif ferroviaire. D'autres données d'entrée raisonnablement possibles ont été utilisées pour établir la sensibilité des évaluations des justes valeurs.

Pour les périodes au-delà de 2022, les prix du marché de l'électricité à terme ne sont pas facilement observables. Pour ces périodes, des prévisions fondées sur les données fondamentales et des indications du marché ont été utilisées comme indicateurs dans les hypothèses sur le prix de base, le prix le plus élevé et le prix le plus bas de l'électricité. La prévision sur les prix de base a été établie en utilisant une prévision fondée sur les données fondamentales (le fournisseur est indépendant et est reconnu comme un expert du secteur pour les prévisions et hypothèses). La volatilité des options et les fourchettes d'augmentation du tarif ferroviaire ont été déterminées en utilisant des données historiques et en exerçant un jugement professionnel.

#### *iv. Contrats d'approvisionnement exclusif – est des États-Unis*

La Société dispose d'un portefeuille de contrats d'approvisionnement exclusif, aux termes desquels la Société s'engage à répondre aux besoins spécifiques de clients des services publics pour une gamme de produits pouvant comprendre l'énergie électrique, la capacité, le transport, les services auxiliaires, les crédits d'énergie renouvelable et les coûts de la société indépendante d'exploitation du réseau.

Les principales données d'entrée non observables utilisées pour l'évaluation du portefeuille comprennent les volumes livrés et le coût d'approvisionnement. La consommation horaire donnera lieu à des prix réalisés pouvant comporter une prime ou un escompte par rapport au prix moyen établi. D'autres données d'entrée raisonnablement possibles sont utilisées pour établir la sensibilité des évaluations des justes valeurs.

#### *v. Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis*

En ce qui a trait à Big Level, la Société a un contrat à long terme fondé sur les écarts en vertu duquel elle reçoit un prix fixe par MWh et paie le cours du marché en vigueur et en temps réel de l'énergie par MWh ainsi que la livraison physique de crédits d'énergie renouvelable fondés sur une approximation de la production. La mise en service de la centrale a eu lieu en décembre 2019 et le contrat, qui est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2019, se prolonge sur 15 ans à partir la date de mise en service. Le contrat est comptabilisé comme étant à la juste valeur par le biais du résultat net.

Les principales données non observables utilisées pour l'évaluation du contrat sont les volumes de production approximative prévus ainsi que les prix à terme de l'électricité et des crédits d'énergie renouvelable non liquides.

## **II. Actifs et passifs de gestion du risque lié aux produits de base**

Les actifs et les passifs de gestion du risque lié aux produits de base comprennent les actifs et passifs de gestion du risque qui sont utilisés dans les secteurs Commercialisation de l'énergie et Production dans le cadre des activités de négociation et de certaines activités d'impartition. Dans la mesure du possible, les variations des actifs et des passifs nets de gestion du risque pour les positions des éléments autres que de couverture sont reflétées dans le résultat de ces secteurs.

Les actifs et les passifs de gestion du risque lié aux produits de base sont classés selon leur niveau de juste valeur au 31 décembre 2020 : niveau I – passif net de 13 millions de dollars (passif net de 3 millions de dollars au 31 décembre 2019), niveau II – passif net de 27 millions de dollars (actif net de 9 millions de dollars au 31 décembre 2019), niveau III – actif net de 582 millions de dollars (actif net de 686 millions de dollars au 31 décembre 2019).

Les variations importantes des actifs (passifs) nets de gestion du risque lié aux produits de base au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020 découlent essentiellement de règlements de contrats, de variations défavorables des prix du marché et de variations défavorables des taux de change.

Les tableaux suivants résument les facteurs clés ayant une incidence sur la juste valeur des actifs et passifs de gestion du risque lié aux produits de base de niveau III au cours des exercices clos respectivement les 31 décembre 2020 et 2019 :

	Exercice clos le 31 déc. 2020			Exercice clos le 31 déc. 2019		
	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total
Solde d'ouverture	678	8	686	689	6	695
Variations attribuables aux :						
Variations des prix du marché pour les contrats existants	(18)	3	(15)	77	8	85
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	–	7	7	–	14	14
Contrats réglés	(71)	(10)	(81)	(57)	(19)	(76)
Variation des taux de change	(16)	1	(15)	(31)	(1)	(32)
Transferts vers le (hors du) niveau III	–	–	–	–	–	–
<b>Actifs nets de gestion du risque à la fin de la période</b>	<b>573</b>	<b>9</b>	<b>582</b>	<b>678</b>	<b>8</b>	<b>686</b>
<b>Informations supplémentaires sur le niveau III :</b>						
Profits (pertes) comptabilisés dans les autres éléments du résultat global	(34)	–	(34)	46	–	46
Total des profits compris dans le résultat avant impôts sur le résultat	71	11	82	57	21	78
Profits latents compris dans le résultat avant impôts sur le résultat liés aux actifs nets détenus à la fin de la période	–	1	1	–	2	2

### III. Autres actifs et passifs de gestion du risque

Les autres actifs et passifs de gestion du risque incluent principalement les actifs et passifs de gestion du risque qui sont utilisés dans la gestion des risques liés aux transactions sur les produits non énergétiques, comme les taux d'intérêt, l'investissement net dans des établissements à l'étranger et d'autres risques de change. La comptabilité de couverture n'est pas toujours utilisée.

Les autres actifs et passifs de gestion du risque, totalisant une juste valeur de passif net de 12 millions de dollars au 31 décembre 2020 (actif net de 4 millions de dollars au 31 décembre 2019), sont classés au niveau II de la hiérarchie des justes valeurs. Les variations importantes dans les autres actifs et passifs nets de gestion du risque au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020 sont principalement attribuables aux prix du marché favorables pour les contrats existants.

### IV. Autres actifs et passifs financiers

Les justes valeurs des actifs et passifs financiers évaluées autrement qu'à la juste valeur se présentent comme suit :

	Juste valeur <sup>1</sup>				Valeur comptable totale <sup>1</sup>
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
Titres échangeables au 31 décembre 2020	–	769	–	769	730
Dette à long terme au 31 décembre 2020	–	3 480	–	3 480	3 227
Titres échangeables au 31 décembre 2019	–	342	–	342	326
Dette à long terme au 31 décembre 2019	–	3 157	–	3 157	3 070

1) Comprend la partie courante.

Les justes valeurs des débetures, des billets de premier rang et des titres échangeables de la Société sont établies en utilisant les prix observés sur les marchés secondaires. Les justes valeurs de la dette sans recours et d'autres dettes à long terme sont établies en calculant un prix implicite reposant sur une évaluation courante du rendement à l'échéance.

La valeur comptable des autres actifs et passifs financiers à court terme (trésorerie et équivalents de trésorerie, liquidités soumises à restrictions, créances clients, garanties versées, dettes fournisseurs et charges à payer, garanties reçues et dividendes à verser) se rapproche de leur juste valeur compte tenu de la nature liquide de l'actif ou du passif. La juste valeur du prêt à recevoir (se reporter à la note 22) et des créances au titre des contrats de location-financement (se reporter à la note 8) se rapproche de leur valeur comptable.

### C. Profits et pertes initiaux

La majorité des instruments dérivés négociés par la Société est fondée sur les cours ajustés à une Bourse active ou dépasse la période pour laquelle des cours cotés sont disponibles. Les justes valeurs de ces dérivés sont établies en utilisant des données d'entrée qui ne sont pas facilement observables. Se reporter à la rubrique B de la présente note 15 pour les techniques d'évaluation utilisées pour les justes valeurs de niveau III. Dans certains cas, une différence peut surgir entre la juste valeur d'un instrument financier à la comptabilisation initiale (le «prix de transaction») et le montant calculé selon le modèle d'évaluation. Ce profit latent ou cette perte latente est comptabilisé en résultat net seulement si la juste valeur de l'instrument est attestée par un prix du marché qui est coté sur un marché actif, des transactions observables dans le marché actuel qui sont essentiellement les mêmes, ou une technique d'évaluation qui utilise des données d'entrée du marché observables. Lorsque ces critères ne sont pas respectés, la différence est différée dans les états de la situation financière consolidés dans les actifs et passifs de gestion du risque et est comptabilisée en résultat net sur la durée du contrat correspondant. La différence entre le prix de transaction et la juste valeur établie selon le modèle d'évaluation, à comptabiliser dans le résultat net, et le rapprochement des variations se présentent comme suit :

Aux 31 décembre	2020	2019	2018
Profit net non amorti au début de l'exercice	9	49	105
Nouveaux profits (pertes) initiaux <sup>1</sup>	(13)	3	(14)
Variation des taux de change	—	—	5
Amortissement comptabilisé dans le résultat net au cours de l'exercice	(29)	(43)	(47)
<b>Profit net non amorti (perte nette non amortie) à la fin de l'exercice<sup>2</sup></b>	<b>(33)</b>	<b>9</b>	<b>49</b>

1) En 2020, la Société a conclu un contrat de transport ferroviaire de charbon assorti d'un mécanisme de partage des avantages. Des techniques d'évaluation des options ont été utilisées pour évaluer l'obligation liée à ces dispositions du contrat.

2) En 2020, le profit initial net sur le contrat de vente d'électricité à long terme, à prix fixe, aux États-Unis s'est transformé en position de perte en fonction de la courbe des prix à terme du jour 1 lors de la passation du contrat.

## 16. Activités de gestion du risque

### A. Stratégie de gestion du risque

La Société est exposée au risque de marché en raison des variations des prix de produits de base, des taux de change, des taux d'intérêt, du risque de crédit et du risque de liquidité. Ces risques ont une incidence sur le résultat de la Société et sur la valeur des instruments financiers connexes qu'elle détient. Dans certains cas, la Société cherche à atténuer l'incidence de ces risques en utilisant des instruments dérivés pour couvrir son exposition à ces risques. La stratégie, les politiques et les contrôles de gestion du risque de la Société sont conçus de sorte que les risques qu'elle assume respectent les objectifs internes de la Société et sa tolérance au risque.

La Société a deux principales sources d'activités de gestion du risque : i) gestion des risques financiers et ii) gestion du risque lié aux produits de base. Dans le cadre de ces activités, les risques visés par la gestion des risques comprennent le risque lié aux produits de base, le risque de taux d'intérêt, le risque de liquidité, le risque lié au prix des capitaux propres et le risque de change.

La Société cherche à atténuer l'incidence du risque lié aux produits de base, du risque de taux d'intérêt et du risque de change en utilisant des instruments dérivés pour couvrir son exposition à ces risques. Parmi ces instruments dérivés, la Société peut appliquer la comptabilité de couverture à ceux qui couvrent le risque lié aux produits de base et le risque de change.

Le recours aux instruments financiers dérivés est régi par les politiques de la Société approuvées par le conseil, qui fournissent des principes écrits sur le risque lié aux produits de base, le risque de taux d'intérêt, le risque de liquidité, le risque lié au prix des capitaux propres et le risque de change, ainsi que sur le recours aux instruments financiers dérivés et aux instruments financiers non dérivés.

Le risque de liquidité, le risque de crédit et le risque lié au prix des capitaux propres sont gérés par d'autres moyens que les dérivés et la comptabilité de couverture.

La Société conclut diverses transactions sur les instruments dérivés, et exerce d'autres activités contractuelles, qui ne satisfont pas aux conditions de la comptabilité de couverture ou pour lesquelles il a été décidé de ne pas appliquer la comptabilité de couverture. Par conséquent, les actifs et passifs connexes sont classés comme des instruments dérivés à la juste valeur par le biais du résultat net. Les profits ou pertes réalisés et latents nets découlant des variations de la juste valeur de ces instruments dérivés sont présentés dans le résultat net au cours de la période où surviennent les variations.

La Société désigne certains instruments dérivés comme instruments de couverture pour couvrir le risque lié aux produits de base et le risque de change dans le cas de couvertures de flux de trésorerie et d'investissements nets dans des établissements à l'étranger. Les couvertures du risque de change que comporte un engagement ferme sont comptabilisées comme des couvertures de flux de trésorerie.

Dès l'origine de la relation de couverture, la Société établit une documentation décrivant la relation entre l'instrument de couverture et l'élément couvert ainsi que ses objectifs en matière de gestion du risque et sa stratégie pour effectuer diverses transactions de couverture. Dès l'origine de la relation de couverture et régulièrement par la suite, la Société consigne également la façon dont elle procède pour apprécier si l'instrument de couverture est efficace pour compenser les variations de la juste valeur ou des flux de trésorerie de l'élément couvert attribuable au risque couvert, soit lorsque les relations de couverture satisfont à toutes les contraintes d'efficacité de la couverture qui suivent :

- Il existe un lien économique entre l'élément couvert et l'instrument de couverture.
- Le risque de crédit n'a pas d'effet dominant sur les variations de la valeur qui résultent de ce lien économique.
- Le ratio de couverture de la relation de couverture est égal au rapport entre la quantité de l'élément couvert qui est réellement couverte par la Société et la quantité de l'instrument de couverture que l'entité utilise réellement pour couvrir cette quantité de l'élément couvert.

Si une relation de couverture cesse de satisfaire à la contrainte d'efficacité de la couverture relative au ratio de couverture, mais que l'objectif de gestion du risque visé par cette relation de couverture désignée demeure le même, la Société rajuste le ratio de couverture de la relation de couverture de manière à ce que celle-ci réponde à nouveau aux critères.

## B. Actifs et passifs nets de gestion du risque

Globalement, les actifs et passifs nets de gestion du risque se présentent comme suit :

Au 31 décembre 2020

	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
<b>Gestion du risque lié aux produits de base</b>			
Courants	101	(11)	90
Non courants	471	(19)	452
<b>Actifs (passifs) nets de gestion du risque lié aux produits de base</b>	<b>572</b>	<b>(30)</b>	<b>542</b>
<b>Divers</b>			
Courants	(9)	(4)	(13)
Non courants	–	1	1
<b>Autres passifs nets de gestion du risque</b>	<b>(9)</b>	<b>(3)</b>	<b>(12)</b>
<b>Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque</b>	<b>563</b>	<b>(33)</b>	<b>530</b>

Au 31 décembre 2019

	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
<b>Gestion du risque lié aux produits de base</b>			
Courants	70	15	85
Non courants	606	1	607
<b>Actifs nets de gestion du risque lié aux produits de base</b>	<b>676</b>	<b>16</b>	<b>692</b>
<b>Divers</b>			
Courants	–	–	–
Non courants	–	4	4
<b>Autres actifs nets de gestion du risque</b>	<b>–</b>	<b>4</b>	<b>4</b>
<b>Total des actifs nets de gestion du risque</b>	<b>676</b>	<b>20</b>	<b>696</b>

## I. Conventions de compensation

Le tableau ci-dessous présente les renseignements à l'égard des actifs et passifs financiers de la Société faisant l'objet de conventions-cadres de compensation exécutoires ou d'autres conventions semblables :

	2020				2019			
	Actifs financiers courants	Actifs financiers non courants	Passifs financiers courants	Passifs financiers non courants	Actifs financiers courants	Actifs financiers non courants	Passifs financiers courants	Passifs financiers non courants
Montants bruts comptabilisés	120	69	(132)	(104)	316	631	(191)	(100)
Montants bruts compensés	(69)	(10)	69	10	(140)	(42)	140	42
Montants nets figurant dans les états de la situation financière consolidés	51	59	(63)	(94)	176	589	(51)	(58)

## C. Nature et étendue des risques découlant des instruments financiers

### I. Risque de marché

#### a. Gestion du risque lié au prix des produits de base

La Société est exposée aux fluctuations de certains prix des produits de base dans le cadre de ses activités de production d'électricité et de négociation pour compte propre, y compris le prix du marché de l'électricité et des combustibles utilisés pour produire de l'électricité. La plupart des contrats de production d'électricité et d'approvisionnement en combustible connexe de la Société sont considérés comme des contrats pour la livraison ou la réception d'un élément non financier selon les exigences de la Société en matière d'utilisation à ses propres fins et non comme des instruments financiers. Ainsi, l'analyse du risque lié au prix des produits de base est limitée aux activités de négociation pour compte

propre de la Société et aux instruments dérivés sur les produits de base utilisés dans les relations de couverture associées aux activités de production d'électricité de la Société.

Pour réduire le risque de variations défavorables des prix des produits de base, la Société a recours à trois outils :

- Un cadre de contrôles du risque
- Un plan de couverture prédéfini, y compris des swaps financiers à prix fixe sur l'électricité et des contrats de vente d'énergie prévoyant la livraison à long terme pour couvrir le risque lié aux produits de base relativement à la production d'électricité
- Un comité responsable de surveiller la mise en œuvre du programme de gestion du risque et de la conformité lié à la négociation et de s'assurer de l'existence de contrôles, processus, systèmes et procédures appropriés pour pouvoir veiller au respect de la politique

La Société a réalisé des couvertures du prix des produits de base pour sa centrale thermique de Centralia et pour son exposition au marché de capacité marchande en Alberta, y compris des contrats de vente d'électricité prévoyant la livraison à long terme à la centrale de Centralia et des swaps financiers à prix fixe liés au portefeuille en Alberta pour couvrir les prix. Les deux stratégies de couverture relèvent de la stratégie de gestion du risque de la Société utilisée pour couvrir le risque lié aux produits de base.

Il n'y a pas de source d'inefficacité de la couverture pour l'exposition au marché de capacité marchande en Alberta.

Les expositions au risque de marché sont évaluées à l'aide de la valeur à risque («VaR») appuyée par l'analyse de sensibilité. Il n'y a eu aucun changement à l'exposition de la Société au risque de marché ou à la façon dont ce risque est géré ou évalué.

#### *i. Gestion du risque lié au prix des produits de base – négociation pour compte propre*

Le secteur Commercialisation de l'énergie de la Société mène les activités de négociation pour compte propre et a recours à divers instruments pour gérer le risque, réaliser des produits de négociation et acquérir des renseignements sur le marché.

Conformément à la politique de gestion du risque lié aux produits de base, les activités de négociation pour compte propre sont assujetties à des limites et à des contrôles, y compris la limite de la VaR. Le conseil approuve la limite pour la VaR totale découlant des activités de négociation pour compte propre. La VaR est la mesure la plus fréquemment employée pour faire le suivi et gérer le risque de marché associé aux positions de négociation. Une mesure de la VaR donne, à un niveau de confiance précis, une perte maximale estimée avant impôts qui pourrait être subie sur une période donnée. La VaR sert à déterminer les variations possibles de la valeur du portefeuille de négociation pour compte propre de la Société, sur une période de trois jours avec un niveau de confiance de 95 %, résultant des fluctuations normales du marché. La VaR est estimée au moyen de l'approche de la variance/covariance historique. La VaR est une mesure qui comporte des limites inhérentes. L'utilisation de l'information historique dans le cadre de l'estimation suppose que les fluctuations des prix par le passé seront représentatives du risque de marché futur. Ainsi, elle peut n'être significative que dans une conjoncture normale du marché. Les événements extrêmes du marché ne sont pas pris en compte par cette mesure du risque. En outre, en raison de l'utilisation du délai d'évaluation de trois jours, ces positions peuvent être liquidées ou couvertes en l'espace de trois jours, bien que cela puisse ne pas être possible si le marché devient illiquide.

Les fluctuations des prix du marché associés aux activités de négociation pour compte propre influent sur le résultat net de la période au cours de laquelle elles se produisent. La VaR au 31 décembre 2020 liée aux activités de négociation pour compte propre de la Société était de 1 million de dollars (1 million de dollars en 2019 et 2 millions de dollars en 2018).

#### *ii. Risque lié au prix des produits de base – production*

Les secteurs de production utilisent divers contrats sur produits de base afin de gérer le risque lié au prix des produits de base découlant de la production d'électricité, des achats de combustible, des émissions et des sous-produits qu'ils jugent appropriés. Une politique de gestion du risque lié aux produits de base est dressée et approuvée chaque année et décrit les stratégies de couverture prévues associées aux actifs de production de la Société et aux risques correspondants liés aux produits de base. Les contrôles incluent des restrictions sur les instruments autorisés, des examens par la direction des divers portefeuilles et l'approbation des transactions sur les actifs susceptibles d'accroître la volatilité potentielle du résultat net présenté par la Société.

TransAlta a conclu divers contrats avec d'autres parties en vertu desquels les autres parties ont convenu de payer à TransAlta un prix fixe pour l'électricité. Même si les contrats ne créent pas tous une obligation de livraison d'électricité aux autres parties, la Société estime qu'elle dispose d'une production d'électricité suffisante pour remplir ces contrats et, lorsque c'était possible, a désigné ces contrats comme couvertures de flux de trésorerie à des fins comptables. Par conséquent, les fluctuations des prix du marché associées à ces couvertures de flux de trésorerie n'ont pas d'incidence sur le résultat net au cours de la période pendant laquelle elles surviennent. Les variations de la juste valeur sont plutôt



différées jusqu'au règlement par le biais du cumul des autres éléments du résultat global, moment auquel le profit net ou la perte nette découlant de la combinaison de l'instrument de couverture et de l'élément couvert a une incidence sur le résultat net.

Au 31 décembre 2020, la VaR liée aux instruments dérivés sur les produits de base de la Société utilisés dans les activités de couverture de la production s'établissait à 12 millions de dollars (25 millions de dollars en 2019 et 18 millions de dollars en 2018). En ce qui concerne les positions et couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture ou les transactions d'optimisation à court terme comme les rachats conclus afin de compenser les positions de couverture existantes, ces transactions sont évaluées à la valeur du marché, les variations des prix du marché liées à celles-ci ayant une incidence sur le résultat net de la période pendant laquelle elles surviennent. Au 31 décembre 2020, la VaR liée à ces transactions s'établissait à 15 millions de dollars (8 millions de dollars en 2019 et 13 millions de dollars en 2018).

### iii. Gestion du risque lié au prix des produits de base – couvertures

Les instruments dérivés désignés comme instruments de couverture au titre des produits de base en cours de la Société se présentent comme suit :

Aux 31 décembre	2020		2019	
Type (en milliers)	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Notionnel vendu	Notionnel acquis
Électricité (MWh) <sup>1</sup>	95	–	222	–

1) Exclut le contrat de vente d'électricité à long terme – États-Unis. Se reporter à la note 15 B) l) c) i) pour en savoir plus sur ce contrat.

En 2020, des profits latents avant impôts de 1 million de dollars (1 million de dollars en 2019 et 4 millions de dollars en 2018) liés à certaines relations de couverture de l'électricité dont la désignation a été annulée et qui sont réputés être inefficaces à des fins comptables ont été repris du cumul des autres éléments du résultat global et comptabilisés en résultat net.

### iv. Gestion du risque lié au prix des produits de base – éléments autres que de couverture

Les instruments dérivés qui ne sont pas désignés comme instruments de couverture au titre des produits de base en cours de la Société se présentent comme suit :

Aux 31 décembre	2020		2019	
Type (en milliers)	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Notionnel vendu	Notionnel acquis
Électricité (MWh)	12 944	8 258	16 097	7 204
Gaz naturel (GJ)	23 035	177 448	38 062	55 023
Transport (MWh)	–	1 578	–	1 818
Émissions (MWh)	1 831	2 112	184	138
Émissions (tonnes)	2 160	2 365	2 436	2 446

### b. Gestion du risque de taux d'intérêt

Le risque de taux d'intérêt survient lorsque la juste valeur ou les flux de trésorerie futurs d'un instrument financier fluctuent en raison des variations des taux d'intérêt du marché. Les variations de taux d'intérêt peuvent avoir une incidence sur les coûts d'emprunt de la Société et les paiements de capacité tirés de CAÉ dans le secteur du charbon en Alberta. Les variations du coût du capital peuvent également avoir une incidence sur la faisabilité des nouveaux projets d'expansion.

La facilité de crédit de la Société et l'obligation sans recours de Poplar Creek sont les seuls instruments d'emprunt assujettis à des taux d'intérêt variables, ce qui représentait 7 % de la dette de la Société au 31 décembre 2020 (11 % en 2019). Le risque de taux d'intérêt est géré au moyen d'instruments dérivés. Les instruments dérivés sur taux d'intérêt en cours de la Société se présentent comme suit.

Au 31 décembre 2020, la Société était partie à des swaps de taux d'intérêt d'un montant notionnel de 150 millions de dollars américains aux termes desquels la Société reçoit un taux d'intérêt variable égal au LIBOR à trois mois et paie des intérêts à un taux fixe égal à 0,94 % du montant notionnel. Le swap sert à couvrir l'exposition au risque de taux d'intérêt lié à l'émission éventuelle hautement probable d'une dette à taux fixe de 400 millions de dollars américains.

Au 31 décembre 2020, la Société était partie à une entente de fixation des taux d'un montant notionnel de 75 millions de dollars aux termes de laquelle la Société reçoit le règlement si, à la date de fixation du prix, la différence entre le prix de l'obligation du gouvernement du Canada à 5,75 % sous-jacente et le prix à terme de l'obligation de 150 millions de dollars (rendement à terme de 1,20 %) est positive. Si la différence est négative, la Société paie le règlement. Le swap sert à couvrir l'exposition au risque de taux d'intérêt liée à l'émission éventuelle hautement probable d'une dette à taux fixe de 150 millions de dollars.

Il n'y avait aucun instrument dérivé sur taux d'intérêt en cours en 2019 et en 2018.

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.

#### *c. Risque de change*

La Société court des risques à l'égard de diverses monnaies, comme le dollar américain et le dollar australien, par suite des placements et activités dans des territoires étrangers, du résultat net de ces activités et de l'acquisition de matériel et de services auprès de fournisseurs étrangers.

La Société peut adopter les stratégies de couverture suivantes pour atténuer le risque de change :

- Des contrats de change à terme afin de réduire les variations défavorables des taux de change sur les dépenses liées aux projets et les distributions reçues en devises
- Des contrats de change à terme et des swaps de devises pour gérer l'exposition au risque de change au titre de la dette libellée en monnaies étrangères non désignée à titre de couverture de l'investissement net
- La désignation de la dette en devises comme couverture des investissements nets dans des établissements à l'étranger pour réduire le risque lié aux fluctuations des taux de change relativement à certaines filiales à l'étranger

La cible de la Société 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.

#### *i. Couvertures de l'investissement net*

En désignant la dette en devises comme couverture de l'investissement net de la Société dans des filiales à l'étranger, la Société a déterminé que la couverture est efficace dans la mesure où la monnaie étrangère des investissements nets correspond à la devise de la couverture et que, par conséquent, un lien économique existe.

Les couvertures de l'investissement net de la Société dans des établissements à l'étranger comprenaient la dette à long terme libellée en dollars américains d'une valeur nominale de 370 millions de dollars américains (370 millions de dollars américains en 2019).

#### *ii. Couvertures de flux de trésorerie*

La Société a recours à des contrats de change à terme pour couvrir une partie de ses encaissements et dépenses futurs libellés en monnaies étrangères ainsi qu'à des contrats de change à terme et des swaps de devises pour gérer l'exposition au risque de change au titre de la dette libellée en monnaies étrangères non désignée à titre de couverture de l'investissement net.

Aux 31 décembre		2020		2019			
Notionnel vendu	Notionnel acquis	Passif à la juste valeur	Échéance	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Actif à la juste valeur	Échéance
<i>Contrats de change à terme – encaissements et dépenses libellés en monnaies étrangères</i>							
71 \$ CA	54 \$ US	(2)	2021	124 \$ CA	95 \$ US	–	2020-2021

### iii. Éléments autres que de couverture

Dans le cadre de la vente de la participation financière de la Société dans les actifs australiens à TransAlta Renewables, la Société a accepté d'atténuer pour les actionnaires de TransAlta Renewables le risque que représentent des variations défavorables en dollars américains et en dollars australiens des flux de trésorerie tirés des actifs australiens par rapport au dollar canadien jusqu'au 30 juin 2020. L'incidence financière des ententes est éliminée à la consolidation.

Afin d'atténuer une partie du risque qui est imputable aux participations ne donnant pas le contrôle, la Société a conclu des contrats de change avec des tiers jusqu'à concurrence du pourcentage revenant aux participations ne donnant pas le contrôle des flux de trésorerie prévus sur cinq ans jusqu'au 30 juin 2020. La comptabilité de couverture n'a pas été appliquée à ces contrats de change.

La Société a aussi recours aux contrats de change pour gérer ses flux de trésorerie d'exploitation prévus à l'étranger. La comptabilité de couverture n'est pas appliquée à ces contrats de change.

Aux 31 décembre		2020		2019			
Notionnel vendu	Notionnel acquis	Actif (passif) à la juste valeur	Échéance	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Actif (passif) à la juste valeur	Échéance
<i>Contrats de change à terme – encaissements et dépenses libellés en monnaies étrangères</i>							
197 \$ AU	181 \$ CA	(14)	2021-2024	286 \$ AU	266 \$ CA	–	2020-2023
47 \$ US	72 \$ CA	9	2021-2024	108 \$ US	139 \$ CA	(4)	2020-2023
4 \$ AU	3 \$ US	–	2021				
1 \$ CA	1 EUR	–	2021				
<i>Contrats de change à terme – dette libellée en monnaies étrangères</i>							
191 \$ CA	150 \$ US	2	2022	191 \$ CA	150 \$ US	6	2022

### iv. Incidences du risque de change

L'incidence possible sur le résultat net et les autres éléments du résultat global des fluctuations des taux de change associés aux instruments financiers libellés dans des monnaies étrangères autres que la monnaie fonctionnelle de la Société est présentée ci-dessous. L'analyse de sensibilité a été préparée en utilisant l'évaluation par la direction selon laquelle une augmentation ou une diminution moyenne de 0,03 \$ (0,03 \$ en 2019 et 0,04 \$ en 2018) de ces monnaies étrangères par rapport au dollar canadien est une variation raisonnablement possible au cours du prochain trimestre.

Exercices clos les 31 décembre	2020		2019		2018	
Monnaie étrangère	Augmentation (diminution) du résultat net <sup>1</sup>	Profit au titre des autres éléments du résultat global <sup>1,2</sup>	Augmentation du résultat net <sup>1</sup>	Profit au titre des autres éléments du résultat global <sup>1,2</sup>	Diminution du résultat net <sup>1</sup>	Profit au titre des autres éléments du résultat global <sup>1,2</sup>
Dollar américain	(8)	1	(18)	2	(13)	–
Dollar australien	(4)	–	(6)	–	(7)	–
<b>Total</b>	<b>(12)</b>	<b>1</b>	<b>(24)</b>	<b>2</b>	<b>(20)</b>	<b>–</b>

1) Ces calculs supposent une augmentation de la valeur de ces monnaies étrangères par rapport au dollar canadien. Une diminution aurait l'effet contraire.

2) L'incidence du change liée aux instruments financiers désignés comme instruments de couverture dans les couvertures de l'investissement net a été exclue.

## II. Risque de crédit

Le risque de crédit est le risque que les clients ou les contreparties occasionnent une perte financière à la Société en ne s'acquittant pas de leurs obligations, ainsi que le risque lié aux variations de la solvabilité des entités lorsque celles-ci exposent la Société à un risque commercial. La Société gère activement son risque de crédit en évaluant la capacité des contreparties à respecter leurs engagements en vertu des contrats visés avant de les conclure. La Société examine minutieusement la solvabilité de toutes les contreparties et, le cas échéant, obtient des garanties des sociétés, des garanties en espèces, des assurances crédits de tiers ou des lettres de crédit pour assurer le recouvrement ultime de ces créances. Dans le cas des montages et des transactions liés aux produits de base, la Société fixe des limites de crédit strictes pour chaque contrepartie et surveille les expositions quotidiennement. TransAlta utilise des conventions standardisées qui permettent de compenser les risques et qui comprennent fréquemment des provisions pour marges. Si les limites de crédit sont dépassées, TransAlta exigera une garantie de la contrepartie ou suspendra ses activités de négociation avec cette dernière.

La Société utilise des notes de solvabilité externes, ainsi que des notes de solvabilité internes lorsque des notes de solvabilité externes ne sont pas disponibles, pour établir les limites de crédit des contreparties et des clients. Le tableau suivant décrit l'exposition maximale au risque de crédit de la Société, compte non tenu des garanties détenues, y compris l'attribution des notes de solvabilité, au 31 décembre 2020 :

	Notation de première qualité (en pourcentage)	Notation de qualité inférieure (en pourcentage)	Total (en pourcentage)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs <sup>1</sup>	92	8	100	583
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	100	—	100	228
Actifs de gestion du risque <sup>1</sup>	93	7	100	692
Prêt à recevoir <sup>2</sup>	—	100	100	52
<b>Total</b>				<b>1 555</b>

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) La contrepartie n'a aucune note de solvabilité externe. Se reporter à la note 22 pour plus de détails.

Une analyse de dépréciation est réalisée à chaque date de clôture à l'aide d'une matrice pour calculer les pertes de crédit attendues. Les taux de dotation sont fondés sur les taux de défaillance historiques de créances clients des segments ainsi que sur les cotes de crédit prospectives et les taux de défaillance prévus. En plus du calcul des pertes de crédit attendues, TransAlta surveille l'information prospective clé qui pourrait indiquer que les pourcentages de créances douteuses historiques, les cotes de crédit prospectives attribuées par S&P et les taux de défaillance prévus ne représentent plus les pertes de crédit futures attendues. Le calcul reflète le montant fondé sur des pondérations probabilistes, la valeur temps de l'argent et les informations raisonnables et justifiables disponibles à la date de clôture sur des événements passés, des circonstances actuelles et des prévisions de la conjoncture économique à venir. TransAlta considère que la concentration du risque relativement aux créances clients est faible étant donné que ses clients sont établis dans différents territoires et exercent leurs activités dans plusieurs secteurs. Au 31 décembre 2020, la Société n'avait pas de pertes de crédit attendues significatives.

L'exposition maximale au risque de crédit de la Société au 31 décembre 2020, compte non tenu de la garantie détenue ou du droit de compensation, est représentée par les valeurs comptables actuelles des créances clients et des actifs de gestion du risque figurant dans les états de la situation financière consolidés. Les lettres de crédit et les liquidités sont les principaux types de garanties détenues à titre de sûreté relativement à ces montants. L'exposition maximale au risque de crédit à l'égard d'un seul client sur le plan des activités et des couvertures liées aux produits de base compte tenu de la juste valeur des positions de négociation ouvertes, déduction faite des garanties détenues, était de 22 millions de dollars au 31 décembre 2020 (5 millions de dollars en 2019).

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.

### III. Risque de liquidité

Le risque de liquidité est lié à la capacité de la Société d'avoir accès au capital requis pour ses activités de négociation pour compte propre, ses transactions de couverture du prix des produits de base, ses projets en immobilisations, le refinancement de sa dette et les activités générales du siège social. Au 31 décembre 2020, une agence de notation a maintenu la note de première qualité accordée à TransAlta et deux agences de notation lui ont donné une note de qualité inférieure. 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 la dette qui viendra à échéance en 2022.

Des garanties sont fournies selon les modalités négociées avec les contreparties, modalités qui peuvent faire référence à la note de crédit des titres de premier rang non garantis de la Société obtenue auprès de certaines grandes agences d'évaluation du crédit. Certains instruments dérivés de la Société contiennent des clauses d'assurance financières qui exigent qu'une garantie soit fournie seulement si un événement défavorable important lié au crédit survient.

TransAlta gère le risque de liquidité 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 fournissant régulièrement des rapports au comité de gestion des risques, à la haute direction et au conseil, et en maintenant des lignes de crédit consenties non utilisées suffisantes pour soutenir les besoins de liquidités possibles. La Société n'a pas recours à des instruments dérivés ou à la comptabilité de couverture pour gérer le risque de liquidité.

L'analyse des échéances des passifs financiers de la Société se présente comme suit :

	2021	2022	2023	2024	2025	2026 et par la suite	Total
Dettes fournisseurs et charges à payer	599	—	—	—	—	—	599
Dette à long terme <sup>1</sup>	96	626	277	119	136	2 010	3 264
Titres échangeables <sup>2</sup>	—	—	—	—	750	—	750
(Actifs) passifs de gestion du risque lié aux produits de base	(92)	(87)	(131)	(131)	(103)	2	(542)
Autres (actifs) passifs de gestion du risque	14	—	1	(2)	—	(1)	12
Obligations locatives <sup>3</sup>	(5)	6	5	5	5	118	134
Intérêts sur la dette à long terme et les obligations locatives <sup>4</sup>	161	153	126	119	113	893	1 565
Intérêt sur les titres échangeables <sup>2,4</sup>	53	52	53	52	—	—	210
Dividendes à verser	59	—	—	—	—	—	59
<b>Total</b>	<b>885</b>	<b>750</b>	<b>331</b>	<b>162</b>	<b>901</b>	<b>3 022</b>	<b>6 051</b>

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

2) Suppose que les titres échangeables seront échangés le 1<sup>er</sup> janvier 2025. Se reporter à la note 25 pour plus de détails.

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

4) Non comptabilisés à titre de passif financier aux états de la situation financière consolidés.

### IV. Risque lié au prix des capitaux propres

#### a. Swaps sur rendement total

La Société a des programmes de rémunération, d'unités d'actions différées et d'unités d'actions restreintes dont les valeurs dépendent du prix des actions ordinaires de la Société. La Société a fixé une partie du montant du règlement de ces programmes en concluant un swap sur rendement total pour lequel la comptabilité de couverture n'a pas été appliquée. Le swap sur rendement total est réglé au comptant tous les trimestres d'après la différence existant entre le prix fixe et le prix du marché des actions ordinaires de la Société à la fin de chaque trimestre.

## D. Instruments de couverture – incertitude des flux de trésorerie futurs

Le tableau ci-après présente les modalités des instruments de couverture dérivés et leur incidence sur le montant, le calendrier et le degré d'incertitude des flux de trésorerie futurs :

	Échéance					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026 et par la suite
<b>Couvertures de flux de trésorerie<sup>1</sup></b>						
<i>Contrats de change à terme</i>						
Notionnel (en millions de dollars)						
\$ CA / \$ US	54	–	–	–	–	–
Taux de change moyen						
\$ CA / \$ US	0,7648	–	–	–	–	–
<i>Instruments de couverture au titre des produits de base</i>						
<i>Électricité</i>						
Notionnel (en milliers de MWh)	3 424	3 329	3 329	3 338	2 628	–
Prix moyen (\$ par MWh)	69,51	71,91	73,72	75,56	77,44	–

1) Les règlements des swaps de taux d'intérêt mentionnés précédemment auront lieu en 2021.

## E. Effets de la comptabilité de couverture sur la situation financière et le rendement financier

### I. Incidence des couvertures

L'incidence des instruments de couverture sur l'état de la situation financière se présente comme suit :

**Au 31 décembre 2020**

	Notionnel	Valeur comptable	Poste dans l'état de la situation financière	Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité
<b>Risque lié au prix des produits de base</b>				
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>				
Ventes d'énergie livrée	16 MMWh	573	Actifs de gestion du risque	(33)
<b>Risque de taux d'intérêt</b>				
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>				
Swap de taux d'intérêt	150 \$ US	(3)	Passifs de gestion du risque	3
Swap de taux d'intérêt	75 \$ CA	(4)	Passifs de gestion du risque	4
<b>Risque de change</b>				
<i>Couvertures de l'investissement net</i>				
Dette libellée en monnaies étrangères	370 \$ US	472 \$ CA	Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives	11

**Au 31 décembre 2019**

	Notionnel	Valeur comptable	Poste dans l'état de la situation financière	Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité
<b>Risque lié au prix des produits de base</b>				
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>				
Ventes d'énergie livrée	19 MMWh	678	Actifs de gestion du risque	47
<b>Risque de change</b>				
<i>Couvertures de l'investissement net</i>				
Dette libellée en monnaies étrangères	370 \$ US	483 \$ CA	Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives	21

L'incidence des éléments couverts sur l'état de la situation financière se présente comme suit :

Aux 31 décembre	2020		2019	
	Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité	Réserve de couverture de flux de trésorerie <sup>1</sup>	Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité	Réserve de couverture de flux de trésorerie <sup>1</sup>
<b>Risque lié au prix des produits de base</b>				
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>				
Ventes d'énergie prévues - Centralia	(33)	417	47	527
<b>Risque de taux d'intérêt</b>				
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>				
Charge d'intérêts sur la dette à long terme	7	19	–	–
	Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité	Écarts de conversion des monnaies étrangères <sup>1</sup>	Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité	Écarts de conversion des monnaies étrangères <sup>1</sup>
<b>Risque de change</b>				
<i>Couvertures de l'investissement net</i>				
Investissements nets dans des filiales à l'étranger	11	(21)	21	(21)

1) Incluse dans le cumul des autres éléments du résultat global.

Le profit de couverture, avant impôts, comptabilisé dans les autres éléments du résultat global correspond à la variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'efficacité de la couverture de l'investissement net. Aucune inefficacité n'a été comptabilisée dans le résultat net.

L'incidence des éléments couverts désignés dans des relations de couverture sur les autres éléments du résultat global et le résultat net se présente comme suit :

Exercice clos le 31 décembre 2020					
	Partie efficace			Partie inefficace	
Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie	Profit (perte) avant impôts comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts reclassé à partir des autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	Profit (perte) avant impôts comptabilisé dans les résultats
Contrats sur les produits de base	41	Produits	(137)	Produits	–
Contrats de change à terme sur les couvertures de projets	(1)	Immobilisations corporelles	–	Profit (perte) de change	–
Swaps de taux d'intérêt différés	(12)	Charge d'intérêts	(4)	Charge d'intérêts	–
<b>Incidence sur les autres éléments du résultat global</b>	<b>28</b>	<b>Incidence sur les autres éléments du résultat global</b>	<b>(141)</b>	<b>Incidence sur le résultat net</b>	<b>–</b>

Au cours des 12 prochains mois, la Société estime que des profits après impôts d'environ 72 millions de dollars seront reclassés du cumul des autres éléments du résultat global au résultat net. Ces estimations supposent le maintien des prix du gaz naturel et de l'électricité, des taux d'intérêt et des taux de change au fil du temps; cependant, les montants réels qui seront reclassés dépendront des fluctuations de ces facteurs.

## Exercice clos le 31 décembre 2019

	Partie efficace			Partie inefficace	
	Profit (perte) avant impôts comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts reclassé à partir des autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	Profit (perte) avant impôts comptabilisé dans les résultats
Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie					
Contrats sur les produits de base	77	Produits	(59)	Produits	—
Swaps de taux d'intérêt différés	—	Charge d'intérêts	6	Charge d'intérêts	—
Incidence sur les autres éléments du résultat global	77	Incidence sur les autres éléments du résultat global	(53)	Incidence sur le résultat net	—

## Exercice clos le 31 décembre 2018

	Partie efficace			Partie inefficace	
	Profit (perte) avant impôts comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts reclassé à partir des autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	Profit (perte) avant impôts comptabilisé dans les résultats
Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie					
Contrats sur les produits de base	(9)	Produits	(67)	Produits	—
Contrats de change à terme sur la dette en dollars américains	—	(Profit) perte de change	3	(Profit) perte de change	—
Swaps de taux d'intérêt différés	—	Charge d'intérêts	7	Charge d'intérêts	—
Incidence sur les autres éléments du résultat global	(9)	Incidence sur les autres éléments du résultat global	(57)	Incidence sur le résultat net	—



## II. Incidence des éléments autres que de couverture

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, la Société a comptabilisé un profit latent net de 43 millions de dollars (profit de 33 millions de dollars en 2019 et perte de 29 millions de dollars en 2018) lié aux instruments dérivés sur les produits de base.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, un profit de 11 millions de dollars (profit de 24 millions de dollars en 2019 et profit de 3 millions de dollars en 2018) sur des dérivés de change et autres dérivés a été comptabilisé et comprend des pertes latentes nettes de 2 millions de dollars (profit de 6 millions de dollars en 2019 et profit de 4 millions de dollars en 2018) et des profits réalisés nets de 13 millions de dollars (profit de 18 millions de dollars en 2019 et perte de 1 million de dollars en 2018).

## F. Garanties

### I. Actifs financiers donnés en garantie

Au 31 décembre 2020, la Société avait fourni 49 millions de dollars (42 millions de dollars au 31 décembre 2019) en trésorerie ou équivalents de trésorerie à des chambres de compensation réglementées à titre de garantie pour des activités liées aux produits de base. Ces fonds sont détenus dans des comptes distincts par les chambres de compensation. La garantie fournie est comptabilisée dans les créances clients des états de la situation financière consolidés.

### II. Actifs financiers détenus en garantie

Au 31 décembre 2020, la Société détenait un montant de néant (3 millions de dollars au 31 décembre 2019) au comptant en garantie des obligations de contreparties. Selon les modalités des contrats, la Société peut être tenue de verser des intérêts sur le solde impayé et de rembourser le principal lorsque les contreparties s'acquittent de leurs obligations contractuelles, ou lorsque le montant de l'obligation diminue par suite des variations de la valeur du marché. Les intérêts à payer aux contreparties sur les garanties reçues sont calculés selon les modalités de chaque contrat. La garantie détenue est comptabilisée dans les dettes fournisseurs des états de la situation financière consolidés.

### III. Modalités conditionnelles d'instruments dérivés

Des garanties sont fournies dans le cours normal des affaires d'après la note de crédit des titres de premier rang non garantis de la Société obtenue auprès de certaines grandes agences d'évaluation du crédit. Certains instruments dérivés de la Société contiennent des clauses d'assurance financières qui exigent qu'une garantie soit fournie seulement si un événement défavorable important lié au crédit survient.

Au 31 décembre 2020, la Société avait fourni une garantie de 163 millions de dollars (112 millions de dollars au 31 décembre 2019) sous la forme de lettres de crédit sur des instruments dérivés dans une position de passif net. Certains contrats de dérivés contiennent des clauses conditionnelles liées au risque de crédit qui, si elles étaient appliquées, obligeraient la Société à fournir une garantie additionnelle de 85 millions de dollars à ses contreparties (51 millions de dollars au 31 décembre 2019).

## 17. Stocks

Les stocks détenus dans le cours normal des affaires, qui comprennent du charbon, des crédits d'émission, des pièces et des matériaux, et du gaz naturel, sont évalués au coût ou à leur valeur nette de réalisation, si elle est inférieure. Les stocks détenus aux fins de transaction, qui comprennent le gaz naturel et les crédits et quotas au titre des émissions, sont évalués à la juste valeur diminuée des coûts de sortie.

Au troisième trimestre de 2020, la Société a ajusté la durée d'utilité des actifs de la mine de Highvale afin de l'aligner sur les plans de conversion au gaz de la Société. Le coût standard du charbon a augmenté en raison de l'augmentation de l'amortissement et de la baisse de la consommation de charbon. Comme la Société ne s'attend pas à pouvoir recouvrer le coût compte tenu des prix actuels de l'électricité, elle a comptabilisé une réduction de valeur de 37 millions de dollars sur ses stocks de charbon produits en interne pour les ramener à leur valeur nette de réalisation pour l'exercice clos le 31 décembre 2020.

Les composantes des stocks sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux 31 décembre	2020	2019
Pièces et matériaux	107	108
Charbon	83	130
Frais de découverte différés	8	6
Gaz naturel	2	3
Crédits d'émission achetés <sup>1</sup>	38	4
<b>Total</b>	<b>238</b>	<b>251</b>

1) Les crédits d'émission achetés ont augmenté en raison des crédits d'échange et de conformité achetés, y compris ceux visant à assurer la conformité avec le programme Technology Innovation and Emissions Reduction en Alberta.

La variation des stocks se présente comme suit :

Solde au 31 décembre 2018	242
Achats nets	12
Variation des taux de change	(3)
Solde au 31 décembre 2019	251
Achats nets	26
Réduction de valeur	(37)
Variation des taux de change	(2)
<b>Solde au 31 décembre 2020</b>	<b>238</b>

Aucun stock n'a été donné en garantie à l'égard de passifs.

La Société achète des crédits d'émission, mais en génère également grâce à ses secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Hydroélectricité. Les crédits d'émission générés par nos activités ne sont pas inscrits dans nos registres comptables, mais nous les utiliserons pour compenser d'autres obligations d'émissions futures, ce qui entraînera une réduction des coûts de conformité liés au combustible. Au 31 décembre 2020, nous étions en possession de 1 434 761 crédits d'émissions achetés (388 155 en 2019) comptabilisés à un montant de 38 millions de dollars (4 millions de dollars en 2019) et nous disposions d'environ 502 653 (411 115 en 2019) crédits d'émission non comptabilisés.

## 18. Immobilisations corporelles

Le rapprochement des variations de la valeur comptable des immobilisations corporelles est présenté ci-dessous :

	Terrains	Production d'énergie au charbon	Production d'énergie au gaz	Production d'énergie renouvelable	Biens et matériel miniers	Actifs en construction	Pièces de rechange amortissables et autres <sup>1</sup>	Total
<b>Coût</b>								
Au 31 décembre 2018	94	5 937	1 964	3 286	1 338	200	383	13 202
Ajustements découlant de l'application de l'IFRS 16	—	—	—	(7)	(101)	—	—	(108)
Ajouts	—	—	—	—	—	407	115	522
Acquisitions (notes 4 R) et 4 T) <sup>2</sup>	—	300	—	—	—	139	—	439
Cessions <sup>3</sup>	(2)	(389)	(260)	—	(34)	—	(19)	(704)
(Imputation pour) reprise de dépréciation (note 7)	—	448	—	(2)	(15)	—	—	431
Révision et augmentation des frais de démantèlement et de remise en état (note 23)	—	(62)	11	2	26	—	—	(23)
Mise hors service d'actifs	—	(158)	(26)	(7)	(10)	—	—	(201)
Variation des taux de change	(1)	(63)	(40)	(17)	(3)	(4)	(6)	(134)
Transferts <sup>4</sup>	—	103	22	319	25	(514)	16	(29)
<b>Au 31 décembre 2019</b>	<b>91</b>	<b>6 116</b>	<b>1 671</b>	<b>3 574</b>	<b>1 226</b>	<b>228</b>	<b>489</b>	<b>13 395</b>
Ajouts	—	—	—	—	—	478	8	486
Acquisitions (note 4 K)	—	—	1	—	—	—	—	1
Cessions	(2)	(1)	—	—	—	—	(2)	(5)
Dépréciation (note 7)	(9)	(69)	—	(2)	—	—	(1)	(81)
Révision et augmentation des frais de démantèlement et de remise en état (note 23)	—	21	(11)	8	76	—	—	94
Mise hors service d'actifs	—	(35)	(12)	(7)	(3)	—	(1)	(58)
Variation des taux de change	(1)	(37)	45	(14)	(2)	—	6	(3)
Transferts <sup>4</sup>	17	142	(263)	33	(29)	(211)	(120)	(431)
<b>Au 31 décembre 2020</b>	<b>96</b>	<b>6 137</b>	<b>1 431</b>	<b>3 592</b>	<b>1 268</b>	<b>495</b>	<b>379</b>	<b>13 398</b>
<b>Amortissement cumulé</b>								
Au 31 décembre 2018	—	3 765	1 128	1 161	830	—	154	7 038
Ajustements découlant de l'application de l'IFRS 16	—	—	—	(3)	(43)	—	—	(46)
Amortissement	—	304	77	136	97	—	16	630
Mise hors service d'actifs	—	(158)	(23)	(3)	(6)	—	—	(190)
Cessions <sup>3</sup>	—	(170)	(255)	—	(14)	—	—	(439)
Reprise de dépréciation (note 7)	—	297	—	—	—	—	—	297
Variation des taux de change	—	(52)	(16)	(4)	(2)	—	(2)	(76)
Transferts	—	10	(11)	(3)	(22)	—	—	(26)
<b>Au 31 décembre 2019</b>	<b>—</b>	<b>3 996</b>	<b>900</b>	<b>1 284</b>	<b>840</b>	<b>—</b>	<b>168</b>	<b>7 188</b>
Amortissement	—	352	76	142	133	—	14	717
Mise hors service d'actifs	—	(31)	(10)	(6)	(4)	—	—	(51)
Cessions	—	(1)	—	—	—	—	(1)	(2)
Variation des taux de change	—	(35)	18	(4)	(2)	—	2	(21)
Transferts	—	—	(212)	—	(29)	—	(14)	(255)
<b>Au 31 décembre 2020</b>	<b>—</b>	<b>4 281</b>	<b>772</b>	<b>1 416</b>	<b>938</b>	<b>—</b>	<b>169</b>	<b>7 576</b>
<b>Valeur comptable</b>								
Au 31 décembre 2018	94	2 172	836	2 125	508	200	229	6 164
Au 31 décembre 2019	91	2 120	771	2 290	386	228	321	6 207
<b>Au 31 décembre 2020</b>	<b>96</b>	<b>1 856</b>	<b>659</b>	<b>2 176</b>	<b>330</b>	<b>495</b>	<b>210</b>	<b>5 822</b>

1) Comprennent les pièces de rechange importantes et l'équipement de sécurité disponible, mais non encore en service, et les pièces de rechange utilisées pour les travaux d'entretien courants, préventifs et planifiés, et le gazoduc en Australie.

2) Pour 2019, comprennent un montant de 308 millions de dollars lié à l'acquisition de l'unité 3 de la centrale de Keephills, une tranche de 300 millions de dollars étant incluse dans Production d'énergie au charbon et la tranche résiduelle, dans Actifs en construction.

3) En 2019, nous avons vendu l'unité 3 de la centrale de Genesee et vendu les principales composantes de la centrale de Mississauga. De plus, Centralia a vendu des pièces de chaudière comprises dans le poste Pièces de rechange amortissables et autres pour une perte nette de 17 millions de dollars. La mine de Highvale a également vendu des camions compris dans le poste Biens et matériel miniers pour une perte nette de 18 millions de dollars. Les deux montants ont été comptabilisés dans les autres profits dans le compte de résultat.

4) Les transferts des immobilisations corporelles de 2020 se rapportent principalement au retrait des actifs de Southern Cross des immobilisations corporelles pour les transférer aux créances au titre des contrats de location-financement et au reclassement du gazoduc Pioneer et du matériel minier dans les actifs détenus en vue de la vente. Les transferts entre classements d'immobilisations corporelles de 2020 se rapportent à l'achat du terrain de Centralia, à la conversion au gaz de l'unité 6 de la centrale de Sundance, au projet WindCharger et aux travaux d'entretien d'envergure planifiés. Les transferts de 2019 se rapportent principalement au transfert du gazoduc Pioneer et des projets de parc éolien aux États-Unis de la catégorie Actifs en construction respectivement aux catégories Production d'énergie au charbon et Production d'énergie renouvelable.

Pour 2020, les ajouts comprennent les ajouts en espèces de 93 millions de dollars pour les conversions au gaz, de 156 millions de dollars pour le projet de parc éolien Windrise, de 6 millions de dollars pour le projet de stockage à batteries WindCharger, de 31 millions de dollars pour la centrale de cogénération de Kaybob, de 17 millions de dollars pour le terrain de la mine de Centralia et des dépenses d'entretien d'envergure planifié. Pour 2019, les ajouts comprennent les ajouts en espèces de 417 millions de dollars (y compris un montant de 169 millions de dollars lié à la construction des projets de parc éolien aux États-Unis), un montant de 100 millions de dollars lié au gazoduc Pioneer (y compris un montant de 15 millions de dollars transféré des autres actifs) et un montant de 5 millions de dollars lié à l'échange d'actifs visant l'unité 3 de la centrale de Keephills et l'unité 3 de la centrale de Genesee. Se reporter à la note 4 pour obtenir plus de détails sur ces transactions.

La dotation aux amortissements a augmenté principalement en raison de la décision d'accélérer la fermeture de la mine de Highvale pour s'aligner sur nos plans de conversion au gaz et d'abandon du charbon. La dotation aux amortissements a également augmenté en raison de l'échange des participations visant l'unité 3 de la centrale de Keephills et l'unité 3 de la centrale de Genesee, de la reprise de la dépréciation à la mine de Centralia et des changements apportés à la durée d'utilité, tous ces facteurs ayant pris effet au second semestre de 2019. Pour plus de précisions sur ces changements, se reporter aux notes 3 A) III) et 4 R).

En 2020, la Société a incorporé des intérêts de 8 millions de dollars (6 millions de dollars en 2019) dans le coût des immobilisations corporelles à un taux moyen pondéré de 6,0 % (5,9 % en 2019).

## 19. Actifs au titre de droits d'utilisation

La Société loue divers immeubles et types d'équipement. Les contrats de location sont généralement conclus pour des périodes fixes. Ils sont négociés individuellement et comportent un large éventail de modalités. Les contrats de location n'imposent pas de restrictions, mais les actifs loués ne peuvent pas être utilisés comme garantie à des fins d'emprunt.

Le rapprochement des variations de la valeur comptable des actifs au titre de droits d'utilisation est présenté ci-dessous :

	Terrains	Bâtiments	Véhicules	Équipement	Gazoduc	Total
Nouveaux contrats de location comptabilisés au 1 <sup>er</sup> janvier 2019	29	22	1	—	—	52
Ajustements à la comptabilisation <sup>1</sup>	(1)	(4)	—	—	—	(5)
Transferts des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles et des autres actifs	—	—	3	35	—	38
Au 1 <sup>er</sup> janvier 2019	28	18	4	35	—	85
Ajouts	32	2	—	2	45	81
Amortissement	(1)	(4)	(2)	(11)	—	(18)
Variations des taux de change	(1)	—	—	—	—	(1)
Transferts	—	—	—	(1)	—	(1)
Au 31 décembre 2019	58	16	2	25	45	146
Ajouts	3	13	—	—	—	16
Amortissement	(3)	(5)	(1)	(9)	(3)	(21)
Au 31 décembre 2020	58	24	1	16	42	141

1) Ajusté du montant des loyers payés d'avance ou à payer, des provisions pour contrats déficitaires et des incitatifs à la location.

En novembre 2019, la Société a comptabilisé un actif au titre du droit d'utilisation et une obligation locative correspondante se rapportant à la durée initiale de 15 ans de son contrat visant le transport de gaz naturel sur le gazoduc Pioneer. Le contrat de transport confère à la Société le droit de prolonger le contrat jusqu'à huit périodes de renouvellement supplémentaires de 24 mois chacune. Les montants comptabilisés représentent la participation de 50 % que la Société ne détient pas dans le gazoduc.

En décembre 2019, la Société a comptabilisé des actifs au titre de droits d'utilisation supplémentaires de 31 millions de dollars et des obligations locatives supplémentaires de 31 millions de dollars pour des contrats de location de terrains de certains parcs éoliens après que des modifications ont été apportées aux interprétations des concepts d'unité de comptabilisation et de bien déterminé qui se trouvent dans l'IFRS 16.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, TransAlta a payé un montant de 33 millions de dollars (25 millions de dollars en 2019) relativement aux obligations locatives comptabilisées, dont 8 millions de dollars (4 millions de dollars en 2019) en intérêts et 25 millions de dollars (21 millions de dollars en 2019) en remboursements du principal.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, la Société a passé en charges un montant de néant relativement aux contrats de location à court terme (2 millions de dollars en 2019) et un montant de néant relativement aux contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur (1 million de dollars en 2019). La Société n'est pas tenue de comptabiliser à titre d'obligations locatives et d'actifs au titre de droits d'utilisation les contrats de location à court terme (dont la durée est de moins de 12 mois) et les contrats de location dont le montant total des paiements de loyer est inférieur à son seuil de capitalisation.

Certains des contrats de location de terrains de la Société respectant la définition d'un contrat de location n'ont pas été comptabilisés puisqu'ils prévoient des paiements variables fondés sur la production ou les produits des activités ordinaires. De plus, certains des contrats de location de terrains prévoient des paiements à effectuer selon le montant le plus élevé entre les paiements minimums fixes ou les paiements variables en fonction de la production ou des produits des activités ordinaires. Pour ces contrats de location, les obligations locatives ont été comptabilisées selon les paiements minimums fixes. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, la Société a passé en charges des paiements de loyers variables de 7 millions de dollars (6 millions de dollars en 2019) au titre de ces contrats de location de terrains. Se reporter aux notes 5, 11, 24 et 36 pour en savoir plus sur les contrats de location.

## 20. Immobilisations incorporelles

Le rapprochement des variations de la valeur comptable des immobilisations incorporelles est présenté ci-dessous :

	Droits relatifs aux mines de charbon	Logiciels et autres	Contrats de vente d'électricité	Immobilisations incorporelles en cours de développement	Total
<b>Coût</b>					
Au 31 décembre 2018	185	339	237	46	807
Actifs transférés aux actifs au titre de droits d'utilisation par suite de la mise en application de l'IFRS 16 (note 19)	—	(5)	—	—	(5)
Ajouts	—	—	—	14	14
Acquisition	—	1	—	15	16
Cessions (note 4 R))	(37)	(1)	—	—	(38)
Variation des taux de change	—	(4)	(1)	(1)	(6)
Transferts	1	48	14	(63)	—
Au 31 décembre 2019	149	378	250	11	788
Ajouts	—	—	—	14	14
Acquisition (note 4 K))	—	—	37	—	37
Cessions	—	(1)	—	—	(1)
Variation des taux de change	—	—	(2)	—	(2)
Transferts	—	35	(16)	(22)	(3)
Au 31 décembre 2020	149	412	269	3	833
<b>Amortissement cumulé</b>					
Au 31 décembre 2018	117	221	96	—	434
Actifs transférés aux actifs au titre de droits d'utilisation par suite de la mise en application de l'IFRS 16 (note 19)	—	(3)	—	—	(3)
Amortissement	8	31	11	—	50
Cessions (note 4 R))	(9)	(1)	—	—	(10)
Variation des taux de change	—	(1)	—	—	(1)
Transferts	1	(1)	—	—	—
Au 31 décembre 2019	117	246	107	—	470
Amortissement	8	28	15	—	51
Cessions	—	(1)	—	—	(1)
Transferts	—	(1)	1	—	—
Au 31 décembre 2020	125	272	123	—	520
<b>Valeur comptable</b>					
Au 31 décembre 2018	68	118	141	46	373
Au 31 décembre 2019	32	132	143	11	318
Au 31 décembre 2020	24	140	146	3	313

## 21. Goodwill

Le goodwill acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises a été affecté aux UGT qui devraient profiter des synergies découlant des acquisitions. Le goodwill par secteur se détaille comme suit :

Aux 31 décembre	2020	2019
Hydroélectricité	258	258
Énergie éolienne et énergie solaire	175	176
Commercialisation de l'énergie	30	30
<b>Total du goodwill</b>	<b>463</b>	<b>464</b>

Aux fins du test de dépréciation du goodwill annuel de l'exercice 2020, la Société a déterminé la valeur recouvrable du secteur Énergie éolienne et énergie solaire 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. Il n'y a eu dépréciation du goodwill dans aucun des secteurs. En 2020, la Société s'est appuyée sur la valeur recouvrable des secteurs Hydroélectricité et Commercialisation de l'énergie déterminée en 2019 pour effectuer le test de dépréciation du goodwill annuel de l'exercice 2020. Il n'y a eu de dépréciation du goodwill dans aucun des secteurs.

Les principales hypothèses ayant une incidence sur le calcul de la juste valeur du secteur Énergie éolienne et énergie solaire et du secteur Hydroélectricité portent sur la production d'électricité et les prix de vente. Les prévisions au titre de la production d'électricité de chaque centrale sont établies en tenant compte des contrats de vente d'électricité, de la production passée, de l'équilibre entre l'offre et la demande dans les régions, et des projets d'entretien et d'expansion des immobilisations. Les prix de vente prévus pour chaque centrale sont déterminés en tenant compte des prix des contrats pour les centrales faisant l'objet de contrats à long ou à court terme, des courbes des prix à terme des centrales marchandes, et de l'équilibre entre l'offre et la demande dans les régions. Lorsque les courbes des prix à terme ne sont pas disponibles pour la durée d'utilité de la centrale, les prix sont établis au moyen de techniques d'extrapolation qui reposent sur les données historiques du secteur ainsi que sur les données propres à la Société. Les prix de l'électricité utilisés dans ces modèles de 2020 variaient entre 6 \$ et 160 \$ par MWh au cours de la période de prévision (5 \$ à 183 \$ par MWh en 2019). En 2020, des taux d'actualisation variant de 4,8 % à 6,3 % (de 3,6 % à 7,0 % en 2019) ont été utilisés aux fins du calcul de la dépréciation du goodwill. Aucun changement raisonnablement possible des hypothèses ne donnerait lieu à une dépréciation du goodwill.

## 22. Autres actifs

Les composantes des autres actifs sont comme suit :

Aux 31 décembre	2020	2019
Coûts de transport et de distribution relatifs à la centrale de South Hedland payés d'avance	70	67
Frais de permis différés	—	9
Frais de mise en valeur de projets	25	19
Charges payées d'avance à long terme et autres actifs	59	56
Prêt à recevoir	52	47
<b>Total des autres actifs</b>	<b>206</b>	<b>198</b>

Les coûts de transport et de distribution relatifs à la centrale de South Hedland payés d'avance sont amortis selon le mode linéaire sur la durée d'utilité du CAÉ de la centrale de South Hedland.

Les frais de permis différés se rapportent essentiellement aux permis visant la location de terrains sur lesquels certains actifs de production sont situés, lesquels sont amortis selon le mode linéaire sur la durée d'utilité des actifs de production auxquels les permis ont trait.

Les frais de mise en valeur de projets comprennent principalement les coûts des projets de parc éolien aux États-Unis (note 4 F)) et d'un projet de mise en valeur de centrale hydroélectrique en Alberta. Certains projets ont été radiés en 2019 et en 2018 puisque ceux-ci ne sont plus réalisés (se reporter à la note 7 D)).

Les charges payées d'avance à long terme et autres actifs incluent : la partie financée des engagements de transport ferroviaire dont il est question à la note 36 C), la partie financée des engagements liés au projet de loi intitulé *TransAlta Energy Transition* (le «projet de loi TransAlta Energy») dont il est question à la note 36 G) et d'autres charges payées d'avance et dépôts exigés aux termes de contrats.

Le prêt à recevoir a trait à une avance d'un montant net de 52 millions de dollars (47 millions de dollars en 2019) consentie par Kent Hills Wind LP, filiale de la Société, à même le produit tiré du financement par voie d'obligations du parc éolien de Kent Hills à son partenaire détenant une participation de 17 %. Le prêt non garanti porte intérêt à 4,55 %, le principal et les intérêts étant payables trimestriellement à compter du 31 décembre 2017, et arrive à échéance le 2 octobre 2022.

## 23. Provision pour frais de démantèlement et autres provisions

La variation des soldes de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions est présentée ci-dessous :

	Démantèlement et remise en état	Divers	Total
Solde au 31 décembre 2018	407	49	456
Ajustement transitoire – IFRS 16	–	(2)	(2)
Passifs contractés	7	7	14
Passifs réglés	(34)	(9)	(43)
Désactualisation	23	–	23
Acquisition de passifs	16	3	19
Cession de passifs	(23)	(9)	(32)
Révisions des flux de trésorerie estimés <sup>1</sup>	96	7	103
Révisions des taux d'actualisation <sup>1</sup>	16	–	16
Reprises	–	(1)	(1)
Variation des taux de change	(7)	–	(7)
<b>Solde au 31 décembre 2019</b>	<b>501</b>	<b>45</b>	<b>546</b>
Passifs contractés	1	34	35
Passifs réglés	(18)	(19)	(37)
Désactualisation	30	–	30
Acquisition de passifs	1	–	1
Révisions des flux de trésorerie estimés <sup>2</sup>	61	11	72
Révisions des taux d'actualisation <sup>3</sup>	36	–	36
Reprises	–	(6)	(6)
Variation des taux de change	(4)	–	(4)
<b>Solde au 31 décembre 2020</b>	<b>608</b>	<b>65</b>	<b>673</b>

1) 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. Se reporter à la note 3 A) III) pour plus de détails. De plus, par suite des changements dans la durée d'utilité estimée, les taux d'actualisation utilisés pour la provision pour frais de démantèlement des activités minières et du secteur Énergie thermique en Alberta ont été modifiés. L'utilisation d'un taux d'inflation moins élevé a entraîné une diminution des passifs correspondants.

2) 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. Se reporter à la note 3 A) III) pour plus de détails. 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.

3) En règle générale, les taux d'actualisation au 31 décembre 2020 sont inférieurs à ceux au 31 décembre 2019 du fait de la baisse des rendements de référence américains et canadiens sans risque sous-jacents et des variations des écarts de crédit découlant de la volatilité du marché attribuable à la COVID-19. En moyenne, ces taux ont diminué d'environ 0,3 % à 0,9 %.

	Démantèlement et remise en état	Divers	Total
Solde au 31 décembre 2019	501	45	546
Partie courante	36	22	58
Partie non courante	465	23	488
<b>Solde au 31 décembre 2020</b>	<b>608</b>	<b>65</b>	<b>673</b>
Partie courante	21	38	59
Partie non courante	587	27	614

### A. Démantèlement et remise en état

La Société comptabilise une provision pour toutes les centrales et mines à l'égard desquelles TransAlta a l'obligation juridique ou implicite d'enlever les installations à la fin de leur durée d'utilité et de remettre le site en état. TransAlta estime à environ 1,4 milliard de dollars le montant non actualisé des flux de trésorerie nécessaires pour s'acquitter de ces coûts qui seront engagés entre 2021 et 2073. La grande partie des coûts sera engagée entre 2025 et 2050. Au 31 décembre 2020, la Société avait fourni un cautionnement de 147 millions de dollars américains (147 millions de dollars américains en 2019) pour soutenir ses obligations futures liées au démantèlement à la mine de charbon de Centralia. Au 31 décembre 2020, la Société avait fourni des lettres de crédit d'un montant de 131 millions de dollars (128 millions de dollars en 2019) à titre de soutien des obligations futures liées au démantèlement de la mine de Highvale en Alberta.



## B. Autres provisions

Les autres provisions incluent également les provisions découlant des activités d'exploitation continues et comprennent les montants relatifs aux différends commerciaux entre la Société et ses clients ou ses fournisseurs. Les renseignements à l'égard du moment prévu du règlement et des incertitudes qui pourraient avoir une incidence sur le montant ou le calendrier du règlement n'ont pas été présentés, puisque cela pourrait avoir une incidence sur la capacité de la Société à négocier le meilleur règlement.

De plus, pour le quatrième trimestre de 2020, une provision pour contrat déficitaire de 29 millions de dollars a été comptabilisée à la suite de la décision d'éliminer le charbon comme source de combustible à la centrale de Sheerness plus tôt que prévu, soit 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.

## 24. Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives

### A. Sommes impayées

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux 31 décembre	2020			2019		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt <sup>1</sup>	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt <sup>1</sup>
Facilités de crédit <sup>2</sup>	114	114	2,7 %	220	220	3,5 %
Déventures	249	251	7,1 %	647	651	5,8 %
Billets de premier rang <sup>3</sup>	886	894	5,4 %	905	914	5,4 %
Dette sans recours <sup>4</sup>	1 837	1 858	4,1 %	1 144	1 157	4,3 %
Divers <sup>5</sup>	141	147	7,1 %	154	162	7,1 %
	3 227	3 264		3 070	3 104	
Obligations locatives	134			142		
	3 361			3 212		
Moins : partie courante de la dette à long terme	(97)			(494)		
Moins : partie courante des obligations locatives	(8)			(19)		
Total de la partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives	(105)			(513)		
<b>Total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives</b>	<b>3 256</b>			<b>2 699</b>		

1) L'intérêt est calculé à un taux moyen pondéré en fonction de l'encours du principal avant l'effet de la couverture.

2) Composées d'acceptations bancaires et d'autres emprunts commerciaux en vertu de facilités de crédit consenties à long terme.

3) Valeur nominale de 700 millions de dollars américains au 31 décembre 2020 (700 millions de dollars américains au 31 décembre 2019).

4) Comprend le placement de TEC de 800 millions de dollars australiens.

5) Comprend 110 millions de dollars américains au 31 décembre 2020 (117 millions de dollars américains au 31 décembre 2019) au titre du financement donnant droit à des avantages fiscaux.

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

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

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 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 et les deux autres facilités de crédit bilatérales viennent à échéance au deuxième trimestre de 2022.

Les facilités bancaires consortiales consenties totalisant 1,95 milliard de dollars (1,95 milliard de dollars au 31 décembre 2019) constituent la principale source de liquidités à court terme après les flux de trésorerie provenant des activités de la Société. Les taux d'intérêt sur les facilités de crédit varient selon l'option retenue : le taux préférentiel canadien, le taux des acceptations bancaires, le LIBOR ou le taux de base aux États-Unis, conformément à une grille de fixation des prix qui est habituelle pour des facilités de ce type.

En 2019, la Société a renouvelé ces facilités de crédit et la facilité de TransAlta Renewables a été augmentée de 200 millions de dollars pour s'établir à 700 millions de dollars.

La Société respecte les modalités des facilités de crédit, et toute tranche non utilisée est entièrement disponible. Outre le montant de 1,5 milliard de dollars disponible aux termes des facilités de crédit, la Société dispose de 703 millions de dollars en trésorerie et équivalents de trésorerie et de 17 millions de dollars (11 millions de dollars en principal) en liquidités soumises à restrictions liées au remboursement des obligations d'OCP (se reporter à la section E ci-après).

Les débetures portent intérêt à des taux fixes s'échelonnant de 6,9 % à 7,3 % et viennent à échéance de 2029 à 2030.

Le 25 novembre 2020, la Société a remboursé 400 millions de dollars de ses billets à moyen terme à 5,0 % échéant à cette date.

Le 2 août 2018, la Société a remboursé par anticipation la totalité de ses débetures à 6,40 % en circulation, échéant le 18 novembre 2019, pour un montant en principal de 400 millions de dollars. Le prix de remboursement des billets totalisait environ 425 millions de dollars, y compris une prime de rachat anticipé de 19 millions de dollars, comptabilisée dans la charge d'intérêts nette, et des intérêts courus et impayés de 6 millions de dollars à la date de remboursement.

Les billets de premier rang portent intérêt à des taux allant de 4,5 % à 6,5 % et viennent à échéance de 2022 à 2040.

Au cours de l'exercice 2018, la Société a procédé au remboursement anticipé de ses billets de premier rang à 6,650 % en circulation d'un capital de 500 millions de dollars américains, échéant le 15 mai 2018. Le remboursement était couvert par des contrats de change à terme et des swaps de devises. Le prix de remboursement des billets était d'environ 617 millions de dollars (516 millions de dollars américains), y compris une prime de rachat anticipé de 5 millions de dollars, comptabilisée dans la charge d'intérêts nette, et des intérêts courus et impayés de 14 millions de dollars à la date de remboursement.

Un montant de 370 millions de dollars américains (370 millions de dollars américains en 2019) des billets de premier rang a été désigné comme couverture de l'investissement net de la Société dans des établissements à l'étranger américains.

La dette sans recours se compose d'obligations et de débetures qui viennent à échéance de 2023 à 2042 et qui portent intérêt à des taux s'échelonnant de 2,95 % à 4,51 %.

Le 22 octobre 2020, TEC a conclu un placement de billets garantis de premier rang 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. Les billets portent intérêt à un taux annuel de 4,07 %, payable trimestriellement, et viennent à échéance le 30 juin 2042, les remboursements de principal devant être effectués à compter du 31 mars 2022. Les fonds ont servi à rembourser les emprunts sur la facilité de crédit et à financer les possibilités de croissance future au sein de TransAlta Renewables.

Au cours de l'exercice 2018, la Société :

- a remboursé la dette sans recours de 25 millions de dollars américains liée à ses projets Mass Solar;
- a monétisé l'entente sur l'élimination du charbon et a conclu un placement d'obligations de 345 millions de dollars par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive indirecte, TransAlta OCP, par voie de placement privé. Les obligations amortissables sans recours portent intérêt à partir de leur date d'émission à un taux de 4,509 % par année, payables tous les semestres jusqu'à l'échéance, le 5 août 2030.

Le poste Divers est constitué d'une obligation liée à un emprunt commercial non garanti qui porte intérêt à 5,9 % et arrive à échéance en 2023, exigeant des paiements annuels de principal et d'intérêts, et des financements donnant droit à des avantages fiscaux liés à Big Level et à Antrim d'un montant de 112 millions de dollars (122 millions de dollars en 2019), et de celui lié à Lakeswind d'un montant de 22 millions de dollars (23 millions de dollars en 2019).

En 2019, parallèlement à la mise en service des projets de parc éolien Antrim et Big Level, TransAlta a reçu un financement donnant droit à des avantages fiscaux respectivement d'environ 41 millions de dollars américains et 85 millions de dollars américains. Se reporter à la note 4 T) pour plus de détails.

Les financements donnant droit à des avantages fiscaux sont généralement représentés par les placements en titres de capitaux propres initialement effectués par les investisseurs pour chaque projet (déduction faite des coûts de financement engagés), à l'exception des capitaux propres de Lakeswind acquis dans le cadre du financement donnant droit à des avantages fiscaux qui ont été initialement comptabilisés à leur juste valeur. Le solde d'un financement donnant droit à des avantages fiscaux est réduit de la valeur des avantages fiscaux (crédits d'impôt à la production et amortissement fiscal) accordés à l'investisseur et des distributions en espèces qui lui ont été versées pour sa quote-part du résultat net et des flux de trésorerie générés par chaque projet, tandis qu'il est augmenté des intérêts comptabilisés au taux d'intérêt implicite. En 2019, les projets Big Level et Antrim ont demandé un amortissement fiscal (supplémentaire) accéléré de 35 millions de dollars au total, lequel a été attribué à l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux et a eu pour effet de réduire le solde du financement donnant droit à des avantages fiscaux. Les dates d'échéance de chaque financement peuvent être modifiées et sont essentiellement tributaires du moment où l'investisseur du projet atteint le taux de rendement cible convenu. La Société prévoit que les dates d'échéance des financements donnant droit à des avantages fiscaux seront les suivantes : décembre 2029 pour Big Level et Antrim, soit 10 ans après la mise en service des projets; et 31 mars 2029 pour Lakeswind.

La dette de TransAlta comporte des modalités et conditions, y compris des clauses restrictives financières, qui sont considérées comme normales et courantes. Au 31 décembre 2020, la Société se conformait à toutes les clauses restrictives de la dette.

## B. Restrictions relatives à la dette sans recours et à d'autres dettes

Les obligations sans recours des parcs éoliens de Melancthon et Wolfe, de la centrale de Pingston, de TAPC Holdings LP, du parc éolien de New Richmond, de KHWLP, de TEC et de TransAlta OCP dont la valeur comptable s'élève à 1,8 milliard de dollars au 31 décembre 2020 (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.

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.

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.

## C. Garantie

Des dettes sans recours totalisant 1 441 millions de dollars au 31 décembre 2020 (719 millions de dollars au 31 décembre 2019) sont garanties chacune par une charge de premier rang sur les actifs respectifs des filiales de la Société qui ont émis les obligations, y compris des immobilisations corporelles dont la valeur comptable totale s'élève à 1 277 millions de dollars au 31 décembre 2020 (967 millions de dollars au 31 décembre 2019) et des immobilisations incorporelles dont la valeur comptable totale s'élève à 88 millions de dollars (63 millions de dollars au 31 décembre 2019). Au 31 décembre 2020, une obligation sans recours d'environ 111 millions de dollars (119 millions de dollars au 31 décembre 2019) était garantie par une charge de premier rang sur les capitaux propres de l'émetteur qui a émis l'obligation sans recours.

Les obligations de TransAlta OCP ont une valeur comptable de 285 millions de dollars (305 millions de dollars au 31 décembre 2019) et sont garanties par les actifs de TransAlta OCP, y compris par le droit à des apports annuels de capital et par les paiements effectués par le gouvernement de l'Alberta en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon. Conformément à l'entente sur l'élimination du charbon, la Société reçoit des paiements de transition annuels au comptant d'environ 40 millions de dollars (environ 37 millions de dollars, montant net revenant à la Société) au plus tard le 31 juillet, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017 jusqu'à la fin de 2030.

## D. Remboursements de principal

	2021	2022	2023	2024	2025	2026 et par la suite	Total
Remboursements de principal <sup>1</sup>	96	626	277	119	136	2 010	3 264
Obligations locatives <sup>2</sup>	(5)	6	5	5	5	118	134

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

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

## E. Liquidités soumises à restrictions

Au 31 décembre 2020, la Société détenait un montant de 9 millions de dollars (15 millions de dollars au 31 décembre 2019) de liquidités soumises à restrictions liées au financement donnant droit à des avantages fiscaux de Big Level déteu dans un compte de réserve pour la construction. Le produit sera libéré du compte de réserve pour la construction si certaines modalités sont respectées, lesquelles devraient être finalisées en 2021.

La Société détenait une tranche de 17 millions de dollars (17 millions de dollars au 31 décembre 2019) de liquidités soumises à restrictions liées aux obligations de TransAlta OCP, laquelle doit être détenue dans un compte réservé au service de la dette en vue de financer le prochain remboursement prévu sur la dette en février 2021.

La Société détenait également une tranche de 45 millions de dollars (néant au 31 décembre 2019) de liquidités soumises à restrictions liées aux billets de TEC, des réserves devant être détenues aux termes des accords commerciaux conclus avec TEC et aux fins du service de la dette. Les réserves de trésorerie peuvent être remplacées par des lettres de crédit dans l'avenir.

## F. Lettres de crédit

Les lettres de crédit émises par TransAlta sont prélevées de sa facilité de crédit consortiale consentie, de ses facilités de crédit bilatérales consenties de 240 millions de dollars et de ses deux facilités de lettre de crédit non consenties de 100 millions de dollars. Les lettres de crédit émises par TransAlta Renewables sont prélevées sur sa facilité de lettre de crédit non consentie de 100 millions de dollars.

Des lettres de crédit sont émises à des contreparties dans le cadre de divers arrangements contractuels avec la Société et certaines de ses filiales. Si la Société ou ses filiales ne respectent pas les dispositions de ces contrats, la contrepartie peut présenter une réclamation de paiement à l'institution financière, par l'intermédiaire de laquelle la lettre de crédit a été émise. Tout montant à payer par la Société ou ses filiales en vertu de ces contrats figure dans les états de la situation financière consolidés. Toutes les lettres de crédit arrivent à échéance à moins de un an et devraient être renouvelées, au besoin, dans le cours normal des affaires. Les lettres de crédit en cours au 31 décembre 2020 totalisaient 621 millions de dollars (690 millions de dollars en 2019) et aucun montant (néant en 2019) n'avait été exercé par des tiers en vertu de ces arrangements.

## 25. Titres échangeables

Le 22 mars 2019, la Société a conclu une convention d'investissement aux termes de laquelle Brookfield a accepté d'investir 750 millions de dollars dans TransAlta par l'entremise de l'achat de titres échangeables, titres qui pourront être échangés contre une participation dans les capitaux propres des actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta dans le futur selon une valeur établie en fonction d'un multiple du BAIIA futur généré par les actifs hydroélectriques en Alberta («option d'échange»). Le 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> mai 2039. Le 30 octobre 2020, Brookfield a investi la seconde tranche de 400 millions de dollars en échange d'actions privilégiées de premier rang rachetables au gré du porteur ou de l'émetteur.

### A. Émission de 750 millions de dollars de titres échangeables

Aux	31 déc. 2020			31 déc. 2019		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Taux d'intérêt	Valeur comptable	Valeur nominale	Taux d'intérêt
Débentures échangeables échéant le 1 <sup>er</sup> mai 2039	330	350	7 %	326	350	7 %
Actions privilégiées échangeables <sup>1</sup>	400	400	7 %	—	—	7 %
Total de la dette à long terme	730	750		326	350	

1) Les dividendes sur actions privilégiées échangeables sont comptabilisés à titre de charge d'intérêts.

Si Brookfield décide de ne pas exercer l'option d'échange dont il est question ci-après, à tout moment après le 31 décembre 2028, TransAlta aura la possibilité de racheter au comptant la totalité ou toute partie des titres échangeables au prix de souscription initial, majoré de tout intérêt couru et impayé ou de tout dividende payable, étant entendu que le produit revenant à Brookfield pour chaque rachat (exception faite du dernier rachat) ne doit pas être inférieur à 100 millions de dollars et que tous les titres échangeables doivent être rachetés dans les 36 mois suivant le premier rachat facultatif.

## B. Option d'échange

Aux	31 déc. 2020		31 déc. 2019	
	Juste valeur de base	Sensibilité	Juste valeur de base	Sensibilité
Description				
Option d'échange – dérivé incorporé	–	Néant -33	–	Néant -27

La convention d'investissement confère à Brookfield le droit d'échanger tous les titres échangeables en circulation contre une participation pouvant aller jusqu'à 49 % dans 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 classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs étant donné qu'il n'y a aucune donnée du marché observable disponible. Par conséquent, l'option d'échange est évaluée en utilisant un modèle d'évaluation axé sur les prévisions avec des données d'entrée fondées sur les données historiques et les variations des taux d'actualisation sous-jacents, uniquement lorsque ces variations représentent un changement à long terme dans la valeur de l'option d'échange.

La fourchette de sensibilité de la juste valeur de base est établie à l'aide d'autres hypothèses raisonnablement possibles pour les principales données d'entrée non observables, hypothèses qui ont trait principalement à la variation du taux d'actualisation implicite des flux de trésorerie futurs. 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.

La participation maximale que Brookfield peut détenir relativement aux actifs hydroélectriques est de 49 %. Si la participation de Brookfield au moment de la conversion est inférieure à 49 %, Brookfield dispose d'une option non récurrente payable en espèces, pouvant être exercée jusqu'au 31 décembre 2028 et, pourvu que Brookfield détienne au moins 8,5 % des actions ordinaires de TransAlta, lui permettant d'augmenter sa participation jusqu'à 49 %. En vertu de cette option complémentaire, Brookfield pourra acquérir une participation supplémentaire de 10 % dans l'entité détenant les actifs hydroélectriques, à condition que le cours moyen pondéré en fonction du volume sur 20 jours (le «CMPV») des actions ordinaires de TransAlta ne soit pas inférieur à 14 \$ l'action avant l'exercice de l'option, et jusqu'à 49 % si le CMPV sur 20 jours des actions ordinaires de TransAlta n'est pas inférieur à 17 \$ l'action. Si la valeur de l'investissement dépassait une participation de 49 %, Brookfield aurait droit à un paiement en espèces égal au solde du prix de rachat.

## 26. Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants

Les composantes des obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants sont les suivantes :

Aux 31 décembre	2020	2019
Obligations au titre des prestations définies (note 31)	282	268
Primes à long terme (note 30)	4	4
Divers	12	29
<b>Total</b>	<b>298</b>	<b>301</b>

## 27. Actions ordinaires

### A. Émises et en circulation

TransAlta est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires avec droit de vote sans valeur nominale.

Aux 31 décembre	2020		2019	
	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant
Émises et en circulation au début de l'exercice	277,0	2 978	284,6	3 059
Rachetées et annulées dans le cadre de l'OPRA	(7,3)	(79)	(7,7)	(83)
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	—	(3)	—	—
Options d'achat d'action exercées	0,1	—	0,1	2
Émises et en circulation à la fin de l'exercice	269,8	2 896	277,0	2 978

### B. OPRA

Les actions rachetées par la Société dans le cadre de l'OPRA sont comptabilisées en réduction du capital-actions correspondant à la valeur comptable moyenne des actions ordinaires. Tout écart entre le prix de rachat total et la valeur comptable moyenne des actions ordinaires est comptabilisé dans le déficit.

Le tableau suivant présente l'incidence du rachat et de l'annulation des actions ordinaires par la Société au cours de l'exercice :

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019
Total des actions rachetées <sup>1</sup>	7 352 600	7 716 300
Prix de rachat moyen par action	8,33 \$	8,80 \$
Coût total	61	68
Valeur comptable moyenne pondérée des actions annulées	79	83
Montant comptabilisé dans le déficit	18	15

1) Au 31 décembre 2020, comprend 456 200 actions (189 900 en 2019) qui ont été rachetées, mais qui n'ont pas été annulées en raison du délai entre la date de la transaction et la date de règlement.

### C. Régime de droits des actionnaires

La Société a initialement adopté le régime de droits des actionnaires en 1992, qui a été modifié et mis à jour le 26 avril 2019 afin de refléter les pratiques actuelles du marché et de tenir compte des modifications apportées à la réglementation applicable aux offres publiques d'achat. Comme il est exigé, le régime de droits des actionnaires doit être soumis tous les trois ans à l'approbation des actionnaires de la Société, et a été approuvé la dernière fois le 26 avril 2019. L'objectif premier du régime de droits des actionnaires est d'inciter l'acquéreur éventuel à respecter un certain nombre de critères minimaux dans le but de promouvoir le traitement équitable et égal de tous les porteurs d'actions ordinaires. Lorsqu'un actionnaire acheteur acquiert 20 % ou plus des actions ordinaires de la Société, sauf dans des circonstances précises, notamment au moyen d'une « offre autorisée » ou d'une « offre autorisée concurrente » (au sens attribué à ces termes dans le régime de droits des actionnaires), les droits attribués en vertu du régime de droits des actionnaires peuvent être exercés par tous les actionnaires, sauf ceux détenus par l'actionnaire acheteur. Chaque droit émis permettra à son porteur, sauf à l'actionnaire acheteur, d'acheter des actions ordinaires supplémentaires moyennant un escompte important par rapport au cours du marché, exposant ainsi la personne qui acquiert 20 % ou plus des actions à une dilution considérable de ses avoirs.

### D. Résultat par action

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(336)	52	(248)
Nombre moyen pondéré de base et dilué d'actions ordinaires, en circulation (en millions)	275	283	287
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(1,22)	0,18	(0,86)

### E. Dividendes

Le 23 décembre 2020, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,0450 \$ par action ordinaire, payable le 1<sup>er</sup> avril 2021. Le 3 novembre 2020, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,0425 \$ par action ordinaire, payable le 1<sup>er</sup> janvier 2021.

Aucune autre transaction relative aux actions ordinaires n'a été effectuée entre la date de clôture et la date d'achèvement des présents états financiers consolidés.

## 28. Actions privilégiées

### A. Émises et en circulation

La totalité des actions émises et en circulation sont des actions privilégiées rachetables de premier rang à taux fixe ou variable et à dividende cumulatif sans droit de vote.

Aux 31 décembre	2020		2019	
	Nombre d'actions (en millions)	Montant	Nombre d'actions (en millions)	Montant
Série A	10,2	248	10,2	248
Série B	1,8	45	1,8	45
Série C	11,0	269	11,0	269
Série E	9,0	219	9,0	219
Série G	6,6	161	6,6	161
<b>Émises et en circulation à la fin de l'exercice</b>	<b>38,6</b>	<b>942</b>	<b>38,6</b>	<b>942</b>

#### I. Conversion d'actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série G

Le 30 août 2019, la Société a annoncé qu'en tenant compte de tous les avis de choix reçus avant la date limite du 15 septembre 2019 pour la conversion d'actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série G (les «actions de série G») en actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série H (les «actions de série H»), 140 730 actions de série G ont été offertes aux fins de conversion, ce qui était en deçà du nombre d'actions requis, soit un million, pour effectuer la conversion en actions de série H. Par conséquent, aucune action de série G n'a été convertie en action de série H le 30 septembre 2019. Ainsi, les actions 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 taux du dividende annuel des actions de série G pour la période de cinq ans allant du 30 septembre 2019, inclusivement, au 30 septembre 2024, exclusivement, sera de 4,988 %, ce qui correspond au rendement des obligations à cinq ans du gouvernement du Canada de 1,188 % établi le 30 août 2019, majoré de 3,80 %, conformément aux modalités des actions de série G.

#### II. Conversion d'actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série E

Le 17 septembre 2017, la Société a annoncé qu'en tenant compte de tous les avis de choix reçus avant la date limite du 15 septembre 2017 pour la conversion d'actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série E (les «actions de série E») en actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série F (les «actions de série F»), 133 969 actions de série E ont été offertes aux fins de conversion, ce qui était en deçà du nombre d'actions requis, soit un million, pour effectuer la conversion en actions de série F. Par conséquent, aucune action de série E n'a été convertie en action de série F le 30 septembre 2017. Ainsi, les actions de série E donneront droit, si le conseil en déclare et au moment où il le fera, à des dividendes en espèces privilégiés à taux fixe cumulatifs sur une base trimestrielle. Le taux du dividende annuel des actions de série E pour la période de cinq ans allant du 30 septembre 2017, inclusivement, au 30 septembre 2022, exclusivement, sera de 5,194 %, ce qui correspond au rendement des obligations à cinq ans du gouvernement du Canada de 1,544 % établi le 31 août 2017, majoré de 3,65 %, conformément aux modalités des actions de série E.

#### III. Conversion d'actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série C

Le 16 juin 2017, la Société a annoncé qu'en tenant compte de tous les avis de choix reçus avant la date limite du 15 juin 2017 pour la conversion d'actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série C (les «actions de série C») en actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série D (les «actions de série D»), 827 628 actions de série C ont été offertes aux fins de conversion, ce qui était en deçà du nombre d'actions requis, soit un million, pour effectuer la conversion en actions de série D. Par conséquent, aucune action de série C n'a été convertie en action de série D le 30 juin 2017. Ainsi, les actions de série C donneront droit, si le conseil en déclare et au moment où il le fera, à des dividendes en espèces privilégiés à taux fixe cumulatifs sur une base trimestrielle. Le taux du dividende annuel des actions de série C pour la période de cinq ans allant du 30 juin 2017, inclusivement, au 30 juin 2022, exclusivement, sera de 4,027 %, ce qui correspond au rendement des obligations à cinq ans du gouvernement du Canada de 0,927 % établi le 31 mai 2017, majoré de 3,10 %, conformément aux modalités des actions de série C.

#### IV. Conversion d'actions privilégiées rachetables à taux fixe rajusté et à dividende cumulatif de série A

Le 17 mars 2016, la Société a annoncé que 1 824 620 des 12,0 millions d'actions privilégiées rachetables à taux fixe rajusté et à dividende cumulatif de série A (les «actions de série A») avaient été offertes à des fins de conversion, à raison de une pour une, en actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série B (les «actions de série B»), compte tenu de tous les avis de choix reçus. Par suite de la conversion, la Société avait 10,2 millions d'actions de série A et 1,8 million d'actions de série B émises et en circulation au 31 décembre 2020.

Les actions de série A donnent 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 pour la période de cinq ans allant du 31 mars 2016, inclusivement, au 31 mars 2021, exclusivement, selon un taux de dividende fixe annuel de 2,709 %.

Les actions de série B donnent droit, si le conseil en déclare et au moment où il le fera, à des dividendes en espèces privilégiés à taux variable cumulatifs sur une base trimestrielle pour la période de cinq ans allant du 31 mars 2016, inclusivement, au 31 mars 2021, exclusivement, selon le taux des bons du Trésor à 90 jours majoré de 2,03 %.

Le 1<sup>er</sup> mars 2021, la Société a annoncé qu'elle n'exercera pas son droit de racheter une partie ou la totalité des actions de série A et 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<sup>er</sup> 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.

#### V. Information sur les séries d'actions privilégiées

Les porteurs ont le droit de recevoir des dividendes en espèces fixes trimestriels à un taux donné, sur approbation du conseil. Après une période initiale d'environ cinq ans à partir de la date d'émission et tous les cinq ans par la suite («date de rajustement du taux»), le taux fixe est rajusté pour correspondre à la somme du rendement des obligations à cinq ans du gouvernement du Canada (le taux d'intérêt fixe «de référence») alors en vigueur, majoré d'un écart donné. À chacune des dates de révision du taux :

- les actions privilégiées sont rachetables au gré de la Société, en totalité ou en partie, à 25,00 \$ par action, plus la totalité des dividendes déclarés et non versés au moment du rachat;
- les actions privilégiées sont convertibles au gré du porteur d'une série donnée d'actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif rachetables sans droit de vote qui donne droit à des dividendes en espèces cumulatifs à taux variable trimestriels, sur approbation du conseil, selon la somme du rendement des bons du Trésor à 90 jours du gouvernement du Canada (le taux variable «de référence») alors en vigueur, majoré d'un écart donné. Les actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif sont également rachetables au gré de la Société et reconvertibles en chacune des séries initiales d'actions privilégiées de premier rang à taux fixe et à dividende cumulatif, à chacune des dates de rajustement de taux ultérieures, selon les mêmes modalités susmentionnées.

Les caractéristiques propres à chacune des séries d'actions privilégiées de premier rang au 31 décembre 2020 sont les suivantes :

Série	Taux au cours de la période	Taux du dividende annuel par action (\$)	Prochaine date de conversion	Écart de taux selon le point repère (en %)	Convertible en séries
A	Taux fixe	0,67724	31 mars 2021	2,03	B
B	Taux variable	0,73801	31 mars 2021	2,03	A
C	Taux fixe	1,00676	30 juin 2022	3,10	D
D	Taux variable	—	—	3,10	C
E	Taux fixe	1,29852	30 sept. 2022	3,65	F
F	Taux variable	—	—	3,65	E
G	Taux fixe	1,24700	30 sept. 2024	3,80	H
H	Taux variable	—	—	3,80	G



## B. Dividendes

Les tableaux suivants résument la valeur des dividendes déclarés sur actions privilégiées en 2020, 2019 et 2018 :

Série	Total des dividendes déclarés		
	2020	2019 <sup>1</sup>	2018
A	9	5	9
B <sup>2</sup>	1	1	1
C	14	8	14
E	15	9	15
G	10	7	11
<b>Total pour l'exercice</b>	<b>49</b>	<b>30</b>	<b>50</b>

1) Au premier trimestre de 2019, la Société n'a déclaré aucun dividende, le dividende trimestriel pour la période correspondant au premier trimestre de 2019 ayant été déclaré en décembre 2018.

2) Les actions privilégiées de série B versent des dividendes à taux variable sur une base trimestrielle déterminés selon le taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours majoré de 2,03 %.

Le 23 décembre 2020, la Société a déclaré un dividende trimestriel, payable le 31 mars 2021, de 0,16931 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, de 0,13186 \$ par action sur les actions privilégiées de série B, de 0,25169 \$ par action sur les actions privilégiées de série C, de 0,32463 \$ par action sur les actions privilégiées de série E et de 0,31175 \$ par action sur les actions privilégiées de série G.

## 29. Cumul des autres éléments du résultat global

Les composantes et les variations du cumul des autres éléments du résultat global sont présentées ci-dessous :

	2020	2019
<b>Ajustement au titre de l'écart de conversion</b>		
Solde d'ouverture aux 1 <sup>er</sup> janvier	(21)	17
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite du reclassement en résultat net, déduction faite des impôts	(11)	(59)
Profits (pertes) sur les instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite du reclassement en résultat net, déduction faite des impôts	11	21
<b>Solde aux 31 décembre</b>	<b>(21)</b>	<b>(21)</b>
<b>Couvertures de flux de trésorerie</b>		
Solde d'ouverture aux 1 <sup>er</sup> janvier	527	508
Profits (pertes) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite du reclassement en résultat net et dans les actifs non financiers, déduction faite des impôts <sup>1</sup>	(91)	19
<b>Solde aux 31 décembre</b>	<b>436</b>	<b>527</b>
<b>Avantages du personnel</b>		
Solde d'ouverture aux 1 <sup>er</sup> janvier	(55)	(29)
Gains actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts <sup>2</sup>	(11)	(26)
<b>Solde aux 31 décembre</b>	<b>(66)</b>	<b>(55)</b>
<b>Divers</b>		
Solde d'ouverture aux 1 <sup>er</sup> janvier	3	(15)
Changement de propriété de TransAlta Renewables	—	1
Participations intersociétés évaluées à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	(50)	17
<b>Solde aux 31 décembre</b>	<b>(47)</b>	<b>3</b>
<b>Cumul des autres éléments du résultat global</b>	<b>302</b>	<b>454</b>

1) Déduction faite des impôts sur le résultat de 23 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 (6 millions de dollars en 2019).

2) Déduction faite des impôts sur le résultat de 3 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 (7 millions de dollars en 2019).

## 30. Régimes de paiements fondés sur des actions

La Société a établi les régimes de paiements fondés sur des actions suivants :

### A. Régime d'unités d'actions axées sur la performance et d'unités d'actions incessibles

Les attributions aux termes du régime d'unités d'actions axées sur la performance et d'unités d'actions incessibles peuvent être faites une fois l'an, mais elles sont mesurées et évaluées sur une période de trois ans. Les attributions sont déterminées en tant que pourcentage du salaire de base du participant et sont converties en unités d'actions axées sur la performance ou en unités d'actions incessibles en fonction du cours de l'action ordinaire de la Société au moment de l'attribution. Les droits rattachés aux unités d'actions axées sur la performance s'acquièrent sur une période de trois ans à l'atteinte de deux ou trois cibles de performance, lesquelles sont établies au moment de chaque attribution. Les unités d'actions incessibles sont assujetties à une exigence d'acquisition en bloc des droits qui s'y rattachent après trois ans. Les unités d'actions axées sur la performance et les unités d'actions incessibles sont directement liées au cours de l'action de la Société sur une période de trois ans et donnent droit à des dividendes sous forme d'unités supplémentaires au même taux que les dividendes versés sur les actions ordinaires de la Société.

En 2019, en raison de la modification apportée par la Société à sa politique de règlement prévue, le classement comptable des unités d'actions axées sur la performance et des unités d'actions incessibles a été revu et les attributions, qui étaient considérées comme étant réglées en trésorerie, ont été classées comme étant réglées en instruments de capitaux propres. Les unités d'actions axées sur la performance et les unités d'actions incessibles ont été comptabilisées comme des attributions réglées en instruments de capitaux propres à compter de la date de modification de la politique, la juste valeur ayant été déterminée à cette date. En moyenne, la juste valeur des attributions en circulation utilisée pour comptabiliser le changement était de 8,29 \$, calculée au moyen du modèle d'évaluation d'options de Black et Scholes. En raison de ce changement, le passif au titre des attributions réglées en trésorerie (25 millions de dollars) a été décomptabilisé et la juste valeur des attributions réglées en instruments de capitaux propres (24 millions de dollars) a été comptabilisée au surplus d'apport, l'écart net de 1 million de dollars représentant la variation cumulative de la charge de rémunération. Aucune modification n'a été apportée aux conditions d'acquisition ou de rendement liées aux attributions. Le comité des ressources humaines du conseil a le pouvoir discrétionnaire de déterminer si les paiements seront faits au moyen de l'achat d'actions sur le marché libre ou au comptant. Les charges liées à ce régime sont comptabilisées au cours de la période d'acquisition des droits, et le montant correspondant à payer aux termes du régime est comptabilisé en surplus d'apport (au passif en 2018). Avant ce changement, le passif était évalué chaque date de clôture au moyen du cours de clôture des actions ordinaires de la Société à la TSX.

La charge de rémunération avant impôts relative aux unités d'actions axées sur la performance et aux unités d'actions incessibles en 2020 s'est élevée à 15 millions de dollars (19 millions de dollars en 2019 et 8 millions de dollars en 2018), montant qui est comptabilisé dans les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration dans les comptes de résultat consolidés.

### B. Régime d'unités d'actions différées

Le régime d'unités d'actions différées permet aux membres du conseil et aux dirigeants d'acheter à leur discrétion des unités d'actions différées en contrepartie de certaines composantes de leurs honoraires ou de leur salaire. Une unité d'action différée est une action fictive de même valeur qu'une action ordinaire de la Société, et sa valeur varie comme celle des actions ordinaires de la Société sur le marché. Les unités d'actions différées donnent droit à des dividendes sous forme d'unités supplémentaires au même taux que les dividendes versés sur les actions ordinaires de la Société. Les unités d'actions différées sont rachetables au comptant, mais elles ne peuvent être rachetées qu'une fois la cessation d'emploi ou le départ à la retraite de l'administrateur ou du dirigeant.

La Société comptabilise un passif et une charge au titre de l'appréciation de la valeur des actions ordinaires en sus du prix d'achat des unités d'actions différées et des équivalents de dividendes gagnés. La charge de rémunération avant impôts relative aux unités d'actions différées a été de 1 million de dollars en 2020 (2 millions de dollars en 2019 et néant en 2018).

### C. Régimes d'options sur actions

La Société est autorisée à attribuer des options pour acheter jusqu'à 16,5 millions d'actions ordinaires à des prix fondés sur le cours des actions à la TSX à la date d'attribution. Le régime prévoit des attributions d'options aux employés à temps plein, y compris les membres de la direction, désignés par le comité des ressources humaines de temps à autre.

En 2020, la Société a attribué aux membres de la haute direction 0,7 million d'options sur actions assorties d'un prix d'exercice moyen pondéré de 9,17 \$. Les droits aux actions visées par des options s'acquièrent après trois ans et les options expirent sept ans après leur attribution (1,4 million d'options sur actions à 5,65 \$ en 2019 et 0,7 million d'options

sur actions à 7,45 \$ en 2018). La charge comptabilisée au titre de ces attributions en 2020 s'est chiffrée à environ 2 millions de dollars (environ 1 million de dollars en 2019 et environ 1 million de dollars en 2018).

Le tableau ci-après présente le total des options en cours et des options pouvant être exercées aux termes de ces régimes d'options sur actions au 31 décembre 2020 :

Fourchette des prix d'exercice <sup>1</sup> (\$ par action)	Options en cours		
	Nombre d'options (en millions)	Durée contractuelle moyenne pondérée résiduelle (en années)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$ par action)
5,00 - 10,00	4,0	4,2	6,85

1) Options pouvant actuellement être exercées au 31 décembre 2020.

## 31. Avantages futurs du personnel

### A. Description

La Société offre, au Canada et aux États-Unis, des régimes de retraite agréés qui couvrent essentiellement tous ses employés dans ces pays et certains employés désignés travaillant dans les établissements à l'étranger. Ces régimes comprennent des composantes à prestations définies et à cotisations définies et, au Canada, un régime de prestations complémentaires non agréé est offert également aux employés admissibles dont la rémunération annuelle excède la limite fixée par la *Loi de l'impôt sur le revenu* du Canada. À l'exception des régimes de retraite de Highvale acquis en 2013, les régimes de retraite à prestations définies au Canada et aux États-Unis ne sont pas offerts aux nouveaux participants. Le régime de retraite à prestations définies des États-Unis a été gelé en date du 31 décembre 2010; par conséquent, aucune prestation future n'a été acquise. Il a été mis fin au régime complémentaire de retraite le 31 décembre 2015 et, le 1<sup>er</sup> janvier 2016, un nouveau régime complémentaire de retraite à cotisations définies a été institué à l'intention des membres de la direction. Les membres de la direction en fonction au 31 décembre 2015 ont bénéficié d'un droit acquis à l'égard de l'ancien régime complémentaire.

La dernière évaluation actuarielle à des fins comptables du régime de retraite aux États-Unis a été effectuée au 1<sup>er</sup> janvier 2020. La dernière évaluation actuarielle à des fins comptables du régime de retraite de Highvale et du régime de retraite au Canada a été effectuée au 31 décembre 2019. La date d'évaluation utilisée pour déterminer la juste valeur des actifs des régimes et la valeur actualisée de l'obligation au titre des prestations définies est le 31 décembre 2020.

La capitalisation des régimes de retraite agréés est conforme à la réglementation applicable, laquelle requiert des évaluations actuarielles des caisses de retraite au moins une fois tous les trois ans au Canada, ou plus, selon la situation de capitalisation, et chaque année aux États-Unis. Le régime complémentaire de retraite est entièrement à la charge de la Société. Celle-ci n'est pas tenue de le capitaliser, mais doit verser des prestations en vertu des modalités du régime à mesure qu'elles sont dues. En mars 2020, la Société a émis une lettre de crédit de 89 millions de dollars pour garantir les obligations au titre du régime complémentaire.

La Société offre des régimes d'assurance-maladie et d'assurance dentaire jusqu'à l'âge de 65 ans pour les employés invalides et les participants retraités grâce à ses régimes d'avantages postérieurs à l'emploi. Les dernières évaluations actuarielles à des fins comptables de ces régimes au Canada et aux États-Unis ont été effectuées respectivement au 31 décembre 2019 et au 1<sup>er</sup> janvier 2020. La date d'évaluation pour calculer la valeur actualisée de l'obligation au titre des deux régimes a été le 31 décembre 2020.

La Société offre plusieurs régimes à cotisations définies, dont un régime de retraite gouvernemental en Australie et un régime d'épargne 401(k) aux États-Unis, qui prévoient des cotisations de la part de la Société de l'ordre de 5 % à 10 %, selon le régime. Les cotisations optionnelles des salariés sont permises dans tous les régimes à cotisations définies.

## B. Coûts comptabilisés

Les coûts comptabilisés en résultat net au cours de l'exercice pour les régimes de retraite à prestations définies, les régimes de retraite à cotisations définies et les régimes d'avantages postérieurs à l'emploi se présentent comme suit :

Exercice clos le 31 décembre 2020	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Coût des services rendus au cours de l'exercice	5	2	1	8
Frais d'administration	1	—	—	1
Coût financier des obligations au titre des prestations définies	16	3	1	20
Intérêts sur les actifs des régimes	(11)	(1)	—	(12)
Profit découlant des réductions et des modifications	(2)	—	—	(2)
Charge au titre de la composante à prestations définies	9	4	2	15
Charge au titre de la composante à cotisations définies	9	—	—	9
<b>Charge nette</b>	<b>18</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>24</b>

Exercice clos le 31 décembre 2019	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Coût des services rendus au cours de l'exercice	7	2	1	10
Frais d'administration	2	—	—	2
Coût financier des obligations au titre des prestations définies	19	3	1	23
Intérêts sur les actifs des régimes	(12)	(1)	—	(13)
Profit découlant des réductions et des modifications	(3)	—	—	(3)
Charge au titre de la composante à prestations définies	13	4	2	19
Charge au titre de la composante à cotisations définies	9	—	—	9
<b>Charge nette</b>	<b>22</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>28</b>

Exercice clos le 31 décembre 2018	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Coût des services rendus au cours de l'exercice	9	2	1	12
Frais d'administration	1	—	—	1
Coût financier des obligations au titre des prestations définies	18	3	1	22
Intérêts sur les actifs des régimes	(13)	—	—	(13)
Charge au titre de la composante à prestations définies	15	5	2	22
Charge au titre de la composante à cotisations définies	10	—	—	10
<b>Charge nette</b>	<b>25</b>	<b>5</b>	<b>2</b>	<b>32</b>

### C. Situation des régimes

La situation des régimes de retraite à prestations définies et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi se présente comme suit :

<b>Exercice clos le 31 décembre 2020</b>	<b>Régimes agréés</b>	<b>Régimes complémentaires</b>	<b>Divers</b>	<b>Total</b>
Juste valeur des actifs des régimes	367	14	–	381
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies	(542)	(109)	(24)	(675)
<b>Situation de capitalisation – déficit</b>	<b>(175)</b>	<b>(95)</b>	<b>(24)</b>	<b>(294)</b>
Montants comptabilisés dans les états financiers consolidés :				
Charges à payer courantes	(5)	(5)	(2)	(12)
Autres passifs non courants	(170)	(90)	(22)	(282)
<b>Total des montants comptabilisés</b>	<b>(175)</b>	<b>(95)</b>	<b>(24)</b>	<b>(294)</b>
<hr/>				
<b>Exercice clos le 31 décembre 2019</b>	<b>Régimes agréés</b>	<b>Régimes complémentaires</b>	<b>Divers</b>	<b>Total</b>
Juste valeur des actifs des régimes	373	13	–	386
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies	(543)	(99)	(22)	(664)
<b>Situation de capitalisation – déficit</b>	<b>(170)</b>	<b>(86)</b>	<b>(22)</b>	<b>(278)</b>
Montants comptabilisés dans les états financiers consolidés :				
Charges à payer courantes	(3)	(5)	(2)	(10)
Autres passifs non courants	(167)	(81)	(20)	(268)
<b>Total des montants comptabilisés</b>	<b>(170)</b>	<b>(86)</b>	<b>(22)</b>	<b>(278)</b>

### D. Actifs des régimes

La juste valeur des actifs des régimes de retraite à prestations définies et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi se présente comme suit :

	<b>Régimes agréés</b>	<b>Régimes complémentaires</b>	<b>Divers</b>	<b>Total</b>
Au 31 décembre 2018	368	13	–	381
Intérêts sur les actifs des régimes	12	1	–	13
Rendement net des actifs des régimes	40	–	–	40
Cotisations	6	4	1	11
Prestations versées	(50)	(5)	(1)	(56)
Frais d'administration	(2)	–	–	(2)
Effet de la conversion sur les régimes américains	(1)	–	–	(1)
Au 31 décembre 2019	373	13	–	386
Intérêts sur les actifs des régimes	11	1	–	12
Rendement net des actifs des régimes	25	(1)	–	24
Cotisations	6	6	1	13
Prestations versées	(45)	(5)	(1)	(51)
Frais d'administration	(1)	–	–	(1)
Effet de la conversion sur les régimes américains	(2)	–	–	(2)
<b>Au 31 décembre 2020</b>	<b>367</b>	<b>14</b>	<b>–</b>	<b>381</b>

La juste valeur des actifs des régimes à prestations définies de la Société par catégorie principale se présente comme suit :

Exercice clos le 31 décembre 2020	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total
<b>Titres de capitaux propres</b>				
Canada	—	64	—	64
États-Unis	—	30	—	30
International	—	103	—	103
Privé	—	—	1	1
<b>Obligations</b>				
AAA	—	36	—	36
AA	—	67	—	67
A	—	34	—	34
BBB	1	22	—	23
Inférieur à BBB	—	4	—	4
Marché monétaire et trésorerie et équivalents de trésorerie	—	19	—	19
<b>Total</b>	<b>1</b>	<b>379</b>	<b>1</b>	<b>381</b>

Exercice clos le 31 décembre 2019	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total
<b>Titres de capitaux propres</b>				
Canada	—	66	—	66
États-Unis	—	28	—	28
International	—	102	—	102
Privé	—	—	1	1
<b>Obligations</b>				
AAA	—	40	—	40
AA	—	68	—	68
A	—	37	—	37
BBB	1	21	—	22
Inférieur à BBB	—	3	—	3
Marché monétaire et trésorerie et équivalents de trésorerie	—	19	—	19
<b>Total</b>	<b>1</b>	<b>384</b>	<b>1</b>	<b>386</b>

Les actifs des régimes ne comprenaient pas d'actions ordinaires de la Société au 31 décembre 2020 ni au 31 décembre 2019. La Société a imputé un montant de néant aux régimes agréés à l'égard de services d'administration rendus pendant l'exercice clos le 31 décembre 2020 (néant en 2019).

## E. Obligations au titre des prestations définies

La valeur actualisée des obligations au titre des régimes à prestations définies et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi se présente comme suit :

	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies au 31 décembre 2018	514	80	25	619
Coût des services rendus au cours de l'exercice	7	2	1	10
Coût financier	19	3	1	23
Prestations versées	(51)	(4)	(1)	(56)
Réduction	(3)	—	—	(3)
Gain actuariel découlant des hypothèses démographiques	—	—	(2)	(2)
Perte actuarielle découlant des hypothèses financières	57	9	2	68
Gain actuariel (perte actuarielle) découlant des ajustements liés aux résultats passés	2	9	(4)	7
Effet de la conversion sur les régimes américains	(2)	—	—	(2)
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies au 31 décembre 2019	543	99	22	664
Coût des services rendus au cours de l'exercice	5	2	1	8
Coût financier	16	3	1	20
Prestations versées	(45)	(5)	(1)	(51)
Réduction	(2)	—	—	(2)
Perte actuarielle découlant des hypothèses démographiques	—	—	—	—
(Gain actuariel) perte actuarielle découlant des hypothèses financières	43	10	2	55
(Gain actuariel) perte actuarielle découlant des ajustements liés aux résultats passés	(17)	—	—	(17)
Effet de la conversion sur les régimes américains	(1)	—	(1)	(2)
<b>Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies au 31 décembre 2020</b>	<b>542</b>	<b>109</b>	<b>24</b>	<b>675</b>

La durée moyenne pondérée de l'obligation au titre des prestations définies au 31 décembre 2020 est de 14,4 ans.

## F. Cotisations

Les cotisations de l'employeur prévues pour les régimes de retraite à prestations définies et les régimes d'avantages postérieurs à l'emploi pour 2021 s'établissent comme suit :

	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Cotisations de l'employeur prévues	5	5	2	12

## G. Hypothèses

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour évaluer les obligations au titre des prestations définies de la Société pour les régimes de retraite à prestations définies et les régimes d'avantages postérieurs à l'emploi sont comme suit :

(en %)	Au 31 décembre 2020			Au 31 décembre 2019		
	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers
<b>Obligations au titre des prestations définies</b>						
Taux d'actualisation	2,4	2,3	2,3	3,0	3,0	3,0
Taux de croissance de la rémunération	2,9	3,0	—	2,8	3,0	—
Taux tendanciel hypothétique des coûts des soins de santé						
Croissance des coûts des soins de santé <sup>1,3</sup>	—	—	6,8	—	—	7,0
Croissance des coûts des soins dentaires	—	—	4,0	—	—	4,0
<b>Coût des prestations pour l'exercice</b>						
Taux d'actualisation	3,0	3,0	3,0	3,9	3,8	3,9
Taux de croissance de la rémunération	2,9	3,0	—	2,5	3,0	—
Taux tendanciel hypothétique des coûts des soins de santé						
Croissance des coûts des soins de santé <sup>2,4</sup>	—	—	7,1	—	—	7,4
Croissance des coûts des soins dentaires	—	—	4,0	—	—	4,0

1) Prestations antérieures et postérieures à 65 ans en 2020 : Réduction graduelle à 4,5 % d'ici 2029, et maintien à ce niveau par la suite pour les régimes américains et réduction graduelle de 0,3 % par année pour atteindre 4,5 % en 2030 pour les régimes canadiens.

2) Prestations antérieures et postérieures à 65 ans en 2020 : Réduction graduelle à 4,5 % d'ici 2029, et maintien à ce niveau par la suite pour les régimes américains et réduction graduelle de 0,3 % par année pour atteindre 4,5 % en 2030 pour les régimes canadiens.

3) Prestations antérieures et postérieures à 65 ans en 2019 : Réduction graduelle à 4,5 % d'ici 2030, et maintien à ce niveau par la suite pour les régimes américains et réduction graduelle de 0,3 % par année pour atteindre 4,5 % en 2027 pour les régimes canadiens.

4) Prestations antérieures et postérieures à 65 ans en 2019 : Réduction graduelle à 4,5 % d'ici 2027, et maintien à ce niveau par la suite pour les régimes américains et réduction graduelle de 0,3 % par année pour atteindre 4,5 % en 2027 pour les régimes canadiens.

## H. Analyse de sensibilité

Le tableau suivant présente l'augmentation estimée des obligations au titre des prestations définies, montant net, en supposant que certains changements seraient apportés aux principales hypothèses :

Exercice clos le 31 décembre 2020	Régimes canadiens			Régimes américains	
	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Régime de retraite	Divers
Diminution de 1 % du taux d'actualisation	74	17	2	3	1
Hausse de 1 % des échelles salariales	5	—	—	4	1
Hausse de 1 % du taux tendanciel des coûts des soins de santé	—	—	2	—	—
Amélioration de 10 % des taux de mortalité	20	4	—	1	—



## 32. Partenariats

Au 31 décembre 2020, les partenariats comprenaient ce qui suit :

Entreprises communes	Secteur	Propriété (en %)	Description
Sheerness	Énergie thermique en Alberta	50	Centrale au bicarburant en Alberta, dont TA Cogen détient une participation de 50 %, exploitée par Heartland Generation Ltd., société membre du même groupe qu'Energy Capital Partners
Gazoduc Pioneer	Énergie thermique en Alberta	50	Gazoduc en Alberta exploité par TMI
Goldfields Power	Gaz – Australie	50	Centrale alimentée au gaz en Australie, exploitée par TransAlta
Fort Saskatchewan	Gaz – Amérique du Nord	60	Centrale de cogénération en Alberta, dont TA Cogen détient une participation de 60 %, exploitée par TransAlta
Gazoduc de Fortescue River	Gaz – Australie	43	Gazoduc en Australie-Occidentale exploité par DBP Development Group
McBride Lake	Énergie éolienne et énergie solaire	50	Centrale d'énergie éolienne en Alberta, exploitée par TransAlta
Soderglen	Énergie éolienne et énergie solaire	50	Centrale d'énergie éolienne en Alberta, exploitée par TransAlta
Pingston	Hydroélectricité	50	Centrale hydroélectrique en Colombie-Britannique, exploitée par TransAlta

Coentreprises	Secteur	Propriété (en %)	Description
Skookumchuck	Énergie éolienne et énergie solaire	49	Centrale d'énergie éolienne dans l'État de Washington, exploitée par Southern Power

## 33. Information liée aux flux de trésorerie

### A. Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
(Utilisation) source de la trésorerie :			
Créances clients	(79)	261	58
Charges payées d'avance	2	–	19
Impôts sur le résultat à recevoir	(4)	(6)	–
Stocks	6	(13)	(21)
Dettes fournisseurs, charges à payer et provisions	160	(130)	(97)
Impôts sur le résultat à payer	4	9	(3)
<b>Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation</b>	<b>89</b>	<b>121</b>	<b>(44)</b>

### B. Variation des passifs liés aux activités de financement

	Solde au 31 déc. 2019	Flux de trésorerie nets	Nouveaux contrats de location	Dividendes déclarés	Incidence du change	Divers	Solde au 31 déc. 2020
Dettes à long terme et obligations locatives	3 212	133	16	–	5	(5)	3 361
Titres échangeables	326	400	–	–	–	4	730
Dividendes à verser (sur actions ordinaires et privilégiées)	37	(86)	–	107	–	1	59
<b>Total des passifs liés aux activités de financement</b>	<b>3 575</b>	<b>447</b>	<b>16</b>	<b>107</b>	<b>5</b>	<b>–</b>	<b>4 150</b>

	Solde au 31 déc. 2018	Flux de trésorerie nets	Nouveaux contrats de location	Réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux	Dividendes déclarés	Incidence du change	Divers	Solde au 31 déc. 2019
Dettes à long terme et obligations locatives	3 267	(70)	133	(35)	—	(42)	(41)	3 212
Titres échangeables	—	350	—	—	—	—	(24)	326
Dividendes à verser (sur actions ordinaires et privilégiées)	58	(85)	—	—	64	—	—	37
<b>Total des passifs liés aux activités de financement</b>	<b>3 325</b>	<b>195</b>	<b>133</b>	<b>(35)</b>	<b>64</b>	<b>(42)</b>	<b>(65)</b>	<b>3 575</b>

## 34. Capital

Les composantes du capital de TransAlta sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux 31 décembre	2020	2019	Augmentation (diminution)
Dettes à long terme <sup>1</sup>	3 361	3 212	149
Titres échangeables	730	326	404
Capitaux propres			
Actions ordinaires	2 896	2 978	(82)
Actions privilégiées	942	942	—
Surplus d'apport	38	42	(4)
Déficit	(1 826)	(1 455)	(371)
Cumul des autres éléments du résultat global	302	454	(152)
Participations ne donnant pas le contrôle	1 084	1 101	(17)
Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie disponibles <sup>2</sup>	(703)	(411)	(292)
Moins : principal des liquidités soumises à restrictions des obligations de TransAlta OCP <sup>3</sup>	(11)	(10)	(1)
Moins : juste valeur positive des instruments de couverture de la dette à long terme <sup>4</sup>	(2)	(7)	5
<b>Total du capital</b>	<b>6 811</b>	<b>7 172</b>	<b>(361)</b>

1) Inclut les obligations locatives, les montants dus aux termes des facilités de crédit, les obligations liées à la masse fiscale et la tranche courante de la dette à long terme.

2) La Société inclut la trésorerie et les équivalents de trésorerie dont elle dispose à titre de réduction dans le calcul du capital, le capital étant géré en interne et évalué par la direction au moyen d'une position de dette nette. À cet égard, ces fonds peuvent être mis à la disposition de la Société et utilisés par celle-ci pour faciliter le remboursement de la dette.

3) La Société inclut le principal des liquidités soumises à restrictions des obligations de TransAlta OCP puisque ces liquidités sont soumises à restrictions spécifiquement pour rembourser la dette en cours.

4) La Société inclut la juste valeur des instruments de couverture économiques et désignés de la dette représentant un actif, ou un passif, à titre de réduction, ou d'augmentation, dans le calcul du principal, la valeur comptable de la dette connexe ayant augmenté, ou diminué, par suite d'une variation des taux de change.

La stratégie globale et les objectifs de gestion du capital de la Société se présentent comme suit :

### A. Maintenir un bilan solide

La Société exerce des activités liées aux produits de base qui sont capitalistiques et caractérisées par un long cycle. Par conséquent, le maintien d'un bilan solide constitue une priorité, car la Société peut avoir ainsi accès aux marchés financiers à des taux d'intérêt raisonnables.

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 ses résultats financiers et facilite son accès aux marchés financiers tout au long des cycles des produits de base et du crédit. La Société a obtenu une note de première qualité de DBRS (perspectives stables). 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. La Société tient à renforcer sa situation financière et ses ratios de couverture des flux de trésorerie. 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.

Les principales agences de notation évaluent la cote de crédit de TransAlta au moyen de diverses méthodes, notamment des ratios financiers. Les méthodes et les ratios utilisés par les agences de notation pour évaluer nos notes de solvabilité ne sont pas publiés. Nous avons élaboré notre propre définition des ratios et des objectifs pour nous aider à évaluer la solidité de notre situation financière. Ces mesures et ces ratios ne sont pas définis selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à ceux utilisés par d'autres entités ou par des agences de notation. Ces ratios sont présentés dans le tableau suivant :

Aux 31 décembre	2020	2019	Cible
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés (multiple)	4,2	4,5	4 à 5
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée (%)	18,3	19,0	20 à 25
Ratio de la dette nette ajustée sur le résultat avant intérêts, impôts et amortissement aux fins de comparaison ajusté (multiple)	3,9	3,9	3,0 à 3,5
Dette nette déconsolidée sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé (multiple)	4,6	4,2	2,5 à 3,0

Le **ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés** correspond aux fonds provenant des activités d'exploitation moins les indemnités reçues pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance, plus l'intérêt sur la dette, les titres échangeables et les obligations locatives (déduction faite des intérêts incorporés au coût de l'actif), divisés par les intérêts sur la dette, les titres échangeables et les obligations locatives (déduction faite des intérêts incorporés au coût de l'actif), plus 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées. Les actions privilégiées échangeables (se reporter à la note 25) sont considérées comme des capitaux propres assortis de paiements de dividendes à des fins de crédit. Les fonds provenant des activités d'exploitation correspondent aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement et sont ajustés en fonction de transactions et de montants qui, selon la direction, ne sont pas représentatifs des flux de trésorerie liés aux activités courantes. La Société vise à maintenir ce ratio à un multiple de quatre à cinq.

Le **ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée** correspond aux fonds provenant des activités d'exploitation moins les indemnités reçues pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance, moins 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées, divisés par la dette nette ajustée (dette courante et non courante plus les titres échangeables, plus 50 % des actions privilégiées en circulation, moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie disponibles moins le principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP et compte tenu de la juste valeur positive des instruments de couverture de la dette). Les actions privilégiées échangeables (se reporter à la note 25) sont considérées comme des capitaux propres assortis de paiements de dividendes à des fins de crédit. La Société vise à maintenir ce ratio à un pourcentage allant de 20 % à 25 %.

Le **ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ajusté** correspond à la dette nette ajustée, divisée par le BAIIA aux fins de comparaison ajusté. Le BAIIA aux fins de comparaison ajusté correspond au résultat avant intérêt, impôts et amortissement et est ajusté en fonction de transactions et de montants qui, selon la direction, ne sont pas représentatifs des activités commerciales courantes et des indemnités reçues pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance. Les actions privilégiées échangeables (se reporter à la note 25) sont considérées comme des capitaux propres assortis de paiements de dividendes à des fins de crédit. La Société vise à maintenir ce ratio à un multiple de 3,0 à 3,5.

Le **ratio de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé** correspond à la dette nette déconsolidée (la dette à long terme, les obligations locatives et les débentures échangeables, y compris la tranche courante et la juste valeur (positive) négative des instruments de couverture sur la dette, plus 50 % des actions privilégiées émises, moins la trésorerie et équivalents de trésorerie, moins le principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP, moins la dette à long terme et les obligations locatives de TransAlta Renewables, y compris la tranche courante, moins le financement donnant droit à des avantages fiscaux) divisée par le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé (le BAIIA aux fins de comparaison moins le BAIIA aux fins de comparaison de TransAlta Renewables moins le BAIIA aux fins de comparaison de TA Cogen plus les dividendes reçus de TransAlta Renewables plus les dividendes reçus de TA Cogen). Les actions privilégiées échangeables (se reporter à la note 25) sont considérées comme des capitaux propres assortis de paiements de dividendes à des fins de crédit. La Société vise à maintenir ce ratio à un multiple de 2,5 à 3,0.

À certains moments, les ratios de crédit pourraient se trouver à l'extérieur des fourchettes ciblées déterminées lorsque la Société met en œuvre sa stratégie de conversion au gaz et de croissance, mais nous restons concentrés sur le maintien d'un bilan solide.

La direction surveille régulièrement les prévisions en matière de résultat net, de flux de trésorerie et de dépenses d'investissement ainsi que le calendrier des remboursements de la dette dans le but d'atteindre les ratios cibles susmentionnés et de respecter les exigences en matière de dividendes et de dépenses en immobilisations corporelles.

## B. Assurer la disponibilité de fonds et d'emprunts suffisants pour financer les activités, verser les dividendes, effectuer des distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales, investir dans les immobilisations corporelles et réaliser des acquisitions

Pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019, les rentrées et sorties de fonds sont résumées comme suit. La Société gère les variations du fonds de roulement au moyen des liquidités existantes en vertu des facilités de crédit.

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	Augmentation (diminution)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	702	849	(147)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement	(89)	(121)	32
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	613	728	(115)
Dividendes versés sur actions ordinaires	(47)	(45)	(2)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(39)	(40)	1
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(97)	(106)	9
Dépenses en immobilisations corporelles	(486)	(417)	(69)
<b>Rentrées (sorties) de fonds</b>	<b>(56)</b>	<b>120</b>	<b>(176)</b>

TransAlta maintient des soldes de trésorerie et des facilités de crédit consenties suffisants pour financer les sorties de fonds nettes périodiques de l'exercice liées à ses activités. Au 31 décembre 2020, un montant de 1,5 milliard de dollars (1,3 milliard de dollars en 2019) au titre des facilités de crédit de la Société était entièrement disponible.

De temps à autre, TransAlta accède aux marchés financiers, au besoin, afin de financer certaines de ces sorties de fonds nettes et de maintenir ses liquidités disponibles ainsi que sa structure du capital et ses mesures de crédit dans les fourchettes visées.

## 35. Transactions entre parties liées

Le tableau ci-dessous donne des précisions sur les principales filiales opérationnelles de la Société au 31 décembre 2020 :

Filiale	Pays	Propriété (en %)	Activité principale
TransAlta Generation Partnership	Canada	100	Production et vente d'électricité
TransAlta Cogeneration L.P.	Canada	50,01	Production et vente d'électricité
TransAlta Centralia Generation LLC	États-Unis	100	Production et vente d'électricité
TransAlta Energy Marketing Corp.	Canada	100	Commercialisation de l'énergie
TransAlta Energy Marketing (U.S.), Inc.	États-Unis	100	Commercialisation de l'énergie
TransAlta Energy (Australia) Pty Ltd.	Australie	100	Production et vente d'électricité
TransAlta Renewables Inc.	Canada	60,1	Production et vente d'électricité
Entreprise associée ou coentreprise	Pays	Propriété (en %)	Activité principale
SP Skookumchuck Investment, LLC	États-Unis	49	Production et vente d'électricité
EMG International, LLC	États-Unis	30	Traitement des eaux usées et biogaz combustible pour produire de l'électricité

Les transactions entre la Société et ses filiales ont été éliminées à la consolidation et ne sont pas présentées. La Société a comptabilisé les entreprises associées et les coentreprises selon la méthode de la mise en équivalence.

## Transactions avec les principaux dirigeants

Les principaux dirigeants de TransAlta sont la présidente et chef de la direction, les membres de l'équipe de haute direction qui relèvent tous directement de la présidente et chef de la direction, et les membres du conseil. La rémunération des principaux dirigeants se présente comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Rémunération totale	27	30	17
Composée des éléments suivants :			
Avantages du personnel à court terme	12	13	11
Avantages postérieurs à l'emploi	2	2	2
Prestations de cessation d'emploi	—	2	—
Paiements fondés sur des actions	13	13	4

## 36. Engagements et éventualités

En plus des engagements présentés ailleurs dans les états financiers, la Société a conclu les engagements contractuels supplémentaires qui suivent, soit directement soit au moyen de ses participations dans des entreprises communes. Les paiements futurs approximatifs en vertu de ces contrats 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	4	2	2	1	1	26	36
Croissance	509	411	93	—	—	—	1 013
Projet de loi TransAlta Energy	6	6	6	—	—	—	18
<b>Total</b>	<b>780</b>	<b>718</b>	<b>369</b>	<b>225</b>	<b>206</b>	<b>1 435</b>	<b>3 733</b>

### A. Contrats de gaz naturel, contrats de livraison et autres contrats

La Société a des contrats d'achat et de livraison de gaz naturel à prix ou à volume fixes. En plus des engagements susmentionnés, à la clôture de la vente du gazoduc Pioneer, un contrat de 15 ans a été négocié pour la livraison de 275 TJ/jour de gaz naturel supplémentaire sur une base ferme d'ici 2023, ce qui portera le total des contrats de livraison fermes à 400 TJ/jour de gaz naturel d'ici 2023. Ce contrat remplacerait l'engagement actuel de la Société d'acheter 139 TJ/jour de gaz naturel provenant du gazoduc Pioneer sur une période de 15 ans, qui reste en place jusqu'à la clôture de la transaction. Les autres contrats ont trait aux engagements portant sur la prestation de biens et de services.

### B. Transport

La Société a conclu plusieurs contrats visant l'achat de capacité du réseau de transport dans le Nord-Ouest Pacifique. La Société s'engage à accepter les services aux tarifs en vigueur du fournisseur, qu'ils soient rendus immédiatement ou plus tard, après la construction de centrales additionnelles, à condition que certaines exigences en matière de prestation de services soient satisfaites.

### C. Contrats d'approvisionnement en charbon et contrats d'exploitation minière

Plusieurs contrats d'approvisionnement en charbon et contrats de transport ferroviaire connexes ont été conclus pour fournir du charbon à la centrale thermique de Centralia aux fins de production. Les contrats d'approvisionnement en charbon permettent à TransAlta de prendre livraison du charbon à des volumes fixes, à des dates allant jusqu'à 2025. En 2020, un nouveau contrat de transport ferroviaire a été conclu et les prix reflètent les conditions actuelles du marché. Par conséquent, les coûts de transport ferroviaire prévus pour la période de service ont augmenté.

Les engagements liés aux contrats d'exploitation minière comprennent la quote-part des engagements de la Société au titre des contrats d'exploitation minière liés à son entreprise commune avec Sheerness et certains autres accords de redevances minières. Certains de ces engagements ont été réduits en raison de la décision d'éliminer le charbon comme source de combustible à la centrale de Sheerness plus tôt que prévu, soit d'ici la fin de 2021.

#### D. Ententes de service à long terme

TransAlta a conclu diverses ententes de service principalement pour assurer les inspections, les réparations et l'entretien des installations alimentées au gaz naturel, des centrales alimentées au charbon et des turbines des diverses installations éoliennes.

#### E. Contrats de location simple

Ces contrats comprennent les engagements découlant des contrats de location simple non comptabilisés en vertu de l'IFRS 16 et les engagements découlant des contrats de location simple qui n'ont pas encore débuté, principalement liés aux bâtiments, aux véhicules et aux terrains.

Avant l'adoption de la norme IFRS 16, les charges liées aux contrats de location simple étaient comptabilisées dans le compte de résultat à mesure qu'elles étaient engagées. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, un montant de 8 millions de dollars a été passé en charges au titre des contrats de location simple. Les paiements de sous-location reçus en 2020 se sont établis à 2 millions de dollars (moins de 1 million de dollars en 2019 et en 2018). Aucun loyer conditionnel n'a été versé au titre des contrats de location simple.

#### F. Croissance

Les engagements liés à la croissance se rapportent aux projets suivants : la conversion au gaz et le rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance, le projet de centrale de cogénération de Kaybob, le projet Windrise, ainsi que les derniers coûts liés aux projets de parc éolien Big Level et Antrim. Se reporter à la note 4 pour en savoir plus sur ces projets.

#### G. Engagements liés au projet de loi TransAlta Energy

Dans le cadre du projet de loi TransAlta Energy promulgué dans l'État de Washington et du protocole d'entente qui a suivi, nous nous sommes engagés à fournir des fonds totalisant 55 millions de dollars américains sur la durée de vie résiduelle de la centrale alimentée au charbon 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 une tranche d'environ 41 millions de dollars américains de l'engagement, qui est comptabilisée dans les autres actifs dans les états de la situation financière consolidés.

#### H. Divers

Une importante partie de la production d'électricité et d'énergie thermique de la Société dépend des CAÉ et des contrats à long terme. La plupart de ces contrats comprennent des modalités et conditions jugées comme courantes dans le secteur dans lequel la Société exerce ses activités. La nature des engagements relatifs à ces contrats correspond à la capacité de production d'électricité et d'énergie thermique, à la disponibilité et aux cibles de production; à la fiabilité et autres mesures de performance propres à la centrale; aux paiements déterminés des livraisons pendant les périodes de pointe et les périodes creuses; aux prix par MWh; à la part du risque à assumer à l'égard des coûts du combustible; et au risque lié à la consommation spécifique de chaleur.

#### I. Éventualités

TransAlta est à l'occasion partie à diverses réclamations, poursuites judiciaires et procédures réglementaires dans le cours normal des affaires. TransAlta examine chacune de ces réclamations, notamment leur nature, le montant en jeu et l'existence de protections d'assurance pertinentes. Rien ne garantit que les réclamations auront une issue favorable pour la Société ou qu'elles n'auront pas une incidence négative importante sur TransAlta. Dans le cours normal des affaires, des organismes de réglementation peuvent également présenter des demandes de renseignements, auxquelles la Société donnera suite comme il se doit.

### I. 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.

### II. 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.

### III. 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.

### IV. Cas 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.

### V. 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.

### VI. 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

requête 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.

#### VII. 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 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*. Se reporter aux notes 2 A) et 2 F) IV) pour une description des méthodes comptables relatives à ces crédits. Le litige est fondé sur la clause du CAÉ des centrales hydroélectriques visant la propriété des crédits de rendement en matière d'émissions 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 crédits de rendement en matière d'émissions 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.

#### VIII. 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 revenue 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.

## 37. Informations sectorielles

### A. Description des secteurs à présenter

La Société comporte huit secteurs à présenter qui sont décrits à la note 1.

Le tableau qui suit présente distinctement les résultats sectoriels selon la structure des secteurs établie par la direction pour prendre des décisions opérationnelles et évaluer le rendement. À des fins de présentation de l'information financière interne, l'information sur le résultat du placement de la Société dans Skookumchuck a été présentée dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire au prorata. L'information au prorata reflète la quote-part de la Société de chacun des éléments du compte de résultat de Skookumchuck, poste par poste. L'information financière au prorata n'est pas présentée et n'est pas destinée à être présentée conformément aux IFRS. Selon les IFRS, le placement dans Skookumchuck a été comptabilisé comme une coentreprise selon la méthode de la mise en équivalence. Le tableau ci-après présente également le rapprochement entre le total des résultats sectoriels et le compte de résultat présenté selon les IFRS.



## B. Résultat sectoriel et actifs sectoriels présentés

### I. Information sur le résultat

Exercice clos le 31 déc. 2020	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire <sup>1</sup>	Gaz – Amérique du Nord <sup>2</sup>	Gaz – Australie	Énergie thermique en Alberta <sup>3</sup>	Centralia <sup>3</sup>	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence <sup>1</sup>	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	152	332	217	158	619	497	122	7	2 104	(3)	2 101
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	8	25	66	10	573	279	–	7	968	–	968
<b>Marge brute</b>	<b>144</b>	<b>307</b>	<b>151</b>	<b>148</b>	<b>46</b>	<b>218</b>	<b>122</b>	<b>–</b>	<b>1 136</b>	<b>(3)</b>	<b>1 133</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	37	53	49	32	131	60	30	80	472	–	472
Amortissement	28	136	46	43	270	105	2	25	655	(1)	654
Dépréciation d'actifs	2	–	–	–	75	7	–	–	84	–	84
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	8	2	–	15	5	–	1	33	–	33
Autres résultats d'exploitation, montant net	–	–	–	–	(11)	–	–	–	(11)	–	(11)
<b>Résultats d'exploitation</b>	<b>75</b>	<b>110</b>	<b>54</b>	<b>73</b>	<b>(434)</b>	<b>41</b>	<b>90</b>	<b>(106)</b>	<b>(97)</b>	<b>(2)</b>	<b>(99)</b>
Quote-part du résultat de placements dans les entreprises associées comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence <sup>1</sup>	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1	1
Produits tirés des contrats de location-financement	–	–	5	2	–	–	–	–	7	–	7
Charge d'intérêts nette	–	–	–	–	–	–	–	–	(239)	1	(238)
Perte de change	–	–	–	–	–	–	–	–	17	–	17
Profit à la vente d'actifs et autres	–	–	–	–	–	–	–	–	9	–	9
<b>Résultat avant impôts sur le résultat</b>									<b>(303)</b>	<b>–</b>	<b>(303)</b>

1) Le placement dans Skookumchuck a été inclus au prorata dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire.

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. Se reporter à la note 4 K) pour plus de détails.

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.

Exercice clos le 31 déc. 2019	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz - Amérique du Nord <sup>1</sup>	Gaz - Australie	Énergie thermique en Alberta <sup>2</sup>	Centralia <sup>2</sup>	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	156	312	209	160	816	571	129	(6)	2 347
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	7	16	74	9	570	416	—	(6)	1 086
Marge brute	149	296	135	151	246	155	129	—	1 261
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	36	50	44	37	138	67	30	73	475
Amortissement	32	124	41	48	233	83	2	27	590
Dépréciation d'actifs (reprises)	2	—	—	—	15	(10)	—	18	25
Profit à la résiliation du contrat de droits relatifs aux mines de charbon de l'unité 3 de Keephills (note 4 R))	—	—	—	—	(88)	—	—	—	(88)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	8	1	—	13	3	—	1	29
Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance (note 9)	—	—	—	—	(56)	—	—	—	(56)
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	(10)	(1)	—	(40)	—	—	2	(49)
Résultats d'exploitation	76	124	50	66	31	12	97	(121)	335
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	6	—	—	—	—	—	6
Charge d'intérêts nette	—	—	—	—	—	—	—	—	(179)
Perte de change	—	—	—	—	—	—	—	—	(15)
Profit à la vente d'actifs et autres	—	—	—	—	—	—	—	—	46
Résultat avant impôts sur le résultat	—	—	—	—	—	—	—	—	193

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. Se reporter à la note 4 K) pour plus de détails.

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.

Exercice clos le 31 déc. 2018	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz - Amérique du Nord <sup>1</sup>	Gaz - Australie	Énergie thermique en Alberta <sup>2</sup>	Centralia <sup>2</sup>	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	156	282	232	165	912	442	67	(7)	2 249
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	6	17	96	8	666	314	—	(7)	1 100
Marge brute	150	265	136	157	246	128	67	—	1 149
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	38	50	48	37	171	61	24	86	515
Amortissement	30	110	43	49	241	74	2	25	574
Dépréciation d'actifs	—	12	—	—	38	—	—	23	73
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	8	1	—	13	5	—	1	31
Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance (note 9)	—	—	—	—	(157)	—	—	—	(157)
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	(6)	—	—	(41)	—	—	—	(47)
Résultats d'exploitation	79	91	44	71	(19)	(12)	41	(135)	160
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	8	—	—	—	—	—	8
Charge d'intérêts nette	—	—	—	—	—	—	—	—	(250)
Perte de change	—	—	—	—	—	—	—	—	(15)
Profit à la vente d'actifs	—	—	—	—	—	—	—	—	1
Résultat avant impôts sur le résultat	—	—	—	—	—	—	—	—	(96)

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. Se reporter à la note 4 K) pour plus de détails.

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.

## II. Principales informations des états de la situation financière consolidés

Au 31 décembre 2020	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz – Amérique du Nord <sup>2</sup>	Gaz – Australie	Énergie thermique en Alberta <sup>1</sup>	Centralia <sup>1</sup>	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Immobilisations corporelles	467	2 005	382	421	2 271	260	–	16	5 822
Actifs au titre de droits d'utilisation	6	55	1	4	53	–	–	22	141
Immobilisations incorporelles	4	159	32	34	31	5	7	41	313
Goodwill	258	175	–	–	–	–	30	–	463

Au 31 décembre 2019	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz – Amérique du Nord <sup>2</sup>	Gaz – Australie	Énergie thermique en Alberta <sup>1</sup>	Centralia <sup>1</sup>	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Immobilisations corporelles	469	1 947	392	489	2 540	352	1	17	6 207
Actifs au titre de droits d'utilisation	6	56	–	4	68	–	–	12	146
Immobilisations incorporelles	5	173	2	37	41	6	9	45	318
Goodwill	258	176	–	–	–	–	30	–	464

1) 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.

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. Se reporter à la note 4 K) pour plus de détails.

## III. Principales informations des tableaux des flux de trésorerie consolidés

Les ajouts aux actifs non courants se détaillent comme suit :

Exercice clos le 31 déc. 2020	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz – Amérique du Nord <sup>2</sup>	Gaz – Australie	Énergie thermique en Alberta <sup>1</sup>	Centralia <sup>1</sup>	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Ajouts d'actifs non courants :									
Immobilisations corporelles	22	174	39	10	200	28	–	13	486
Immobilisations incorporelles	–	–	–	–	1	–	–	13	14

Exercice clos le 31 déc. 2019	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz – Amérique du Nord <sup>2</sup>	Gaz – Australie	Énergie thermique en Alberta <sup>1</sup>	Centralia <sup>1</sup>	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Ajouts d'actifs non courants :									
Immobilisations corporelles	23	229	36	6	114	8	–	1	417
Immobilisations incorporelles	–	–	–	–	2	–	–	12	14

Exercice clos le 31 déc. 2018	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz – Amérique du Nord <sup>2</sup>	Gaz – Australie	Énergie thermique en Alberta <sup>1</sup>	Centralia <sup>1</sup>	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Ajouts d'actifs non courants :									
Immobilisations corporelles	16	117	21	6	101	14	–	2	277
Immobilisations incorporelles	–	–	–	–	3	–	–	17	20

1) 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.

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. Se reporter à la note 4 K) pour plus de détails.

## IV. Amortissement selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés

Le rapprochement entre l'amortissement selon les comptes de résultat consolidés et celui selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés est présenté dans le tableau qui suit :

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Amortissement selon les comptes de résultat consolidés	654	590	574
Amortissement compris dans le poste Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité (note 6)	144	119	136
<b>Amortissement selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés</b>	<b>798</b>	<b>709</b>	<b>710</b>

## C. Information géographique

### I. Produits des activités ordinaires

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Canada	1 227	1 460	1 573
États-Unis	716	727	511
Australie	158	160	165
<b>Total des produits des activités ordinaires</b>	<b>2 101</b>	<b>2 347</b>	<b>2 249</b>

### II. Actifs non courants

	Immobilisations corporelles		Actifs au titre de droits d'utilisation		Immobilisations incorporelles		Autres actifs		Goodwill	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
<b>Aux 31 décembre</b>										
Canada	4 661	4 854	107	109	185	213	74	75	418	418
États-Unis	737	863	30	33	94	68	61	47	45	46
Australie	424	490	4	4	34	37	71	76	—	—
<b>Total</b>	<b>5 822</b>	<b>6 207</b>	<b>141</b>	<b>146</b>	<b>313</b>	<b>318</b>	<b>206</b>	<b>198</b>	<b>463</b>	<b>464</b>

### D. Client important

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, aucune vente à un seul et même client n'a représenté plus de 10 % du total des produits des activités ordinaires de la Société (les ventes à un seul et même client des secteurs Énergie thermique en Alberta et Hydroélectricité ont représenté 11 % du total des produits des activités ordinaires en 2019).

## Annexe 1

(non audité)

L'information présentée ci-dessous est présentée comme «non auditée» pour préciser qu'elle n'est pas visée par l'opinion d'audit du cabinet d'experts-comptables indépendant inscrit qui a réalisé l'audit des états financiers consolidés et qui a rédigé un rapport à cet égard.

### Aux états financiers de TransAlta Corporation

#### RATIO DE COUVERTURE PAR LE RÉSULTAT

Le ratio financier suivant est calculé pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 :

#### Couverture par le résultat de la dette à long terme à l'appui du prospectus préalable de la Société

(0,46) fois

*Le ratio de couverture par le résultat de la dette à long terme, sur la base du résultat net, correspond au résultat net avant la charge d'intérêts et les impôts sur le résultat, divisé par la charge d'intérêts, compte tenu des intérêts incorporés au coût de l'actif.*

# Résumé des données financières et statistiques sur onze ans

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
<b>Résumé des données financières</b>			
<b>COMPTES DE RÉSULTAT</b>			
Produits des activités ordinaires	2 101	2 347	2 249
Résultats d'exploitation	(99)	335	160
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(336)	52	(248)
<b>ÉTATS DE LA SITUATION FINANCIÈRE</b>			
Total de l'actif	9 747	9 508	9 428
Tranche courante de la dette à long terme, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(598)	102	59
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement	3 256	2 699	3 119
Participations ne donnant pas le contrôle	1 084	1 101	1 137
Actions privilégiées	942	942	942
Capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires <sup>1</sup>	1 410	2 019	2 055
Juste valeur (positive) négative des instruments de couverture sur la dette <sup>1</sup>	(2)	(7)	(10)
Total du capital <sup>2</sup>	6 811	7 172	7 275
<b>FLUX DE TRÉSORERIE</b>			
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	702	849	820
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(687)	(512)	(394)
<b>INFORMATIONS SUR LES ACTIONS ORDINAIRES (par action)</b>			
Résultat net	(1,22)	0,18	(0,86)
Résultat aux fins de comparaison <sup>1</sup>	s. o.	s. o.	s. o.
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	0,22	0,12	0,20
Valeur comptable par action ordinaire (à la fin de l'exercice) <sup>1</sup>	5,13	7,14	7,16
Cours :			
Haut	11,23	10,14	7,90
Bas	5,32	5,50	5,44
Clôture (Bourse de Toronto aux 31 décembre)	9,67	9,28	5,59
<b>RATIOS (en pourcentage, sauf indication contraire)</b>			
Dette nette ajustée sur le total du capital <sup>1</sup>	53,5	49,9	49,7
Dette nette ajustée sur le total du capital, exclusion faite de la dette sans recours <sup>1</sup>	36,7	40,7	39,4
Dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ajusté <sup>1,3,4</sup> (multiple)	3,9	3,9	3,6
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires <sup>1</sup>	(30,3)	3,3	(15,8)
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison <sup>1</sup>	s. o.	s. o.	s. o.
Rendement du capital investi <sup>1</sup>	(1,7)	4,3	0,7
Rendement du capital investi aux fins de comparaison <sup>1</sup>	s. o.	s. o.	s. o.
Couverture par le résultat <sup>1</sup> (multiple)	(0,5)	1,5	0,2
Ratio de distribution fondé sur les fonds provenant des activités d'exploitation <sup>1,4</sup>	7,0	6,6	6,1
BAIIA aux fins de comparaison <sup>1,3,4</sup> (en millions de dollars canadiens)	927	984	1 123
Couverture des dividendes <sup>1,4</sup> (multiple)	15,6	18,6	18,3
Rendement des actions <sup>1</sup>	1,7	1,7	2,9
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée <sup>1,4</sup>	18,3	19,0	20,8
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés <sup>1,4</sup> (multiple)	4,2	4,5	4,8
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires pour l'exercice (en millions)	275	283	287
Actions ordinaires en circulation aux 31 décembre (en millions)	270	277	285
<b>RÉSUMÉ DES DONNÉES STATISTIQUES</b>			
Nombre d'employés	1 476	1 543	1 883
Capacité installée brute (MW) <sup>5</sup>			
Énergie thermique en Alberta et Centralia	4 206	4 569	4 571
Gaz (Canada et Australie) <sup>6</sup>	1 424	1 395	1 395
Énergies renouvelables (énergies éolienne, solaire et hydroélectrique)	2 498	2 421	2 308
Placements en titres de capitaux propres	137	—	—
Capacité de production totale	8 265	8 385	8 273
Production totale (GWh)	24 980	29 071	28 409

Les données financières sont présentées selon les IFRS. Les chiffres des exercices antérieurs figurant dans le rapport de gestion ont été retraités pour les rendre conformes à la présentation adoptée pour l'exercice considéré. Tous les autres chiffres des exercices antérieurs n'ont pas été retraités.

1) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Les périodes pour lesquelles les mesures non conformes aux IFRS n'étaient pas déjà présentées n'ont pas fait l'objet de calculs. Après 2016, les mesures de résultat aux fins de comparaison ne font plus l'objet de calculs ni de rapports.

2) Le total du capital pour 2014 à 2010 a été révisé en fonction de la méthode de calcul de 2015.

2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010
2 307	2 397	2 267	2 623	2 292	2 210	2 618	2 673
138	478	148	442	195	(214)	645	487
(190)	117	(24)	141	(71)	(615)	290	255
10 304	10 996	10 947	9 833	9 624	9 503	9 780	9 635
433	334	33	708	175	582	284	202
2 960	3 722	4 408	3 305	4 130	3 610	3 721	3 823
1 059	1 152	1 029	594	517	330	358	431
942	942	942	942	781	—	—	—
2 384	2 569	2 419	2 342	2 125	3 018	3 274	3 120
(30)	(163)	(190)	(96)	(16)	50	32	41
7 748	8 556	8 641	7 795	7 712	7 590	7 669	7 617
626	744	432	796	765	520	690	838
87	(327)	(573)	(292)	(703)	(1 048)	(608)	(765)
(0,66)	0,41	(0,09)	0,52	(0,27)	(2,62)	1,31	1,16
s. o.	0,13	(0,17)	0,25	0,31	0,50	1,05	0,97
0,16	0,30	0,72	0,83	1,16	1,16	1,16	1,16
8,28	8,92	8,52	8,52	7,92	8,78	12,08	12,85
8,50	7,54	12,34	14,94	16,86	21,37	23,24	23,98
6,88	3,76	4,13	9,81	12,91	14,11	19,45	19,61
7,45	7,43	4,91	10,52	13,48	15,12	21,02	21,15
49,5	51,0	54,6	56,3	60,7	61,0	52,5	53,1
41,8	44,2	50,2	54,1	58,7	59,0	60,0	50,7
3,6	3,8	5,4	4,2	4,6	4,6	3,8	—
(10,0)	5,4	(1,2)	6,3	(3,2)	(25,9)	10,6	9,6
s. o.	1,7	(2,3)	3,0	3,7	4,9	8,4	8,0
2,1	5,3	4,6	5,8	2,8	(3,1)	8,3	6,6
s. o.	4,4	3,0	5,1	5,2	5,3	7,0	6,0
0,6	1,7	1,5	1,7	0,8	(1,0)	2,7	2,2
4,3	8,1	30,0	26,4	43,1	25,1	24,0	40,0
1 062	1 144	867	1 036	1 023	1 015	1 044	955
14,1	11,1	3,3	5,7	6,3	4,7	3,5	4,0
2,1	4,0	14,7	7,9	8,6	7,7	5,5	5,5
20,4	16,3	14,3	16,9	15,2	16,7	20,1	19,6
4,3	3,9	3,7	3,8	3,7	3,3	4,4	4,6
288	288	280	273	264	235	222	219
288	288	284	275	268	255	224	220
2 228	2 341	2 380	2 786	2 772	2 084	2 235	2 389
5 131	5 131	5 126	5 111	5 111	4 551	4 325	4 688
1 403	1 482	1 405	1 531	1 779	1 731	1 567	1 648
2 289	2 334	2 350	2 204	2 202	2 058	1 974	1 950
—	—	—	—	396	390	390	390
8 823	8 947	8 881	8 846	9 488	8 730	8 256	8 676
36 900	38 157	40 673	45 002	42 482	38 750	41 012	48 614

3) En 2019 et subséquemment, le BAIIA aux fins de comparaison a été ajusté pour exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les montants des exercices 2018 et 2017 ont été révisés.

4) Les montants des exercices 2016 et 2015 ont été révisés en raison d'autres révisions apportées au BAIIA ou aux mesures des fonds provenant des activités d'exploitation du rapport de gestion.

5) La capacité installée brute de 2012 à 2020 correspond à la capacité sur laquelle sont fondés les résultats sous-jacents. Les chiffres des exercices antérieurs n'ont pas été retraités.

6) Comprend les créances au titre des contrats de location-financement.

## Formules des ratios

**Dettes nettes ajustées sur le total du capital** = dette à long terme et obligations locatives, y compris la partie courante + titres échangeables - 100 % des actions privilégiées échangeables + la juste valeur (positive) négative des instruments de couverture sur la dette + 50 % des actions privilégiées émises et des actions privilégiées échangeables - trésorerie et équivalents de trésorerie - principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP / dette à long terme et obligations locatives, y compris la tranche courante + titres échangeables + juste valeur (positive) négative des instruments de couverture sur la dette + participations ne donnant pas le contrôle + capitaux propres attribuables aux actionnaires - trésorerie et équivalents de trésorerie - principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP

**Dettes nettes ajustées sur le BAIIA aux fins de comparaison ajusté** = dette à long terme et obligations locatives, y compris la partie courante + titres échangeables - 100 % des actions privilégiées échangeables + la juste valeur (positive) négative des instruments de couverture sur la dette + 50 % des actions privilégiées émises et des actions privilégiées échangeables - trésorerie et équivalents de trésorerie - principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP / BAIIA aux fins de comparaison - indemnités de résiliation de CAÉ

**Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires** = résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, exclusion faite du profit lié aux activités abandonnées ou du résultat aux fins de comparaison / des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires, exclusion faite du cumul des autres éléments du résultat global

**Rendement du capital investi** = résultat avant impôts sur le résultat + charge d'intérêts nette - résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle / total du capital - cumul des autres éléments du résultat global

**Couverture par le résultat** = résultat net attribuable aux actionnaires + impôts sur le résultat + charge d'intérêts nette / 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées + intérêts sur la dette - produits d'intérêts

**Ratio de distribution** = dividendes déclarés sur actions ordinaires / fonds provenant des activités d'exploitation - 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées

**Ratio de couverture des dividendes** = fonds provenant des activités d'exploitation - dividendes sur actions privilégiées versés en espèces + variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation / dividendes sur actions ordinaires versés en espèces

**Rendement des actions** = dividendes versés par action ordinaire / cours de clôture de l'exercice

**Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée** = fonds provenant des activités d'exploitation - indemnités de résiliation de CAÉ + 100 % des intérêts versés sur actions privilégiées échangeables - 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées et actions privilégiées échangeables / dette à long terme et obligations locatives, y compris la partie courante + titres échangeables - 100 % des actions privilégiées échangeables + la juste valeur (positive) négative des instruments de couverture sur la dette + 50 % des actions privilégiées émises et des actions privilégiées échangeables - trésorerie et équivalents de trésorerie - principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP

**Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés avant intérêts sur les intérêts ajustés** = fonds provenant des activités d'exploitation - indemnités de résiliation de CAÉ + intérêts sur la dette, titres échangeables et obligations locatives - produits d'intérêts - intérêts incorporés au coût de l'actif / intérêts sur la dette, titres échangeables (exclusion faite de l'intérêt sur les actions privilégiées échangeables) et obligations locatives - produits d'intérêts + 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées et actions privilégiées échangeables



# Tableau récapitulatif des centrales

Au 31 décembre 2020	Installation	Capacité installée (MW) <sup>1</sup>	Propriété (%)	Capacité détenue (MW) <sup>1,2</sup>	Région	Source de produits	Date d'expiration du contrat
Énergie thermique 10 installations	Sundance, AB	1 213	100 %	1 213	Ouest du Canada	Capacité marchande CAÉ de l'Alberta <sup>3</sup> / capacité marchande <sup>2</sup>	—
	Keephills, AB	790	100 %	790	Ouest du Canada	Capacité marchande	2020
	Unité 3 de Keephills, AB	463	100 %	463	Ouest du Canada	Capacité marchande CAÉ de l'Alberta / capacité marchande <sup>6</sup>	—
	Sheerness, AB	800	25 %	200	Ouest du Canada	Capacité marchande	2020
	Centralia, WA	1 340	100 %	1 340	États-Unis	CLT <sup>7</sup> / capacité marchande	2020-2025 <sup>8</sup>
<b>Total Énergie thermique</b>		<b>4 606</b>		<b>4 006</b>			
Gaz 12 installations	Poplar Creek, AB <sup>9</sup>	230	100 %	230	Ouest du Canada	CLT	2030
	Fort Saskatchewan, AB	118	30 %	35	Ouest du Canada	CLT	2029
	Sarnia, ON*	499	100 %	499	Est du Canada	CLT	2022-2025
	Ottawa, ON	74	50 %	37	Est du Canada	CLT / capacité marchande	2020-2033
	Windsor, ON	72	50 %	36	Est du Canada	CLT / capacité marchande	2031
	Ada, MI <sup>4</sup>	29	100 %	29	États-Unis	CLT	2026
	Parkeston, WA <sup>*11</sup>	110	50 %	55	Australie	CLT	2026
	Southern Cross, WA <sup>*10,11</sup>	245	100 %	245	Australie	CLT	2038
South Hedland, WA <sup>*11</sup>	150	100 %	150	Australie	CLT	2042	
<b>Total Gaz</b>		<b>1 527</b>		<b>1 316</b>			
Énergie éolienne et stockage à batteries 25 installations	Unité 1 de Summerview, AB*	68	100 %	68	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Unité 2 de Summerview, AB*	66	100 %	66	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Ardenville, AB*	69	100 %	69	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Blue Trail et Macleod Flats, AB*	69	100 %	69	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Castle River, AB <sup>*12</sup>	44	100 %	44	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	McBride Lake, AB*	75	50 %	38	Ouest du Canada	CLT	2024
	Soderglen, AB*	71	50 %	35	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Cowley North, AB*	20	100 %	20	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Sinnott, AB*	7	100 %	7	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Stockage à batteries WindCharger, AB*	10	100 %	10	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Melancthon, ON <sup>*13</sup>	200	100 %	200	Est du Canada	CLT	2026-2028
	Wolfe Island, ON*	198	100 %	198	Est du Canada	CLT	2029
	Kent Breeze, ON*	20	100 %	20	Est du Canada	CLT	2031
	Kent Hills, NB <sup>*14</sup>	167	83 %	139	Est du Canada	CLT	2035
	Le Nordais, QC*	98	100 %	98	Est du Canada	CLT	2033
	New Richmond, QC*	68	100 %	68	Est du Canada	CLT	2033
	Wyoming Wind, WY*	140	100 %	140	États-Unis	CLT	2028
Lakeswind, MN*	50	100 %	50	États-Unis	CLT	2034	
Big Level, PA*	90	100 %	90	États-Unis	CLT	2034	
Antrim, NH*	29	100 %	29	États-Unis	CLT	2039	
Skookumchuck, WA <sup>4</sup>	137	49 %	67	États-Unis	CLT	2040	
<b>Total Énergie éolienne</b>		<b>1 694</b>		<b>1 523</b>			
Énergie solaire 1 installation	Mass Solar, MA <sup>*15</sup>	21	100 %	21	États-Unis	CLT	2032-2035
<b>Total Énergie solaire</b>		<b>21</b>		<b>21</b>			
Énergie hydroélectrique 27 installations	Brazeau, AB	355	100 %	355	Ouest du Canada	CAÉ de l'Alberta	2020
	Bighorn, AB	120	100 %	120	Ouest du Canada	CAÉ de l'Alberta	2020
	Spray, AB	112	100 %	112	Ouest du Canada	CAÉ de l'Alberta	2020
	Ghost, AB	54	100 %	54	Ouest du Canada	CAÉ de l'Alberta	2020
	Rundle, AB	50	100 %	50	Ouest du Canada	CAÉ de l'Alberta	2020
	Cascade, AB	36	100 %	36	Ouest du Canada	CAÉ de l'Alberta	2020
	Kananaskis, AB	19	100 %	19	Ouest du Canada	CAÉ de l'Alberta	2020
	Bearspaw, AB	17	100 %	17	Ouest du Canada	CAÉ de l'Alberta	2020
	Pocaterra, AB	15	100 %	15	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Horseshoe, AB	14	100 %	14	Ouest du Canada	CAÉ de l'Alberta	2020
	Barrier, AB	13	100 %	13	Ouest du Canada	CAÉ de l'Alberta	2020
	Taylor, AB*	13	100 %	13	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Interlakes, AB	5	100 %	5	Ouest du Canada	CAÉ de l'Alberta	2020
	Belly River, AB*	3	100 %	3	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Three Sisters, AB	3	100 %	3	Ouest du Canada	CAÉ de l'Alberta	2020
	Waterton, AB*	3	100 %	3	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	St. Mary, AB*	2	100 %	2	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Upper Mamquam, BC*	25	100 %	25	Ouest du Canada	CLT	2025
	Pingston, BC*	45	50 %	23	Ouest du Canada	CLT	2023
	Bone Creek, BC*	19	100 %	19	Ouest du Canada	CLT	2031
	Akolkolex, BC <sup>8*</sup>	10	100 %	10	Ouest du Canada	CLT	2045
	Ragged Chute, ON*	7	100 %	7	Est du Canada	CLT	2029
	Misema, ON*	3	100 %	3	Est du Canada	CLT	2027
Galetta, ON*	2	100 %	2	Est du Canada	CLT	2030	
Appleton, ON*	1	100 %	1	Est du Canada	CLT	2030	
Moose Rapids, ON*	1	100 %	1	Est du Canada	CLT	2030	
Skookumchuck, WA	1	100 %	1	États-Unis	CLT	2020	
<b>Total Énergie hydroélectrique</b>		<b>948</b>		<b>926</b>			
<b>Total</b>		<b>8 796</b>		<b>7 791</b>			

\* Installation de TransAlta Renewables Inc.

1) Les mégawatts sont arrondis au nombre entier le plus près; par conséquent, la somme des colonnes peut ne pas correspondre aux totaux indiqués.

2) Tient compte de la totalité des actifs de TransAlta Renewables. Au 31 décembre 2020, TransAlta détenait environ 60 % des actions en circulation de TransAlta Renewables.

3) CAÉ désigne un contrat d'achat d'électricité. Les CAÉ en Alberta sont arrivés à échéance le 31 décembre 2020. Au 1<sup>er</sup> janvier 2021, les installations tiraient leurs produits de la capacité marchande.

4) L'installation a été vendue à TransAlta Renewables le 1<sup>er</sup> janvier 2021.

5) La capacité marchande comprend un accroissement de la capacité nominale de 12 MW aux unités 1 et 2, dont l'exploitation a débuté au deuxième trimestre de 2012.

6) La capacité marchande comprend un accroissement de la capacité nominale de 10 MW achevé au premier trimestre de 2016.

7) CLT désigne un contrat à long terme.

8) Le contrat est en vigueur jusqu'en 2025. Toutefois, l'unité 1 de la centrale de Centralia a été mise hors service le 31 décembre 2020 et la capacité a diminué pour se fixer à 670 MW le 1<sup>er</sup> janvier 2021.

9) La centrale de Poplar Creek est exploitée par Suncor et la propriété de l'installation sera transférée à Suncor en 2030.

10) Comprend quatre installations.

11) Gaz/diesel.

12) Comprend sept turbines individuelles à d'autres emplacements.

13) Comprend deux installations.

14) Comprend trois installations.

15) Comprend quatre installations au sol et quatre installations en toiture.

# Indicateurs de performance du développement durable

## Statistiques de la Société

Systèmes de gestion de l'environnement et de gestion de la santé et de la sécurité	2020	2019	2018
Installations avec systèmes de gestion certifiés ISO 14001 et/ou OHSAS 18001 (en pourcentage) <sup>1</sup>	97	97	97
Audits de systèmes de gestion <sup>2</sup>	8	12	17
Performance environnementale <sup>3</sup>	2020	2019	2018
<b>Utilisation de ressources ou d'énergie<sup>4</sup></b>			
Combustion du charbon (tonnes)	6 637 000	9 092 000	10 001 000
Combustion de gaz naturel (GJ)	83 046 000	77 007 000	62 355 000
Combustion de diesel (L)	6 954 000	10 179 000	9 553 000
Consommation d'essence : véhicules (L)	935 000	1 099 000	1 408 000
Consommation de diesel : véhicules (L)	10 976 000	21 531 000	38 361 000
Consommation de propane : véhicules (L)	5 000	96 000	75 000
Électricité : exploitation des bâtiments (MWh)	188 000	226 000	273 000
Gaz naturel : exploitation des bâtiments (GJ)	48 000	52 000	71 000
Propane : exploitation des bâtiments (L)	190 000	177 000	170 000
Kérosène : exploitation des bâtiments (L)	48 000	84 000	116 000
<b>Total de l'utilisation de ressources ou d'énergie (GJ)<sup>5</sup></b>	<b>279 027 000</b>	<b>345 609 000</b>	<b>358 435 000</b>
<b>Émissions de gaz à effet de serre<sup>6</sup></b>			
Dioxyde de carbone (tonnes éq. CO <sub>2</sub> ) ✓	16 264 000	20 436 000	20 596 000
Méthane (tonnes éq. CO <sub>2</sub> ) ✓	36 000	51 000	69 000
Oxyde d'azote (tonnes éq. CO <sub>2</sub> ) ✓	80 000	111 000	115 000
Hexafluorure de soufre (tonnes éq. CO <sub>2</sub> )	110	2 000	10
<b>Total des émissions de gaz à effet de serre<sup>7</sup> (tonnes éq. CO<sub>2</sub>) ✓</b>	<b>16 380 000</b>	<b>20 599 000</b>	<b>20 781 000</b>
<i>Intensité des émissions de gaz à effet de serre<sup>8</sup> (tonnes éq. CO<sub>2</sub>/MWh) ✓</i>	<i>0,67</i>	<i>0,75</i>	<i>0,77</i>
Émissions de portée 1 (% du total des émissions de GES)	99	99	99
Émissions de portée 2 (% du total des émissions de GES)	1	1	1
Émissions de portée 1 déclarées aux organismes de réglementation nationaux (%)	100	100	100
<b>Émissions atmosphériques<sup>9</sup></b>			
<b>Total des émissions de dioxyde de soufre (tonnes) ✓</b>	<b>12 000</b>	<b>16 000</b>	<b>19 000</b>
<i>Intensité des émissions de dioxyde de soufre<sup>10</sup> (kg/MWh) ✓</i>	<i>0,49</i>	<i>0,58</i>	<i>0,73</i>
<b>Total des émissions d'oxyde d'azote (tonnes) ✓</b>	<b>21 000</b>	<b>26 000</b>	<b>29 000</b>
<i>Intensité des émissions d'oxyde d'azote<sup>10</sup> (kg/MWh) ✓</i>	<i>0,88</i>	<i>0,96</i>	<i>1,08</i>
<b>Total des émissions de particules fines (tonnes) ✓</b>	<b>5 000</b>	<b>8 000</b>	<b>8 000</b>
<i>Intensité des émissions de particules fines<sup>10</sup> (kg/MWh) ✓</i>	<i>0,20</i>	<i>0,28</i>	<i>0,32</i>
<b>Total des émissions de mercure (kilogrammes) ✓</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>70</b>
<i>Total des émissions de mercure<sup>10</sup> (mg/MWh) ✓</i>	<i>2,34</i>	<i>2,36</i>	<i>2,51</i>

Performance environnementale (suite)	2020	2019	2018
<b>Gestion de l'eau<sup>11</sup></b>			
Prélèvement d'eau – services des eaux /municipalités/clients (en millions de m <sup>3</sup> )	–	–	–
Prélèvement d'eau – eaux de surface (en millions de m <sup>3</sup> )	240	260	250
<b>Eau prélevée – toutes les sources (en millions de m<sup>3</sup>) ✓</b>	<b>240</b>	<b>260</b>	<b>250</b>
<b>Déversement d'eau – toutes les sources (en millions de m<sup>3</sup>) ✓</b>	<b>200</b>	<b>220</b>	<b>210</b>
<b>Consommation d'eau (en millions de m<sup>3</sup>) ✓</b>	<b>40</b>	<b>40</b>	<b>40</b>
Intensité de consommation d'eau (m <sup>3</sup> /MWh) <sup>12</sup> ✓	1,50	1,55	1,40
<b>Gestion des déchets</b>			
<b>Non dangereux<sup>13</sup></b>			
Décharges (tonnes) ✓	1 000	1 000	2 000
Décharges (L) ✓	39 000	35 000	68 000
Élimination de cendres : mines (tonnes) <sup>14</sup> ✓	408 000	641 000	715 000
Élimination de cendres : bassins (tonnes) <sup>15</sup> ✓	98 000	117 000	277 000
Recyclés (tonnes) <sup>16</sup> ✓	6 000	2 000	1 000
Recyclés (L) ✓	1 869 000	3 605 000	3 722 000
Réutilisés (tonnes) <sup>17</sup> ✓	533 000	746 000	740 000
Stockés (tonnes) ✓	53 000	–	–
Compostables (tonnes) ✓	10	s. o.	s. o.
<b>Dangereux<sup>18</sup></b>			
Décharges (tonnes) ✓	30	60	10
Décharges (L) ✓	58 000	53 000	45 000
Recyclés (tonnes) ✓	20	80	170
Recyclés (L) ✓	20 220 000	18 931 000	16 257 000
<b>Utilisation et remise en état des terrains</b>			
Terrains utilisés dans des activités minières – perturbés (hectares cumulés) ✓	12 600	12 600	12 400
Terrains utilisés dans des activités minières – remis en état (hectares cumulés) ✓	4 800	4 800	4 700
<b>Remise en état des terrains (% de terrains perturbés) ✓</b>	<b>38</b>	<b>38</b>	<b>38</b>
Terrains utilisés dans des activités minières : terrains perturbés moins terrains remis en état (hectares) ✓	7 700	7 700	7 700
Terrains utilisés par des installations, des bureaux et de l'équipement (hectares) ✓	3 900	3 900	3 900
<b>Total des terrains utilisés (hectares cumulés) ✓</b>	<b>11 700</b>	<b>11 700</b>	<b>11 700</b>
<b>Incidents environnementaux<sup>19</sup></b>			
<b>Total des incidents environnementaux ✓</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>7</b>
<b>Incidents environnementaux importants</b>	<b>6</b>	<b>3</b>	<b>1</b>
<b>Incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation</b>	<b>2</b>	<b>6</b>	<b>6</b>
Mesures d'application des lois environnementales <sup>20</sup>	–	1	1
Amendes pour des infractions environnementales (en milliers de dollars)	–	4	6
<b>Déversements accidentels<sup>21</sup></b>			
Volume des déversements accidentels importants (m <sup>3</sup> )	4	530	5

Performance sociale	2020	2019	2018
<b>Pratiques en milieu de travail</b>			
Employés	1 476	1 543	1 883
Nombre d'employés à temps plein	1 392	1 471	1 810
Nombre d'employés à temps partiel	16	18	22
Nombre de collaborateurs externes	68	54	51
Nombre d'employés représentés par des syndicats indépendants <sup>22</sup> (%)	41	45	50
Taux de roulement volontaire des employés <sup>23</sup> (%)	9,05	13,59	20,22
<b>Diversité</b>			
Femmes dans l'effectif (% de tous les employés)	21	20	20
Femmes à des postes de haute direction (%)	43	50	50
Femmes au sein du conseil d'administration (%)	45	33	40
<b>Santé et sécurité</b>			
Mesures d'application des lois en matière de santé et de sécurité <sup>24</sup>	—	3	—
Amendes pour des infractions en matière de santé et de sécurité (en milliers de dollars)	—	—	—
Décès parmi les employés et les employés de sous-traitants ✓	—	—	—
Blessures avec arrêt de travail <sup>25</sup> ✓	5	5	1
Blessures avec soins médicaux sans arrêt de travail <sup>26</sup> ✓	9	7	12
Blessures avec travail restreint sans arrêt de travail <sup>27</sup> ✓	2	3	12
Incidents de premiers soins sans arrêt de travail <sup>28</sup> ✓	17	8	23
<b>Total des blessures parmi les employés et les employés de sous-traitants ✓</b>	<b>33</b>	<b>23</b>	<b>48</b>
Heures d'exposition <sup>29</sup>	3 948 000	4 108 000	5 014 000
Taux de fréquence totale des incidents parmi les employés et les employés de sous-traitants <sup>30</sup> ✓	1,67	1,12	1,91
Taux de fréquence totale des incidents enregistrés parmi les employés et les employés de sous-traitants <sup>31</sup>	0,81	0,73	1,00
<b>Relations avec les collectivités</b>			
Investissements dans la collectivité (en millions de dollars) <sup>32</sup>	2,2	2,1	2,4

✓ Les données de 2020 ont été vérifiées par un tiers à un niveau d'assurance limitée établi par Ernst & Young s.r.l./s.E.N.C.R.L.  
Se reporter à la rubrique «Explication des notes» qui décrit en détail les notes du tableau précédent.

## Alignement des indicateurs de performance du développement durable sur les cadres référentiels de présentation de l'information sur le développement durable

Le tableau qui suit décrit l'alignement de nos indicateurs de performance du développement durable ou en matière d'ESG sur les critères clés de la Global Reporting Initiative («GRI») et du Sustainability Accounting Standards Board («SASB»).

Systèmes de gestion de l'environnement et de gestion de la santé et de la sécurité	Normes GRI	Normes SASB
Installations avec systèmes de gestion certifiés ISO 14001 et/ou OHSAS 18001 (en pourcentage) Audits de systèmes de gestion		
Performance environnementale	Normes GRI	Normes SASB
<b>Utilisation de ressources ou d'énergie</b>	302-1	
Combustion du charbon (tonnes)	302-1	
Combustion de gaz naturel (GJ)	302-1	
Combustion de diesel (L)	302-1	
Consommation d'essence : véhicules (L)	302-1	
Consommation de diesel : véhicules (L)	302-1	
Consommation de propane : véhicules (L)	302-1	
Électricité : exploitation des bâtiments (MWh)	302-1	
Gaz naturel : exploitation des bâtiments (GJ)	302-1	
Propane : exploitation des bâtiments (L)	302-1	
Kérosène : exploitation des bâtiments (L)	302-1	
<b>Total de l'utilisation de ressources ou d'énergie (GJ)</b>	<b>302-1</b>	
<b>Émissions de gaz à effet de serre</b>		
Dioxyde de carbone (tonnes éq. CO <sub>2</sub> )	305-1, 305-2	IF-EU-110a.1
Méthane (tonnes éq. CO <sub>2</sub> )	305-1, 305-2	IF-EU-110a.1
Oxyde d'azote (tonnes éq. CO <sub>2</sub> )	305-1, 305-2	IF-EU-110a.1
Hexafluorure de soufre (tonnes éq. CO <sub>2</sub> )	305-1, 305-2	IF-EU-110a.1
<b>Total des émissions de gaz à effet de serre (tonnes éq. CO<sub>2</sub>)</b>	<b>305-1, 305-2</b>	<b>IF-EU-110a.1</b>
<i>Intensité des émissions de gaz à effet de serre (tonnes éq. CO<sub>2</sub>/MWh)</i>	305-4	
Émissions de portée 1 (% du total des émissions de GES)	305-1	IF-EU-110a.1
Émissions de portée 2 (% du total des émissions de GES)	305-2	
Émissions de portée 1 déclarées aux organismes de réglementation nationaux (%)		IF-EU-110a.1
<b>Émissions atmosphériques</b>		
<b>Total des émissions de dioxyde de soufre (tonnes)</b>	<b>305-7</b>	<b>IF-EU-120a.1</b>
<i>Intensité des émissions de dioxyde de soufre (kg/MWh)</i>		
<b>Total des émissions d'oxyde d'azote (tonnes)</b>	<b>305-7</b>	<b>IF-EU-120a.1</b>
<i>Intensité des émissions d'oxyde d'azote (kg/MWh)</i>		

Performance environnementale (suite)	Normes GRI	Normes SASB
<b>Total des émissions de particules fines (tonnes)</b>	305-7	IF-EU-120a.1
<i>Intensité des émissions de particules fines (kg/MWh)</i>		
<b>Total des émissions de mercure (kilogrammes)</b>	305-7	IF-EU-120a.1
<i>Intensité des émissions de mercure (mg/MWh)</i>		
<b>Gestion de l'eau</b>		
<i>Prélèvement d'eau – services des eaux /municipalités/clients (en millions de m<sup>3</sup>)</i>	303-3	IF-EU-140a.1
<i>Prélèvement d'eau – eaux de surface (en millions de m<sup>3</sup>)</i>	303-3	IF-EU-140a.1
<b>Eau prélevée – toutes les sources (en millions de m<sup>3</sup>)</b>	303-3	IF-EU-140a.1
<b>Déversement d'eau – toutes les sources (en millions de m<sup>3</sup>)</b>	303-4	
<b>Consommation d'eau (en millions de m<sup>3</sup>)</b>	303-5	IF-EU-140a.1
<i>Intensité de consommation d'eau (m<sup>3</sup>/MWh)</i>		
<b>Gestion des déchets</b>		
<b>Non dangereux</b>		
Décharges (tonnes)	306-2	
Décharges (L)		
Élimination de cendres : mines (tonnes)	306-2	
Élimination de cendres : bassins (tonnes)	306-2	
Recyclés (tonnes)	306-2	
Recyclés (L)		
Réutilisés (tonnes)	306-2	IF-EU-150a.1
Stockés (tonnes)	306-2	
<b>Dangereux</b>		
Décharges (tonnes)	306-2	
Décharges (L)		
Recyclés (tonnes)	306-2	
Recyclés (L)		
<b>Utilisation et remise en état des terrains</b>		
Terrains utilisés dans des activités minières – perturbés (hectares cumulés)	304-1	
Terrains utilisés dans des activités minières – remis en état (hectares cumulés)	304-3	
<b>Remise en état des terrains (% de terrains perturbés)</b>	304-3	
Terrains utilisés dans des activités minières : terrains perturbés moins terrains remis en état (hectares)	304-1	
Terrains utilisés par des centrales, des bureaux et de l'équipement (hectares)	304-1	
<b>Total des terrains utilisés (hectares cumulés)</b>	304-1	
<b>Incidents environnementaux</b>		
<b>Total des incidents environnementaux</b>	307-1	
<b>Incidents environnementaux importants</b>	307-1	
<b>Incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation</b>	307-1	
Mesures d'application des lois environnementales	307-1	
Amendes pour des infractions environnementales (en milliers de dollars)	307-1	
<b>Déversements</b>		
Volume des déversements importants (m <sup>3</sup> )	306-3	

Performance sociale	Normes GRI	Normes SASB
<b>Pratiques en milieu de travail</b>		
Employés	102-7	
<i>Nombre d'employés à temps plein</i>		
<i>Nombre d'employés à temps partiel</i>		
<i>Nombre de collaborateurs externes</i>		
Nombre d'employés représentés par des syndicats indépendants (%)	102-41	
Taux de roulement volontaire des employés (%)		
<b>Diversité</b>		
Femmes dans l'effectif (% de tous les employés)	405-1	
Femmes à des postes de haute direction (%)	405-1	
Femmes au sein du conseil d'administration (%)	405-1	
<b>Santé et sécurité</b>		
Mesures d'application des lois en matière de santé et de sécurité		
Amendes pour des infractions en matière de santé et de sécurité (en milliers de dollars)		
<b>Décès parmi les employés et les employés de sous-traitants</b>	403-9	IF-EU-320a.1
Blessures avec arrêt de travail	403-9	IF-EU-320a.1
Blessures avec soins médicaux sans arrêt de travail	403-9	IF-EU-320a.1
Incidents de premiers soins sans arrêt de travail	403-9	
Blessures avec travail restreint sans arrêt de travail	403-9	IF-EU-320a.1
<b>Total des blessures parmi les employés et les employés de sous-traitants</b>	403-9	IF-EU-320a.1
Heures d'exposition	403-9	IF-EU-320a.1
Taux de fréquence totale des incidents parmi les employés et les employés de sous-traitants	403-9	
Taux de fréquence totale des incidents enregistrés parmi les employés et les employés de sous-traitants	403-9	IF-EU-320a.1
<b>Relations avec les collectivités</b>		
Investissements dans la collectivité (en millions de dollars)	201-1	

## Explication des notes

TransAlta s'efforce continuellement d'améliorer la précision et la portée de l'information relative à la performance du développement durable. Chaque année, nous passons en revue nos processus et contrôles relatifs à l'évaluation et au calcul de nos principales données sur le développement durable. Les statistiques de la Société comportent plusieurs notes de bas de page qui visent à fournir des éclaircissements sur certains périmètres, certaines modifications à la méthodologie et certaines définitions. Pour toute question ou pour plus de détails sur les principaux indicateurs de performance, communiquez avec nous à l'adresse [sustainability@transalta.com](mailto:sustainability@transalta.com).

- 1) Les normes ISO 14001 et ISO 18001 sont les normes les plus reconnues du monde pour les systèmes de gestion de l'environnement et de gestion de la santé et de la sécurité. TransAlta détient une participation dans 75 installations.
- 2) Les audits internes sont réalisés selon les dispositions des systèmes de gestion certifiés ISO, les cadres de réglementation et la norme du certificat de reconnaissance de l'Alberta.
- 3) Les chiffres des années antérieures relatifs à la performance environnementale ont été arrondis selon la méthode suivante : i) toutes les données environnementales sont arrondies au millier le plus proche, sauf lorsque les valeurs sont inférieures à 100, auquel cas elles sont arrondies à la dizaine la plus proche; ii) les données relatives à l'utilisation des terrains, qui sont de moindre importance par rapport à d'autres indicateurs environnementaux, sont arrondies à la centaine la plus proche pour donner une image plus précise de la gestion et des progrès.
- 4) L'utilisation d'énergie est calculée et déclarée par les installations exploitées par TransAlta, selon la même approche que celle utilisée pour la déclaration des gaz à effet de serre («GES»), soit l'application d'une limite de contrôle opérationnel énoncée dans le Protocole des gaz à effet de serre : norme de comptabilisation et de déclaration destinée à l'entreprise.
- 5) Un certain nombre de volumes historiques de consommation d'énergie de 2018 et 2019 de nos secteurs d'activité Énergie éolienne et énergie solaire, Hydroélectricité, Énergie thermique en Alberta et de gaz naturel ont été révisés en 2020. Des ajustements mineurs ont été apportés aux volumes de 2019 de combustion de gaz naturel, de combustion de diesel, d'utilisation de propane (pour l'exploitation des bâtiments et l'utilisation des véhicules), d'utilisation de diesel et d'essence pour les véhicules, d'utilisation de gaz naturel pour les bâtiments et d'utilisation d'électricité pour l'exploitation des bâtiments. Des ajustements mineurs ont été apportés aux volumes de 2018 d'utilisation de diesel et d'essence pour les véhicules, d'utilisation de propane pour l'exploitation des bâtiments, d'utilisation de gaz naturel pour les bâtiments et d'utilisation d'électricité pour l'exploitation des bâtiments. Un certain nombre des changements apportés pour 2019 sont le résultat de régularisations de l'année précédente. Les changements apportés aux données de 2018 et 2019 résultent également d'améliorations apportées aux processus - en 2020, nous avons incorporé un certain nombre de bureaux distants à notre périmètre comptable. Bien que ces bureaux soient petits et que le volume d'énergie qu'ils consomment soit peu élevé, ces révisions ont permis d'ajuster les totaux historiques pour la consommation d'essence et de diesel dans les véhicules, et la consommation d'électricité, de gaz et de propane pour l'exploitation des bâtiments en 2018 et 2019. Ces ajustements ont également donné lieu à une modification de nos volumes totaux de consommation d'énergie présentés en 2018 et 2019.
- 6) Les émissions de GES sont calculées et présentées par les installations exploitées par TransAlta en conformité avec la réglementation sur les émissions de carbone des autorités locales où se trouve la centrale. Pour les émissions de GES qui ne sont pas calculées conformément aux lignes directrices en matière d'émissions de carbone des autorités locales, nous suivons le Protocole des gaz à effet de serre : norme de comptabilisation et de déclaration destinée à l'entreprise (plus particulièrement la méthodologie «Définition des limites organisationnelles : contrôle opérationnel»). Selon cette méthodologie, TransAlta signale la totalité des émissions de GES provenant des installations qu'elle exploite. Les émissions de GES comprennent les émissions émanant de sources de combustion fixe, du transport et de l'exploitation de bâtiments, et les émissions fugitives. Nous signalons les émissions de portée 1 et de portée 2. Une estimation de nos émissions de portée 3 se trouve dans notre rapport de gestion de 2020 et notre rapport sur le changement climatique du CDP de 2020. 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 nos calculs de GES pour le 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.
- 7) Les émissions de GES brutes ou les émissions d'équivalent CO<sub>2</sub> brutes regroupent les émissions de carbone, de méthane, d'oxyde d'azote et d'hexafluorure de soufre (SF<sub>6</sub>). Par conséquent, la somme des émissions de portée 1 et de portée 2 équivaudra aux émissions d'équivalent CO<sub>2</sub> brutes ou aux émissions de GES brutes. Des ajustements mineurs ont été apportés aux données historiques sur les émissions de GES de 2018 et 2019 de nos secteurs d'activité Énergie éolienne et énergie solaire, Hydroélectricité et gaz naturel en raison de l'ajustement des volumes historiques de consommation d'énergie. Un ajustement mineur a été apporté aux données sur les émissions de SF<sub>6</sub> de 2019 en raison d'écarts internes à notre centrale de Sarnia. Une fuite de SF<sub>6</sub> datant de la fin de 2019 a été signalée dans notre système seulement en 2020.
- 8) L'intensité des émissions de GES est calculée en divisant les émissions opérationnelles totales par 100 % de la production (MWh) provenant des installations exploitées, sans égard à la participation financière.
- 9) Les émissions atmosphériques sont calculées et déclarées par les installations exploitées par TransAlta, selon la même approche que celle utilisée pour la déclaration des GES, soit l'application d'une limite de contrôle opérationnel énoncée dans le Protocole des gaz à effet de serre : norme de comptabilisation et de déclaration destinée à l'entreprise. Les émissions atmosphériques sont exprimées en tonnes, sauf en ce qui concerne les émissions de mercure, qui sont présentées en kilogrammes. Le total des émissions de particules fines comprend des particules PM<sub>2,5</sub> et PM<sub>10</sub>. En 2020, des révisions mineures ont été apportées aux données historiques de 2018 et 2019 sur les émissions de NO<sub>x</sub> pour y inclure les émissions de NO<sub>x</sub> provenant de notre installation de Highvale. Cette révision a fait passer les émissions de NO<sub>x</sub> de 2018 de 28 000 tonnes à 29 000 tonnes. Des révisions mineures ont été apportées aux données de 2018 et 2019 sur les émissions atmosphériques à notre installation de Highvale et à nos centrales au gaz naturel en Ontario. Les changements apportés pour 2019 sont le résultat de régularisations de l'année précédente. Les changements apportés aux données de 2018 et 2019 résultent également d'améliorations apportées aux processus - y compris la réalisation de calculs plus précis en 2020, comme pour les émissions de particules fines provenant de la poussière attribuable aux routes à notre installation de Highvale.
- 10) L'intensité des émissions atmosphériques est calculée en divisant les émissions opérationnelles totales par 100 % de la production (MWh) provenant des installations exploitées, sans égard à la participation financière. Les ajustements historiques aux données relatives aux émissions atmosphériques de 2018 et 2019 (voir la note 9) ont donné lieu à des ajustements mineurs des données sur l'intensité des émissions atmosphériques.
- 11) L'utilisation de l'eau est calculée et déclarée par les installations exploitées par TransAlta, selon la même approche que celle utilisée pour la déclaration des gaz à effet de serre, soit l'application d'une limite de contrôle opérationnel énoncée dans le Protocole des gaz à effet de serre : norme de comptabilisation et de déclaration destinée à l'entreprise. Pour mesurer le total d'eau consommée, on soustrait le déversement d'eau du nombre total de prélèvements d'eau. L'eau sert principalement au refroidissement de nos centrales thermiques. Les pertes par évaporation aux bassins et aux tours de refroidissement représentent la majeure partie des pertes d'eau. L'eau évaporée n'est pas retournée directement au plan d'eau, mais l'eau reste dans le cycle hydrologique. La consommation d'eau à notre



nouvelle centrale Ada n'a pas été déclarée en 2020 puisqu'elle a été acquise en août 2020. La consommation d'eau à cette centrale aux fins du rapport ESG sera intégrée en 2021. Compte tenu de la capacité de 29 MW de la centrale Ada (relativement petite), nous anticipons une incidence mineure sur la consommation globale d'eau. Des révisions mineures ont été apportées aux données sur l'utilisation de l'eau de 2018 et de 2019 dans nos installations d'Ottawa, au siège social et dans le secteur d'activité Énergie éolienne et énergie solaire en raison des charges à payer et des écarts internes, qui n'ont pas eu d'incidence sur les totaux présentés. Les données sur l'eau de Leinster de 2018 et de 2019 ont été révisées en raison d'un écart interne touchant la quantité de prélèvements, ce qui n'a eu aucune incidence sur les totaux présentés. 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 m<sup>3</sup> à 26 millions de m<sup>3</sup>. 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.

- 12) L'intensité de consommation d'eau est calculée en divisant la consommation d'eau opérationnelle totale (m<sup>3</sup>) par 100 % de la production (MWh) provenant des installations exploitées, sans égard à la propriété financière. L'intensité de consommation d'eau n'a pas été prise en compte en 2020 pour notre centrale Ada, acquise en août 2020, mais elle le sera en 2021. Les ajustements historiques des données de 2019 sur la consommation d'eau (se reporter à la note 11) ont entraîné des ajustements des données de 2019 sur l'intensité de consommation d'eau.
- 13) Les déchets non dangereux comprennent, sans toutefois s'y limiter, l'élimination des produits chimiques de traitement de l'eau, les déchets du charbon (y compris les sous-produits de la cendre), les métaux, le papier, le carton et les matériaux de construction. Des ajustements ont été apportés aux données historiques sur les volumes de déchets mis en décharge (tonnes) et de déchets mis en décharge (L) de 2019 pour refléter les volumes accumulés en 2019. Des ajustements ont été apportés aux données historiques de 2018 sur les déchets recyclés (tonnes) et les déchets recyclés (L). Les changements apportés aux données de 2018 et 2019 sont également attribuables à l'amélioration des processus – en 2020, nous avons intégré un certain nombre de bureaux éloignés dans notre limite pour les rapports.
- 14) Élimination de cendres : mines renvoie aux cendres volantes et aux cendres résiduelles issues de la production de charbon, qui sont traitées puis retournées à leur source de départ, la mine, pour être mises en décharge ou éliminées.
- 15) Élimination de cendres : bassins renvoie aux cendres volantes et aux cendres résiduelles issues de la production de charbon à la centrale de Keephills, qui sont traitées puis transportées vers des bassins en vue de leur élimination.
- 16) En 2020, nous avons révisé la catégorisation des déchets. En conséquence, nos données de 2018 et de 2019 sur les déchets non dangereux recyclés (tonnes) ont été ajustées. Plus précisément, un volume de cendres volantes provenant de nos centrales de Sundance et Keephills a été reclassé dans la catégorie des déchets non dangereux réutilisés (tonnes). Cet ajustement a réduit notre total de déchets non dangereux recyclés (tonnes).
- 17) En 2020, nous avons révisé la catégorisation des déchets. En conséquence, nos données de 2018 et de 2019 sur les déchets non dangereux recyclés (tonnes) ont été ajustées. Plus précisément, un volume de cendres volantes provenant de nos centrales de Sundance et Keephills a été reclassé dans la catégorie des déchets non dangereux réutilisés (tonnes). Cet ajustement a augmenté notre total de déchets non dangereux recyclés (tonnes). En 2020, un écart interne a été constaté relativement aux données de 2018 sur les déchets non dangereux recyclés (tonnes) dans notre centrale de Sundance, ce qui a entraîné un ajustement de la valeur qui est passée de 178,6 tonnes à 178 558 tonnes. Cette révision a donné lieu à une augmentation des totaux des déchets non dangereux réutilisés (tonnes). Nous définissons les déchets réutilisés comme des déchets que nous pouvons vendre à un tiers aux fins de leur utilisation.
- 18) Les déchets dangereux peuvent être nuisibles à l'homme, aux végétaux, aux animaux et à l'environnement, à court et à long terme, et TransAlta est tenue, dans tous ses territoires d'exploitation, de suivre des procédures appropriées pour la mise en décharge de ces matières. Les données historiques de 2018 et 2019 sur les volumes de déchets recyclés dangereux (L) et de déchets mis en décharge (tonnes) ont été ajustées en 2020 afin de refléter des erreurs du système de données à notre unité fonctionnelle Gaz et énergies renouvelables. Les déchets recyclés (tonnes) historiques de 2018 ont été présentés comme étant de 200 tonnes en 2019 en raison de l'arrondissement. La quantité réelle était de 166 tonnes. En 2020, nous avons présenté ce volume comme étant de 170 tonnes conformément à notre nouvelle méthode d'arrondissement.
- 19) Les incidents environnementaux sont séparés en deux catégories : les incidents environnementaux importants et les incidents environnementaux de non-conformité, c'est-à-dire des incidents touchant la conformité à la réglementation, mais qui n'ont 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, lesquels nous estimons, dans les circonstances, avoir de graves répercussions sur l'environnement.
- 20) Les mesures d'application en matière d'environnement sont des violations de la réglementation, des manquements à celle-ci ou un dépassement des limites établies par les autorisations d'exploitation de la société qui donnent lieu à des mesures d'application, notamment des ordres de suspendre les travaux, des amendes ou la suspension des autorisations d'exploitation.
- 21) Les déversements se produisent généralement dans des zones à faible impact environnemental et sont presque toujours contenus et pleinement récupérés. Il est extrêmement rare que nous soyons confrontés à des déversements importants, qui auraient un impact négatif sur l'environnement et la Société.
- 22) TransAlta compte environ 600 employés syndiqués qui travaillent principalement dans ses unités opérationnelles.
- 23) Le roulement volontaire est aligné sur la méthodologie d'information sur le roulement volontaire des employés des Ressources humaines. Selon cette méthodologie, le roulement volontaire est un départ décidé par tout employé à plein temps et à temps partiel ou tout collaborateur externe, sauf un départ à la retraite. Les étudiants occupant un emploi d'été et les employés temporaires sont exclus du programme de roulement volontaire.
- 24) Les mesures d'application en matière de santé et de sécurité sont des violations de la réglementation, des manquements à celle-ci ou un dépassement des limites établies par les autorisations d'exploitation de la Société qui ont donné lieu à des mesures d'application, notamment des ordres de suspendre les travaux, des amendes ou la suspension des autorisations d'exploitation.
- 25) Les blessures ayant causé un arrêt de travail sont des blessures qui ont obligé un employé à arrêter de travailler au-delà de la journée où il a subi la blessure.
- 26) Les blessures ayant nécessité des soins médicaux sont des blessures qui ont requis des soins médicaux plus sérieux que des premiers soins.
- 27) Les blessures avec travail restreint sont des blessures qui empêchent le travailleur de s'acquitter de toutes les tâches normalement prévues qui lui ont été assignées.
- 28) Les incidents avec premiers soins concernent uniquement le traitement des blessures mineures comme des éraflures, coupures, brûlures, écorchures, etc. qui ne nécessitent pas de traitement médical supplémentaire.
- 29) Les heures d'exposition sont les heures totales travaillées par tous les employés de TransAlta et tous les employés de ses sous-traitants.
- 30) Le taux de fréquence totale des incidents fait le suivi du nombre total de blessures (avec aide médicale, arrêt de travail, travail restreint ou premiers soins) par 200 000 heures travaillées.
- 31) Le taux de fréquence totale des incidents enregistrés mesure les blessures avec travail restreint et les blessures ayant nécessité des soins médicaux et ayant entraîné un arrêt de travail par 200 000 heures travaillées.
- 32) Totaux cumulatifs des dons et commandites dans l'année civile considérée. Le montant de ces investissements ne comprend pas les dons de nos employés.

# Déclaration d'assurance indépendante relative au développement durable

## Au conseil d'administration et à la direction de TransAlta Corporation («TransAlta»)

### Portée de la mission d'EY

Nos services ont été retenus par TransAlta pour la mise en œuvre d'une «mission d'assurance limitée», telle que définie par la Norme internationale de missions d'assurance, ci-après la mission, sur des indicateurs de performance du développement durable sélectionnés, comme présentés dans le rapport intégré annuel de TransAlta (le «rapport») pour l'année civile qui a pris fin le 31 décembre 2020. Comme convenu avec la direction, la portée de notre mission a compris les indicateurs de performance suivants :

- Émissions de dioxyde de carbone (tonnes d'équivalent CO<sub>2</sub>)
- Émissions de méthane (tonnes d'équivalent CO<sub>2</sub>)
- Émissions d'oxyde d'azote (tonnes d'équivalent CO<sub>2</sub>)
- Total des émissions de GES et intensité des émissions (tonnes d'équivalent CO<sub>2</sub>, tonnes d'équivalent CO<sub>2</sub>/GWh)
- Émissions de dioxyde de soufre et intensité des émissions (tonnes, kg/MWh)
- Émissions d'oxyde d'azote et intensité des émissions (tonnes, kg/MWh)
- Émissions de particules fines et intensité des émissions (tonnes, kg/MWh)
- Émissions de mercure et intensité des émissions (kg, mg/MWh)
- Gestion des déchets – non dangereux
  - Décharges (tonnes, L)
  - Élimination des cendres : mines, bassins (tonnes)
  - Recyclés (tonnes, L)
  - Réutilisés (tonnes)
  - Stockés (tonnes)
- Gestion des déchets – dangereux
  - Décharges (tonnes, L)
  - Recyclés (tonnes, L)
- Prélèvement d'eau (en millions de m<sup>3</sup>)
- Déversement d'eau (en millions de m<sup>3</sup>)
- Consommation d'eau et intensité de la consommation (en millions de m<sup>3</sup>, m<sup>3</sup>/MWh)
- Terrains utilisés dans des activités minières – perturbés (hectares)
- Terrains utilisés dans des activités minières – remis en état (hectares)
- Terrains utilisés dans des activités minières – % des terrains perturbés
- Terrains utilisés dans des activités minières – terrains perturbés moins terrains remis en état (hectares)
- Terrains utilisés par des centrales, des bureaux et de l'équipement (hectares)
- Total des terrains utilisés (hectares)
- Nombre d'accidents mortels – employés et employés de sous-traitants
- Blessures avec arrêt de travail parmi les employés et les employés de sous-traitants
- Blessures avec soins médicaux parmi les employés et les employés de sous-traitants
- Blessures avec travail restreint parmi les employés et les employés de sous-traitants
- Blessures avec premiers soins parmi les employés et les employés de sous-traitants
- Total du taux de fréquence des blessures parmi les employés et les employés de sous-traitants
- Taux de fréquence totale des incidents parmi les employés et les employés de sous-traitants (incidents/200 000 heures)
- Total des incidents environnementaux

Les indicateurs de performance sélectionnés, collectivement les «éléments considérés», sont présentés à la rubrique «Indicateurs de performance du développement durable» du rapport, aux pages 288 à 290.

À l'exception de ce qui est décrit au paragraphe précédent énonçant la portée de notre mission d'assurance limitée, cette mission ne concerne pas toute autre information incluse dans le rapport ou liée à celui-ci et, par conséquent, nous n'exprimons pas de conclusion à l'égard de cette autre information.

### Critères appliqués par TransAlta

Dans le cadre de la préparation des éléments considérés, TransAlta a appliqué des indications pertinentes conformément aux normes du secteur, ainsi que des critères élaborés en interne et en externe (collectivement, les «critères»). Les critères élaborés en interne et en externe sont recensés dans le rapport aux pages 291 à 293. Les critères élaborés en interne ont été spécialement conçus pour la préparation du rapport. Par conséquent, l'information relative aux éléments considérés pourrait ne pas convenir à d'autres fins.

### Responsabilités de TransAlta

La direction de TransAlta est responsable de la sélection des critères et de la présentation des éléments considérés conformément à ces critères, dans tous leurs aspects significatifs. Cette responsabilité comprend l'établissement et le maintien de contrôles internes, la tenue de dossiers adéquats et l'établissement d'estimations qui sont pertinentes à la préparation des éléments considérés, de sorte qu'ils soient exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

### Responsabilités d'EY

Notre responsabilité consiste à exprimer une conclusion sur la présentation des éléments considérés sur la base des éléments probants que nous avons obtenus.

Nous avons effectué notre mission conformément à la Norme internationale des missions d'assurance («ISAE 3000»), Missions d'attestation autres que les audits ou examens d'informations financières historiques. Cette norme requiert que nous planifions et réalisons notre mission de façon à obtenir l'assurance limitée que, dans tous leurs aspects significatifs, les éléments considérés sont présentés conformément aux critères, et que nous émettions un rapport. La nature, le calendrier, et la portée des procédures sélectionnées relèvent de notre jugement, y compris une évaluation du risque d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus sont suffisants et appropriés pour fonder nos conclusions d'assurance limitée.

### Notre indépendance et notre contrôle qualité

Nous avons respecté les règles du code d'éthique et les règles de déontologie applicables à l'exercice de l'expertise comptable et aux missions de certification, émises par différentes organisations professionnelles du secteur de la comptabilité. Ces règles reposent sur différents principes fondamentaux tels l'intégrité, l'objectivité, la compétence professionnelle, la diligence, la confidentialité et le professionnalisme.

Le cabinet applique la Norme canadienne de contrôle qualité 1, Contrôle qualité des cabinets réalisant des missions d'audit ou d'examen d'états financiers et d'autres missions de certification, et, en conséquence, maintient un système de contrôle qualité exhaustif qui comprend des politiques et des procédures documentées en ce qui concerne la conformité aux règles de déontologie, aux normes professionnelles et aux exigences légales et réglementaires applicables.

### Description des procédures mises en œuvre

Les procédures mises en œuvre dans une mission d'assurance limitée sont de nature différente et d'étendue moindre que celles mises en œuvre dans une mission d'assurance raisonnable, et elles suivent un calendrier différent. En conséquence, le niveau d'assurance obtenu dans une mission d'assurance limitée est beaucoup moins élevé que celui qui aurait été obtenu dans une mission d'assurance raisonnable. Nos procédures ont été conçues pour obtenir un niveau d'assurance limitée sur lequel fonder nos conclusions et ne fournissent pas tous les éléments probants qui seraient requis pour exprimer un niveau d'assurance raisonnable.

Bien que nous ayons établi l'efficacité des contrôles internes de la direction pour déterminer la nature et la portée de nos procédures, notre mission d'assurance n'a pas été conçue pour fournir une assurance sur les contrôles internes. Nos procédures n'ont pas compris de tests à l'égard des contrôles ou des procédures mises en œuvre afin de vérifier l'agrégation ou la compilation de données dans les systèmes informatiques. Une mission d'assurance limitée consiste à procéder à des demandes d'informations principalement auprès des personnes responsables de la préparation de l'information sur les éléments considérés, et à mettre en œuvre des procédures analytiques et d'autres procédures appropriées.

Nos procédures ont consisté notamment à :

- demander de l'information auprès de certains membres de la direction afin de comprendre les processus, les politiques et les mesures de contrôle de TransAlta liés aux éléments considérés;
- demander de l'information aux membres du personnel concernés qui sont responsables des éléments considérés et, le cas échéant, observer et inspecter les systèmes et les processus d'agrégation et de présentation des données;
- évaluer par échantillonnage l'exactitude des calculs exécutés, au moyen de procédures analytiques et d'une réexécution limitée;
- évaluer le risque d'anomalies significatives résultant de la fraude ou d'erreurs en rapport avec les indicateurs de performance sélectionnés;
- évaluer la présentation des éléments considérés dans le rapport, y compris la constance des éléments considérés.

Nous avons également mis en œuvre d'autres procédures que nous avons jugées nécessaires dans les circonstances.

### Limites inhérentes

Les informations non financières, comme les éléments considérés, font l'objet d'un plus grand nombre de limites inhérentes que les informations financières, compte tenu des caractéristiques plus qualitatives des éléments considérés et des méthodes utilisées pour établir ces informations. L'absence d'un nombre important de pratiques établies sur lesquelles s'appuyer entraîne la sélection de techniques d'évaluation différentes mais acceptables, ce qui peut donner lieu à des évaluations sensiblement différentes, ce qui pourrait influencer sur la comparabilité entre les entités et dans le temps.

De plus, l'étendue des travaux ne comprenait pas l'expression de conclusions concernant :

- le caractère significatif, l'exhaustivité ou l'exactitude d'ensembles de données ou d'informations relatives à des secteurs autres que ceux visés par les indicateurs de performance sélectionnés, et toute information propre à un site;
- les énoncés prospectifs de la direction;
- toute comparaison faite par TransAlta avec des données historiques.

### Observations – Informations comparatives retraitées

Nous attirons l'attention sur la note 11, à la page 294, et les notes 16 et 17, à la page 295, qui expliquent que certaines informations comparatives de l'exercice clos le 31 décembre 2020 ont été retraitées. Notre conclusion n'est pas modifiée à l'égard de ce point.

### Conclusion

Sur la base des procédures que nous avons mises en œuvre et des éléments probants que nous avons obtenus, nous n'avons rien relevé qui nous porte à croire que les indicateurs de performance sélectionnés présentés dans le rapport pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 n'ont pas été préparés, dans tous leurs aspects significatifs, conformément aux critères.

*Ernst & Young S.R.L./S.E.V.C.R.L.*

Le 2 mars 2021  
Calgary, Canada

# Information pour les actionnaires

## Services spéciaux pour les actionnaires inscrits

Service	Description
Dépôt direct des dividendes	Dépôt automatique des dividendes dans votre compte bancaire
Consolidation des comptes	Élimination d'envois superflus et coûteux au moyen de la consolidation des comptes
Changement d'adresse et transfert d'actions	Envoi des relevés d'impôt et des dividendes sans les retards occasionnés par un changement d'adresse ou un transfert de propriété

## Division et consolidation des actions

Date	Événements
8 mai 1980	Division
1 <sup>er</sup> février 1988	Division <sup>1</sup>
31 décembre 1992	Réorganisation : Les actions de TransAlta Utilities ont été échangées contre des actions de TransAlta Corporation <sup>2</sup> à raison de 1 pour 1.

La valeur à la date d'évaluation des actions ordinaires détenues au 31 décembre 1971, ajustée compte tenu de la division des actions, est de 4,54 \$ l'action.

1) Le prix de base ajusté des actions détenues au 31 janvier 1988 a été réduit de 0,75 \$ l'action par suite de la division des actions le 1<sup>er</sup> février 1988.

2) TransAlta Utilities Corporation est devenue une filiale en propriété exclusive de TransAlta Corporation par suite de cette réorganisation.

## Déclaration de dividendes sur actions ordinaires

Les dividendes sont versés trimestriellement selon la décision du conseil d'administration. Les dividendes sur nos actions ordinaires sont versés au gré du conseil d'administration. Pour fixer le taux de versement et le niveau du dividende futur, le conseil d'administration tient compte de notre rendement financier, des résultats de nos activités d'exploitation, de nos flux de trésorerie et de nos besoins quant au financement de nos activités poursuivies et de notre croissance en fonction du remboursement de capital aux actionnaires. Le conseil d'administration continue de mettre l'accent sur l'obtention d'un résultat soutenu et sur la croissance des flux de trésorerie.

## Dividendes déclarés sur actions ordinaires en 2020

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
1 <sup>er</sup> avr. 2020	2 mars 2020	28 févr. 2020	0,0425 \$
1 <sup>er</sup> juill. 2020	1 <sup>er</sup> juin 2020	29 mai 2020	0,0425 \$
1 <sup>er</sup> oct. 2020	1 <sup>er</sup> sept. 2020	31 août 2020	0,0425 \$
1 <sup>er</sup> janv. 2021	1 <sup>er</sup> déc. 2020	30 nov. 2020	0,0425 \$
1 <sup>er</sup> avr. 2021	1 <sup>er</sup> mars 2021	26 févr. 2021	0,0450 \$

## Questions liées à la comptabilité ou à l'audit

TransAlta a adopté une procédure permettant aux employés, aux actionnaires ou à d'autres parties de transmettre de façon anonyme et confidentielle au comité d'audit, des finances et des risques du conseil d'administration des préoccupations ou plaintes se rapportant à la comptabilité ou à d'autres questions. Ces questions peuvent être transmises au comité d'audit et des risques par l'intermédiaire du chef de la direction des finances et de la chef des services juridiques et des affaires externes et réglementaires de la Société.

### Déclaration de dividendes sur actions privilégiées

Série A : Les dividendes en espèces fixes cumulatifs sur actions privilégiées sont versés trimestriellement lorsqu'ils sont déclarés par le conseil d'administration à un taux annuel de 0,67724 \$ par action pour la période allant du 31 mars 2016, inclusivement, au 31 mars 2021, exclusivement.

Série B : Les dividendes en espèces variables cumulatifs sur actions privilégiées sont versés trimestriellement lorsqu'ils sont déclarés par le conseil d'administration pour la période allant du 31 mars 2016, inclusivement, au 31 mars 2021, exclusivement.

Série C : Les dividendes en espèces fixes cumulatifs sur actions privilégiées sont versés trimestriellement lorsqu'ils sont déclarés par le conseil d'administration à un taux annuel de 1,01 \$ par action pour la période allant du 30 juin 2017, inclusivement, au 30 juin 2022, exclusivement.

Série E : Les dividendes en espèces fixes cumulatifs sur actions privilégiées sont versés trimestriellement lorsqu'ils sont déclarés par le conseil d'administration à un taux annuel de 1,30 \$ par action pour la période allant du 30 septembre 2017, inclusivement, au 30 septembre 2022, exclusivement.

Série G : Les dividendes en espèces fixes cumulatifs sur actions privilégiées sont versés trimestriellement lorsqu'ils sont déclarés par le conseil d'administration au taux annuel de 1,247 \$ par action pour la période allant du 30 septembre 2019, inclusivement, au 30 septembre 2024, exclusivement.

## Dividendes déclarés sur actions privilégiées en 2020

### Série A

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
31 mars 2020	2 mars 2020	28 févr. 2020	0,16931 \$
30 juin 2020	1 <sup>er</sup> juin 2020	29 mai 2020	0,16931 \$
30 sept. 2020	1 <sup>er</sup> sept. 2020	31 août 2020	0,16931 \$
31 déc. 2020	1 <sup>er</sup> déc. 2020	30 nov. 2020	0,16931 \$
31 mars 2021	1 <sup>er</sup> mars 2021	26 févr. 2021	0,16931 \$

### Série B

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
31 mars 2020	2 mars 2020	28 févr. 2020	0,22949 \$
30 juin 2020	1 <sup>er</sup> juin 2020	29 mai 2020	0,22800 \$
30 sept. 2020	1 <sup>er</sup> sept. 2020	31 août 2020	0,14359 \$
31 déc. 2020	1 <sup>er</sup> déc. 2020	30 nov. 2020	0,13693 \$
31 mars 2021	1 <sup>er</sup> mars 2021	26 févr. 2021	0,13186 \$

### Série C

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
31 mars 2020	2 mars 2020	28 févr. 2020	0,25169 \$
30 juin 2020	1 <sup>er</sup> juin 2020	29 mai 2020	0,25169 \$
30 sept. 2020	1 <sup>er</sup> sept. 2020	31 août 2020	0,25169 \$
31 déc. 2020	1 <sup>er</sup> déc. 2020	30 nov. 2020	0,25169 \$
31 mars 2021	1 <sup>er</sup> mars 2021	26 févr. 2021	0,25169 \$

### Série E

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
31 mars 2020	2 mars 2020	28 févr. 2020	0,32463 \$
30 juin 2020	1 <sup>er</sup> juin 2020	29 mai 2020	0,32463 \$
30 sept. 2020	1 <sup>er</sup> sept. 2020	31 août 2020	0,32463 \$
31 déc. 2020	1 <sup>er</sup> déc. 2020	30 nov. 2020	0,32463 \$
31 mars 2021	1 <sup>er</sup> mars 2021	26 févr. 2021	0,32463 \$

### Série G

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
31 mars 2020	2 mars 2020	28 févr. 2020	0,31175 \$
30 juin 2020	1 <sup>er</sup> juin 2020	29 mai 2020	0,31175 \$
30 sept. 2020	1 <sup>er</sup> sept. 2020	31 août 2020	0,31175 \$
31 déc. 2020	1 <sup>er</sup> déc. 2020	30 nov. 2020	0,31175 \$
31 mars 2021	1 <sup>er</sup> mars 2021	26 févr. 2021	0,31175 \$

Les dividendes sont versés le dernier jour du mois de mars, de juin, de septembre et de décembre. Lorsque la date de versement d'un dividende tombe une fin de semaine ou un jour férié, le versement est reporté au jour ouvrable suivant. Seuls les versements de dividendes qui ont été approuvés par le conseil d'administration sont indiqués dans ce tableau. Le conseil d'administration a également déclaré des dividendes sur les actions privilégiées de série I, qui sont détenues par un membre du groupe Brookfield Renewable Partners.

## Droits de vote

Les porteurs d'actions ordinaires ont droit à un vote par action ordinaire détenue.

---

## Assemblée annuelle

L'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires se tiendra en format virtuel uniquement à 12 h, heure de Calgary, le mardi 4 mai 2021.

---

## Agent des transferts

Société de fiducie Computershare du Canada  
Suite 800, 324 - 8th Avenue SW  
Calgary, Alberta T2P 2Z2

### Téléphone

Amérique du Nord :  
1.800.564.6253 (sans frais)  
En dehors de l'Amérique du Nord :  
514.982.7555

### Télécopieur

Amérique du Nord :  
1.888.453.0330 (sans frais)  
En dehors de l'Amérique du Nord :  
403.267.6529

### Site Web :

[www.investorcentre.com](http://www.investorcentre.com)

---

## Bourses

Bourse de Toronto (TSX)  
New York Stock Exchange (NYSE)

## Symboles boursiers

Actions ordinaires de TransAlta Corporation : TSX : TA; NYSE : TAC  
Actions privilégiées de TransAlta Corporation : TSX : TA.PR.D, TA.PR.E,  
TA.PR.F, TA.PR.H, TA.PR.J

---

## Renseignements supplémentaires

Les demandes peuvent être adressées à :

### Relations avec les investisseurs

#### TransAlta Corporation

110 - 12th Avenue SW  
P.O. Box 1900, Station "M"  
Calgary, Alberta T2P 2M1

### Téléphone

Amérique du Nord :  
1.800.387.3598 (sans frais)  
Calgary ou en dehors  
de l'Amérique du Nord :  
403.267.2520

### Courriel

[investor\\_relations@transalta.com](mailto:investor_relations@transalta.com)

### Télécopieur

403.267.7405

### Site Web

[www.transalta.com](http://www.transalta.com)



## Faits saillants pour les actionnaires

### Rendement total pour les actionnaires par rapport à l'indice composé S&P/TSX

Exercices clos les 31 décembre (\$)

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
TransAlta	100	77	74	62	31	49	50	38	65	69
S&P/TSX	100	107	121	134	123	149	162	148	182	192

Ce graphique compare un placement de 100 \$ dans TransAlta et dans l'indice composé S&P/TSX à la fin de 2011 à la valeur du placement aujourd'hui, en supposant le réinvestissement de tous les dividendes.

Source : FactSet

### Variation du cours et valeur marchande par rapport à la valeur comptable sur dix ans

Exercices clos les 31 décembre (\$ par action)

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Valeur marchande	21,02	15,12	13,48	10,52	4,91	7,43	7,45	5,59	9,28	9,67
Valeur comptable	12,08	8,78	7,92	8,52	8,52	8,92	8,28	7,16	7,14	5,13

Les données sont pour 2011 et les exercices subséquents.

Sources : FactSet et TransAlta

### Variation mensuelle du volume et du cours

2020

	Janv.	Févr.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Juill.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
Volume (en millions)	12	20	46	18	16	13	8	11	16	11	14	13
Cours de clôture à la TSX (\$ par action)	9,88	10,05	7,36	8,19	8,05	8,05	8,76	8,38	8,19	7,90	9,00	9,67

Source : FactSet

### Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires (%)

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
RCP	10,6	(25,9)	(3,2)	6,3	(1,2)	5,4	(10,0)	(15,8)	3,3	(30,3)

Source : TransAlta

## Renseignements sur la Société

### Gouvernance d'entreprise : Différences au titre des informations à fournir – Bourse de New York

Les lignes directrices en matière de gouvernance d'entreprise, la charte du conseil, les chartes des comités, les descriptions de poste pour le président du conseil et la présidente et chef de la direction, et les codes de conduite et d'éthique de TransAlta peuvent être consultés sur notre site Web à l'adresse [www.transalta.com](http://www.transalta.com). Un résumé des principales différences entre les pratiques de gouvernance d'entreprise de TransAlta et celles requises pour les sociétés américaines selon les normes d'inscription à la Bourse de New York peut également être consulté sur notre site Web. À l'heure actuelle, il n'y a aucune différence importante entre nos pratiques de gouvernance d'entreprise et celles dont l'application est exigée par la Bourse de New York.

### Ligne d'aide en matière d'éthique

Le conseil d'administration a mis en place pour les employés, sous-traitants, entrepreneurs, actionnaires et autres parties intéressées un portail Internet, une adresse courriel et un numéro de téléphone sans frais permettant de signaler de façon anonyme et confidentielle des irrégularités comptables, des manquements à l'éthique ou toute autre question qu'ils souhaitent porter à l'attention du conseil.

Le numéro de la ligne d'aide en matière d'éthique est le **1.855.374.3801** (États-Unis/Canada) et le **1.800.339276** (Australie)

Portail Internet : [transalta.ethicspoint.com](http://transalta.ethicspoint.com)  
Courriel : [TA\\_ethics\\_helpline@transalta.com](mailto:TA_ethics_helpline@transalta.com)

Toute communication au conseil d'administration peut également être transmise à l'adresse suivante : [corporate\\_secretary@transalta.com](mailto:corporate_secretary@transalta.com)

### Membres de la haute direction de TransAlta

#### **Dawn L. Farrell**

Présidente et chef de la direction

#### **Todd Stack**

Premier vice-président, Finances et  
chef de la direction des finances  
Président de TransAlta Renewables Inc.

#### **Jane N. Fedoretz**

Première vice-présidente, Gens, talents et  
transformation

#### **Brett M. Gellner**

Chef du développement commercial

#### **John H. Kousinioris**

Chef de l'exploitation

#### **Shasta R. Kadonaga**

Vice-présidente à la direction, Services partagés

#### **Kerry O'Reilly Wilks**

Première vice-présidente, Services juridiques et  
commerciaux, et affaires externes

#### **Michael J. Novelli**

Premier vice-président, Production

#### **Aron J. Willis**

Premier vice-président, Croissance

#### **Blain Van Melle**

Premier vice-président, Activités en Alberta

#### **Kathryn Higgins**

Directrice générale et contrôleur de la Société

#### **Brent Ward**

Vice-président à la direction, F&A, stratégie et  
trésorier et chef de la direction des finances de  
TransAlta Renewables Inc.

#### **Scott T. Jeffers**

Directeur général, Affaires juridiques, développement  
durable et secrétaire de la Société

## Glossaire des termes clés

### Accroissement de la capacité nominale

Accroissement de la capacité électrique établie d'une centrale ou d'une unité de production.

### Actifs hydroélectriques en Alberta

Les actifs hydroélectriques de la Société situés en Alberta comprennent les centrales de production hydroélectrique Barrier, Bearspaw, Cascade, Ghost, Horseshoe, Interlakes, Kananaskis, Pocaterra, Rundle, Spray, Three Sisters, Bighorn et Brazeau.

### Alberta Electric System Operator (AESO)

Alberta Electric System Operator; société indépendante d'exploitation du réseau et organisme de réglementation pour l'Alberta Interconnected Electric System.

### AUC

Alberta Utilities Commission

### Balancing Pool

Le Balancing Pool a été créé en 1999 par le gouvernement de l'Alberta pour faciliter la transition du secteur de l'électricité albertain vers un cadre concurrentiel. Ses obligations et responsabilités actuelles sont régies par l'*Electric Utilities Act* (en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juin 2003) et le Balancing Pool Regulation. Pour de plus amples renseignements, visitez le site [www.balancingpool.ca](http://www.balancingpool.ca).

### Capacité marchande

Terme utilisé pour décrire les actifs qui ne sont pas visés par des contrats et qui sont exposés aux prix du marché.

### Capacité maximale nette

Capacité maximale ou service nominal effectif modifié pour tenir compte des limites ambiantes qu'une unité de production ou une centrale peut soutenir pendant une durée déterminée, moins la capacité utilisée pour répondre à la demande de service des centrales et aux besoins auxiliaires.

### Capacité

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

### Cas de force majeure

Type de clause exonérant une partie de sa responsabilité si un événement imprévu indépendant de la volonté de cette partie empêche celle-ci de s'acquitter de ses obligations en vertu du contrat.

### Chaudière

Appareil servant à générer de la vapeur aux fins de production d'énergie, de transformation ou de chauffage ou à produire de l'eau chaude aux fins de chauffage ou d'approvisionnement en eau chaude. La chaleur provenant d'une source de combustion externe est transmise à un fluide contenu dans la tuyauterie de l'enveloppe de la chaudière.

### Cogénération

Centrale qui produit de l'électricité et une autre forme d'énergie thermique utile (comme la chaleur ou la vapeur) utilisée à des fins industrielles et commerciales ainsi que de chauffage ou de refroidissement.

### Consommation spécifique de chaleur

Mesure de conversion, exprimée en unité thermique britannique/mégawattheure, d'une quantité d'énergie thermique nécessaire pour produire de l'électricité.

### Contrat d'achat d'électricité (CAÉ)

Arrangement à long terme établi par règlement pour la vente d'énergie électrique à des acheteurs aux termes des CAÉ.

### Contrat d'achat d'électricité en Alberta (CAÉ en Alberta)

Arrangement à long terme établi par règlement pour la vente d'énergie électrique provenant d'unités de production auparavant réglementées à des acheteurs aux termes des CAÉ en Alberta.

## Contrôles et procédures de communication de l'information (CPCI)

Les CPCI désignent les contrôles et autres procédures visant à assurer que l'information devant être communiquée dans les rapports que la Société dépose ou soumet 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 assurer à la Société que l'information qu'elle doit communiquer dans les rapports qu'elle dépose ou soumet en vertu des lois sur les valeurs mobilières applicables est consignée et communiquée à la direction, y compris le chef de la direction et le chef de la direction des finances, selon le cas, pour permettre la prise de décisions en temps opportun se rapportant à l'obligation de communication de l'information.

## CRE

Crédits de rendement en matière d'émissions

## Cycle combiné

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

## Disponibilité

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

## Énergie renouvelable

Énergie produite à l'aide de mécanismes terrestres renouvelables comme le vent, l'énergie géothermique, l'énergie solaire et la biomasse, qui peuvent se régénérer.

## Flux de trésorerie disponibles

Montant des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation (flux de trésorerie d'exploitation) moins les fonds que la Société utilise pour l'achat, l'amélioration ou l'entretien des actifs à long terme afin d'optimiser l'efficacité ou la capacité de la Société (dépenses d'investissement).

## Fonds provenant des activités d'exploitation

Désignent les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement et sont ajustés en fonction de transactions et de montants qui, selon la direction, ne sont pas représentatifs des flux de trésorerie liés aux activités courantes.

## Gaz à effet de serre (GES)

Gaz ayant le potentiel de retenir la chaleur dans l'atmosphère, y compris la vapeur d'eau, le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde d'azote, les hydrofluorocarbones et les perfluorocarbones.

## Gazoduc Pioneer

Le gazoduc Pioneer est détenu et exploité conjointement par TransAlta et Tidewater Midstream and Infrastructure Ltd.

## Gigajoule (GJ)

Unité métrique d'énergie couramment utilisée dans l'industrie de l'énergie. Un GJ est égal à 947 817 British Thermal Units («BTU»). Un GJ est également égal à 277,8 kilowattheures.

## Gigawatt (GW)

Unité de puissance électrique équivalant à 1 000 mégawatts.

## Gigawattheure (GWh)

Mesure de consommation d'électricité qui correspond à l'utilisation de 1 000 mégawatts d'électricité pendant une heure.

## Global Reporting Initiative (GRI)

Normes de développement durable les plus largement utilisées dans le monde. Organisation internationale indépendante qui aide les entreprises et autres organisations à assumer la responsabilité de leurs impacts, en leur proposant un langage commun mondial pour communiquer ces impacts.

## Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques

Créé pour recueillir de l'information cohérente, utile à la prise de décision et prospective sur les incidences financières importantes sur les risques et possibilités liés au climat, y compris de l'information sur la transition mondiale vers une économie à faibles émissions de carbone. Information adoptée par toutes les organisations ayant une dette publique ou des capitaux propres dans les pays du G20 pour être utilisée dans les principaux documents financiers.

## ICR

Indicateurs clés du rendement

## IFRS

Normes internationales d'information financière

## Indemnités de résiliation de CAÉ

Le Balancing Pool a résilié les contrats d'achat d'électricité des unités B et C de la centrale de Sundance et, par conséquent, a versé à TransAlta une indemnité de 157 millions de dollars au premier trimestre de 2018 ainsi qu'une indemnité supplémentaire de 56 millions de dollars (plus la TPS et les intérêts) reçue dans le cadre de la victoire en arbitrage contre le Balancing Pool au troisième trimestre de 2019. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture».

## Interruption non planifiée

Arrêt d'une unité de production en raison d'une panne imprévue.

## Marge électricité-combustible

Mesure de la marge brute, soit le prix de vente moins le coût du gaz naturel, par mégawatt.

## Mégawatt (MW)

Unité de puissance électrique équivalant à 1 000 000 de watts.

## Mégawattheure (MWh)

Mesure de la consommation d'électricité qui correspond à l'utilisation de 1 000 000 de watts pendant une heure.

## Normes de rendement en matière d'émissions (NRE)

Sous le gouvernement de l'Ontario, les normes de rendement à l'égard des émissions établissent des limites d'émissions de gaz à effet de serre (GES) pour les installations visées.

## Objectifs de développement durable de l'Organisation des Nations Unies

Les objectifs de développement durable constituent le plan directeur pour parvenir à un avenir meilleur et plus durable pour tous. Ils répondent aux défis mondiaux auxquels nous sommes confrontés, notamment la pauvreté, l'inégalité, le changement climatique, la dégradation de l'environnement, la paix et la justice.

## OPRA

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

## Ordre de démarrage des travaux (ODT)

Avis écrit donné au sous-traitant l'autorisant à entreprendre les travaux

## Réduction de la capacité nominale

Diminution de la capacité électrique nominale d'une centrale ou d'une unité.

## Révision générale

Arrêt planifié périodique d'une unité de production aux fins de travaux d'entretien d'envergure et de réparations. La durée, habituellement calculée en semaines, est établie à compter de l'arrêt de la centrale jusqu'à sa remise en service.

## Services auxiliaires

En vertu de la loi intitulée *Electric Utilities Act*, les services auxiliaires sont les services nécessaires pour faire en sorte que le réseau électrique interconnecté soit exploité de manière à fournir un niveau de service satisfaisant grâce à des niveaux de tension et de fréquence acceptables.

## STFR

Système de tarification fondé sur le rendement

## Sustainability Accounting Standards Board (SASB)

Met en relation les entreprises et les investisseurs sur les incidences financières du développement durable. Les normes du SASB définissent le sous-ensemble des questions ESG les plus pertinentes pour la performance financière dans chacun des 77 secteurs visés.

## Systèmes de gestion de l'environnement

Ensemble de processus et de pratiques permettant à une organisation de réduire ses impacts sur l'environnement et d'accroître son efficacité opérationnelle.

## Taux de fréquence totale des blessures

Mesure de sécurité assurant le suivi du nombre total de blessures, y compris les premiers soins mineurs, par rapport aux heures d'exposition travaillées.

## Taux de fréquence totale des incidents enregistrables

Mesure assurant le suivi du nombre de blessures plus graves et ne tient pas compte des premiers soins mineurs par rapport aux heures d'exposition travaillées.

## Taxe sur le carbone

Fixe le prix du carbone par tonne de gaz à effet de serre émise relativement aux carburants de transport, au mazout de chauffage et autres sources d'émission plus minimes.

## Turbine

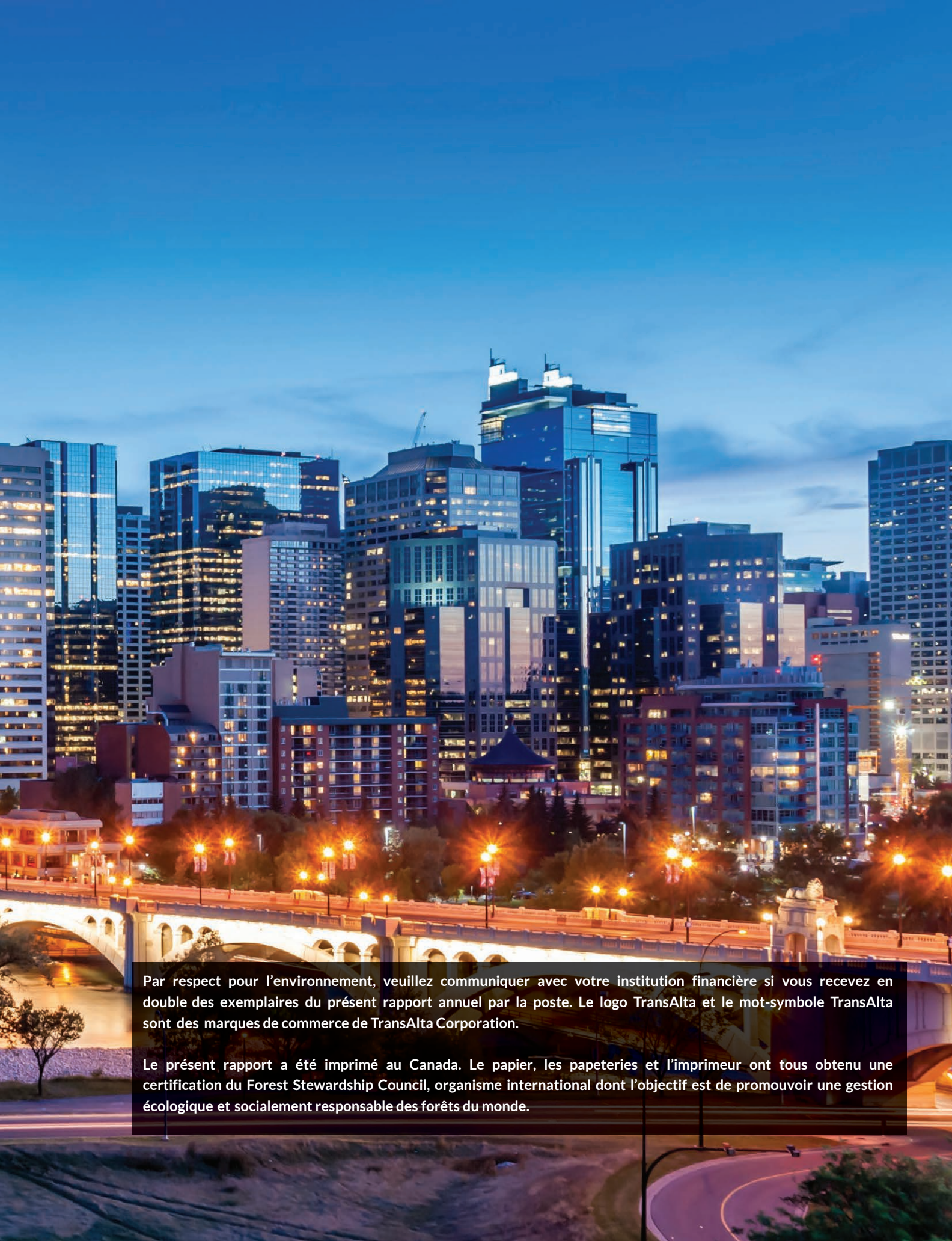
Dispositif rotatif qui produit de l'énergie mécanique à partir de l'énergie d'un fluide (comme l'eau, la vapeur ou des gaz chauds). Les turbines convertissent l'énergie cinétique des fluides en énergie mécanique selon les principes de l'impulsion et de la réaction ou d'un mélange des deux.

## Unité génératrice de trésorerie (UGT)

Une unité génératrice de trésorerie 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.

## Valeur à risque (VaR)

Mesure visant à gérer l'exposition au risque de marché au titre des activités de gestion des risques liés aux produits de base.



Par respect pour l'environnement, veuillez communiquer avec votre institution financière si vous recevez en double des exemplaires du présent rapport annuel par la poste. Le logo TransAlta et le mot-symbole TransAlta sont des marques de commerce de TransAlta Corporation.

Le présent rapport a été imprimé au Canada. Le papier, les papeteries et l'imprimeur ont tous obtenu une certification du Forest Stewardship Council, organisme international dont l'objectif est de promouvoir une gestion écologique et socialement responsable des forêts du monde.

**TransAlta Corporation**

110 - 12th Avenue SW

Box 1900, Station "M"

Calgary, Alberta

Canada T2P 2M1

**403.267.7110**

**[www.transalta.com](http://www.transalta.com)**