

The image features a dark blue background with large, overlapping, curved shapes in shades of light blue and green. The Transalta logo is positioned in the upper right, and the text 'Rapport intégré 2022' is below it. The main slogan 'Énergiser l'avenir' is centered in a large, bold font within a light blue curved shape.

transaltaTM

Rapport intégré 2022

Énergiser l'avenir



Table des matières

- 2** Message du président
- 5** Message du président du conseil d'administration
- 6** Qui nous sommes
- 14** Prochaines étapes
- 16** Nos réalisations
- RG1** Rapport de gestion
- ÉF1** États financiers consolidés
- ÉF13** Notes des états financiers consolidés
- 286** Résumé des données financières et statistiques sur onze ans
- 289** Tableau récapitulatif des centrales
- 291** Indicateurs de performance en matière de développement durable
- 301** Rapport d'assurance du professionnel en exercice indépendant
- 306** Information pour les actionnaires
- 310** Faits saillants pour les actionnaires
- 311** Renseignements sur la Société
- 312** Glossaire des termes clés





John Kousinioris
Président et chef de la direction

À l'automne 2021, notre équipe de haute direction nous a fait part de sa vision à l'égard de l'évolution de TransAlta et a lancé le plan de croissance de l'électricité propre dans le cadre de notre journée des investisseurs. Nous avons jeté les bases d'un cadre visant à repositionner la Société en société productrice d'énergie renouvelable visée par des contrats, à réduire au minimum notre exposition au risque lié à la réglementation et au risque lié au carbone et à diversifier les positions sur la production marchande de la Société en Alberta. Nous avons élaboré un plan dont la priorité est de tirer parti des flux de trésorerie générés par le portefeuille existant et unique de la Société en Alberta et à Centralia, et d'investir ces flux de trésorerie dans l'expansion et la diversification de notre portefeuille d'actifs d'énergie renouvelable visés par des contrats pour générer de la valeur pour les actionnaires. Je suis heureux de dire que notre portefeuille d'actifs de production existants a dégagé un bon rendement et place notre Société en bonne position pour financer sa transition vers une croissance axée sur des actifs d'énergie renouvelable

visés par des contrats. La mise en œuvre de notre stratégie est sur la bonne voie et celle-ci devrait porter ses fruits conformément à nos attentes. Notre vision, qui est d'être un chef de file de la production d'électricité propre centrée sur le client et soucieux d'assurer un avenir durable, demeure ferme et nous croyons que nous pourrions la réaliser.

Chef de file mondial de la réduction des émissions de carbone

Aujourd'hui, nous pouvons nous targuer d'être financièrement solides et nous nous sommes dotés d'une stratégie résiliente et en phase avec le rythme rapide de la tendance en matière de décarbonation dont nous sommes témoins partout dans le monde, et qui continue de stimuler la demande d'électricité renouvelable. À mesure que les États adoptent des règlements de plus en plus stricts et prennent des engagements toujours plus fermes en matière d'émissions de gaz à effet de serre («GES»), nous nous positionnons à titre de chef de file de la production d'énergie renouvelable et de la production hybride. Nous pensons que l'électrification sera la clé de la réduction de l'intensité de carbone des activités de nos clients et des collectivités dans lesquelles nous sommes présents au cours des dix prochaines années. Nous travaillons de concert avec nos clients et, tout particulièrement, avec ceux des secteurs où la décarbonation s'avère plus ardue, comme les secteurs des produits pétrochimiques et des mines, pour créer des solutions de production d'énergie novatrices qui permettront de réduire considérablement les émissions de carbone. Chef de file de la réduction des émissions de carbone, la Société a réduit ses émissions de GES de 68 % depuis 2015, un accomplissement remarquable. La réduction de nos seules émissions de carbone a contribué à hauteur d'environ 10 % à l'atteinte de la cible du Canada en vertu de l'Accord de Paris. Nous avons obtenu de MSCI et de CDP, des agences de notation en matière de performance ESG, des notes respectivement de A et A-. Nous évaluons constamment les progrès que nous réalisons et cette année, nous sommes ravis d'annoncer que nous nous sommes rapprochés de notre objectif à long terme en matière de décarbonation en adoptant une cible visant l'atteinte de la carboneutralité d'ici 2045.

En 2022, les événements qui ont perturbé les marchés mondiaux de l'énergie ont mis en évidence, de façon marquée, la nécessité de réaliser l'équilibre entre les trois aspects qui caractérisent l'énergie que nous produisons, soit une énergie propre, fiable et abordable. C'est sur ce fondement que nous nous concentrons pour évaluer les besoins des clients et des consommateurs au fil de notre transition à la carboneutralité. Selon nous, toutes les formes de solutions de production d'électricité seront nécessaires pour mener à bien cette transition vers un avenir plus propre, et nous disposons des capacités uniques requises pour bâtir et exercer nos activités au moyen de toutes les formes de technologies et plateformes de production au Canada, aux États-Unis et en Australie. Nous réalisons divers investissements dans le domaine de l'hydrogène, notamment, pour nous assurer que nous nous maintenons au fait de l'évolution des technologies. Notre plan comprend un engagement à investir 3,6 milliards de dollars dans la croissance de la production d'électricité propre, mais surtout, nous avons entièrement financé ce plan et avons commencé à le mettre en œuvre.

Rendement exceptionnel de nos activités

Au cours de l'exercice, nous avons relevé avec succès les défis que présentait le marché et avons généré des résultats exceptionnels, qui se sont situés à l'extrémité supérieure de la fourchette de nos prévisions révisées. Nous avons généré des flux de trésorerie par action remarquables de 3,55 \$, une augmentation de 64 % par rapport à ceux de 2021. Le solide rendement d'exploitation de notre portefeuille nous a permis de fournir avec succès de l'électricité lorsque le marché en avait le plus besoin et de tirer parti de la solidité des prix de l'électricité en Alberta. Nos résultats témoignent de la valeur de notre portefeuille stratégiquement diversifié en Alberta. Bien que nous nous rapprochions du sommet du cycle de l'offre, de plus en plus d'électricité étant offerte sur le marché de l'Alberta, nous continuons de croire que nous disposons du portefeuille adéquat pour être un fournisseur d'énergie de choix. Grâce à nos actifs hydroélectriques à croissance rapide et à nos actifs convertis au gaz nécessitant peu d'investissements, nous pouvons offrir au marché la fiabilité et la rentabilité dont il a besoin.

En 2022, nous n'avons également déclaré aucune blessure ayant entraîné un arrêt de travail à l'échelle de nos activités mondiales et nous avons enregistré un taux de fréquence totale des accidents enregistrables de 0,39 dans notre portefeuille, un taux exceptionnel qui est aussi le meilleur de notre histoire. La disponibilité a également été excellente dans l'ensemble de nos installations, se chiffrant à 90,0 % pour tout le portefeuille en 2022 en comparaison de 86,6 % en 2021.

Notre situation financière continue d'être solide grâce à nos liquidités de 2,1 milliards de dollars, et nous sommes bien positionnés pour mener à bien notre plan de croissance de l'électricité propre. Nous avons augmenté notre dividende annuel de 10 % pour le fixer à 0,22 \$ par action à compter de janvier 2023, notre quatrième augmentation annuelle consécutive. Par ailleurs, nous avons remis 54 millions de dollars aux actionnaires au cours de l'exercice et continuerons d'appuyer les rachats d'actions, en particulier en période de faiblesse des prix du marché.

Plan de croissance de l'électricité propre : maintenir le cap sur notre objectif visant la livraison de 2 GW provenant d'énergies renouvelables

Nous sommes convaincus d'être en mesure d'atteindre les objectifs que nous nous sommes fixés dans notre plan de croissance de l'électricité propre. En 2022, nous avons pris la décision définitive d'investir dans l'ajout du parc éolien Horizon Hill de 200 MW, aux États-Unis, et l'expansion du réseau de transport à Mount Keith, en Australie. Bien que ces investissements étaient en deçà de notre objectif de croissance pour l'exercice, nous avons réussi à ajouter des projets de développement représentant 1 980 MW à notre portefeuille de croissance, ce qui jette de bonnes bases pour l'avenir. Pour 2023, nous avons relevé notre objectif de croissance pour le porter à 500 MW alors que nous maintenons le cap vers l'atteinte de notre objectif de 2 GW pour 2025.

Nos projets à un stade avancé, qui représentent 374 MW provenant d'une combinaison de projets d'énergie éolienne, de stockage d'hydroélectricité et de technologies gazières, font à l'heure actuelle l'objet de discussions avec divers acheteurs potentiels. En 2022, l'Alberta Utilities Commission a approuvé notre projet de stockage d'énergie par batteries WaterCharger, un projet de stockage d'énergie novateur de 180 MW situé à l'extérieur de Calgary qui utilise des batteries aux ions de lithium. Le projet est aussi le premier du genre en Alberta et permettra de stocker l'énergie produite par notre portefeuille de centrales hydroélectriques dans le cadre de l'entente de production en tout temps, et de la décharger dans le réseau de l'Alberta en période de pointe. En outre, des projets de construction représentant 678 MW sont en cours, auxquels 1,35 milliard de dollars ont été affectés, et nous prévoyons que ces projets seront achevés en 2023. Ces projets, combinés aux parcs solaires de 122 MW acquis en Caroline du Nord, généreront un BAIIA ajusté de 149 millions de dollars en 2024.

Au moment où nous nous efforçons de faire progresser le reste de notre filière de développement, nous surveillons les pressions grandissantes exercées par l'inflation et l'offre et leur incidence sur certaines de nos occasions de développement. Le prix de l'approvisionnement en éoliennes a considérablement augmenté, au même titre que le prix des matières premières. Nous estimons que les coûts actuels de construction de nouveaux actifs ont connu une hausse allant jusqu'à 40 % en regard de ceux des projets dont la construction a démarré il y a seulement un an. Par conséquent, nous avons relevé l'objectif d'investissement en capital de notre plan de croissance de l'électricité propre pour le faire passer de 3 milliards de dollars à 3,6 milliards de dollars afin de tenir compte de ce nouvel environnement de prix des intrants. Toutefois, malgré l'augmentation des dépenses d'investissement, la demande d'énergie renouvelable est demeurée robuste, les entreprises et les gouvernements ayant pris des engagements fermes en matière de développement durable. Les prix stipulés dans les CAÉ sont ajustés pour tenir compte des pressions exercées sur les coûts de l'approvisionnement et des intrants. Nous avons donc revu à la hausse notre cible de BAIIA, la faisant passer de 250 millions de dollars à 315 millions de dollars, pour tenir compte de cette dynamique. Nous nous attendons à ce que les exigences de rendement pour nos actionnaires demeurent intactes. Les annonces récentes relatives à l'*Inflation Reduction Act* aux États-Unis et l'énoncé économique de l'automne au Canada sont positifs pour notre secteur et la Société, et contribueront à alimenter la demande d'énergie renouvelable dans ces deux pays.

Conformément à l'accent que nous portons sur la croissance, nous investissons dans notre équipe de développement pour accroître nos capacités à titre de promoteur de choix et faire croître notre filière de projets de développement, faire progresser la mise en œuvre de ces projets et les convertir en actifs.

TransAlta – le principal moteur de croissance

Au fil du temps, les stratégies d'investissement de TransAlta et de sa filiale, TransAlta Renewables, ont pris des directions similaires. Après des analyses approfondies, nous avons précisé en décembre dernier que TransAlta est en meilleure position pour être le principal moteur de croissance du groupe consolidé. La filière de développement de TransAlta, la solidité de son bilan, ses flux de trésorerie disponibles toujours robustes et son faible ratio de distribution confortent l'idée que TransAlta Corporation est la meilleure entité pour se charger du déploiement de capitaux considérables dans la croissance de l'énergie renouvelable visée par des contrats. TransAlta Renewables continue d'être un actif essentiel pour TransAlta. Elle se concentrera principalement sur le maintien de ses dividendes en 2023 et au-delà grâce à des possibilités de croissance axées sur l'expansion

MESSAGE DU PRÉSIDENT

en interne de ses actifs existants suivant l'exercice de ses droits de première offre auprès de TransAlta et, éventuellement, des cessions d'actifs par TransAlta qui pourraient compenser en partie les effets de son horizon fiscal. TransAlta Renewables continuera d'affecter la majeure partie des flux de trésorerie provenant de ses actifs visés par des contrats au versement de dividendes à ses actionnaires.

Priorité continue aux questions environnementales, sociales et de gouvernance

L'importance des questions environnementales, sociales et de gouvernance («ESG») a augmenté de façon exponentielle au cours des quelques dernières années, en raison en grande partie du fait que les investisseurs prennent le temps de comprendre la durabilité des flux de trésorerie futurs et l'aspect humain d'une entreprise. TransAlta a adopté il y a longtemps déjà les meilleures pratiques en matière de développement durable et, depuis plus de 25 ans, présente des informations sur les questions ESG et intègre de façon volontaire son rapport sur le développement durable à son rapport annuel depuis 2015.

Nous continuons à promouvoir l'adoption des meilleures pratiques ESG du secteur au sein de la Société. Nous accordons notamment la priorité à l'accroissement de notre sensibilisation à la culture des communautés autochtones à l'échelle de nos activités mondiales. Ce fut notre priorité en 2022, et je suis fier de dire qu'au terme de la première année de cette initiative, nous avons offert à tous les employés au Canada une formation sur la sensibilisation à la culture autochtone, dont le taux de participation a été de 100 %. Cette initiative importante se poursuivra en 2023, étant donné que nous offrirons d'autres formations aux États-Unis et en Australie. Ainsi, nous nous assurerons que le niveau de sensibilisation est le même à l'échelle de notre Société et que nous serons à même de mettre en œuvre notre stratégie en faisant preuve de sensibilité et de compréhension à l'égard des collectivités avec lesquelles nous collaborons.

Nous avons également mis sur pied un programme de transformation de la culture en faisant évoluer la culture en milieu de travail pour mettre davantage l'accent sur la formation et l'atteinte d'objectifs et de résultats et sur la création d'un environnement psychologiquement sécuritaire. Je suis tout particulièrement fier d'une initiative des employés l'an dernier qui a pris en compte tous ces objectifs et qui démontre les progrès que nous avons réalisés à titre d'organisation. Un groupe de nos employés a élaboré une série de conférences dans lesquelles les employés de différents milieux eu égard à l'ethnicité, à la race et à l'orientation sexuelle ont pu partager leurs expériences passées. Ils ont eu le courage de se présenter tels qu'ils sont vraiment et de révéler leurs vulnérabilités à d'autres employés de la Société afin de faire la promotion de la compréhension et de l'inclusion. Je suis impressionné par le niveau de sécurité psychologique qui règne dans notre milieu de travail.

Se préparer pour 2024 et au-delà

En 2023, je me consacrerai à trouver des moyens d'accélérer la mise en œuvre de notre stratégie de croissance et à veiller à ce que TransAlta continue de faire preuve de résilience dans un marché et un contexte réglementaire en constante évolution. Nous nous efforçons de repérer les possibilités et les défis qui permettront à la Société d'aller de l'avant au cours de la deuxième partie de la décennie. Nous vous ferons part de nos réflexions lors de la journée des investisseurs qui aura lieu à l'automne 2023.

L'exercice 2022 a été remarquable pour la Société. Notre réussite commune est le fruit des efforts de chacun des employés de TransAlta. J'ai été honoré de diriger cette organisation composée de gens talentueux qui s'engagent à générer des résultats exceptionnels tout en respectant nos valeurs de base, à savoir la sécurité, l'innovation, le développement durable, le respect et l'intégrité.

Je tiens également à remercier les membres de notre conseil d'administration pour leur soutien, leurs conseils et leur sagesse, et pour leur engagement à l'égard de la Société, de ses valeurs et de sa mission qui consiste à produire l'électricité propre, fiable et abordable dont le monde a besoin aujourd'hui et pour l'avenir.

Nous remercions aussi nos actionnaires pour leurs précieux points de vue dont nous sommes toujours heureux de prendre connaissance, et pour leur engagement soutenu envers TransAlta.

Pour conclure, je veux vous dire que j'apprécie sincèrement le soutien de toutes nos parties prenantes, et je remercie nos employés pour tout ce qu'ils font pour s'assurer que nous électrifiions et servions durablement l'économie et les collectivités. Je suis heureux d'annoncer que tout porte à croire que notre réussite se poursuivra en 2023.



John H. Kousinioris

Président et chef de la direction

Le 22 février 2023

MESSAGE DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION



Au moment de présenter nos résultats financiers pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, je tiens à souligner la fierté que m'inspirent l'équipe de direction et les employés de la Société. Au cours des cinq derniers exercices, la Société, sous la gouverne du conseil d'administration, a considérablement réduit sa dette, élargi son portefeuille d'énergies renouvelables et mis hors service ou converti au gaz naturel toutes les centrales au charbon canadiennes, huit ans avant la date prévue de l'élimination obligatoire des émissions provenant des centrales alimentées au charbon. La Société a géré son évolution en faisant preuve de beaucoup d'adresse et de soin pour le plus grand bénéfice de nos actionnaires. C'est grâce au dur labeur et à la détermination des membres de l'équipe de direction que nous pouvons déclarer que 2022 a été le meilleur exercice que notre Société ait connu depuis qu'elle est en exploitation. Grâce à nos investissements, nous avons inscrit un rendement sans précédent et notre équipe de direction a généré des flux de trésorerie disponibles exceptionnels pour les actionnaires. TransAlta a été performante à tous les égards, que ce soit en matière de finances, d'exploitation ou en matière de sécurité.

La Société a élaboré une stratégie brillante qui a été mise en œuvre avec succès, comme en témoignent les réalisations de 2022. Nous avons lancé un programme de répartition du capital dans le cadre duquel nous déployons les flux de trésorerie provenant de la transition de nos centrales marchandes thermiques et de notre portefeuille unique de centrales hydroélectriques dans des énergies renouvelables visées par des contrats afin de repositionner la Société et de générer une valeur à long terme pour nos actionnaires. Nous avons accompli beaucoup et aujourd'hui, nous sommes fiers de dire que nous sommes véritablement une entreprise en transition qui est bien positionnée à titre de promoteur de choix pour ses clients, crédible et très sollicité. Nous sommes un chef de file de la production d'électricité propre qui accorde résolument une grande importance aux questions ESG et qui peut se targuer d'avoir réduit ses émissions de carbone. Notre situation financière est meilleure qu'elle ne l'a jamais été et nous sommes bien placés pour faire croître les activités qui peuvent ajouter de la valeur pour nos actionnaires, et pour faire progresser la Société dans son virage vers les énergies renouvelables visées par contrats. Fait important, nous ne viserons pas la croissance à tout prix. Nos projets d'énergie renouvelable dans certains territoires devront générer un taux de rendement suffisant pour nous permettre de réaliser nos objectifs de création de valeur. La création de valeur à long terme pour les actionnaires guidera nos décisions d'investissement ainsi que le rythme de la croissance.

Au nom du conseil, je tiens à exprimer à Beverlee Park toute ma gratitude pour ses longues années de service et ses contributions importantes à la Société. Elle était un membre inestimable de notre conseil depuis 2015 et nous la remercions pour le leadership dont elle a fait preuve notamment à titre de présidente du comité d'audit, des finances et des risques du conseil. Nous lui souhaitons le meilleur pour sa retraite bien méritée.

Le côté positif d'un départ au sein du conseil, c'est que nous pouvons accueillir des personnes de talent en mesure d'influencer l'évolution de la Société. Je suis ravi d'accueillir M^{me} Manjit Sharma au sein du conseil. Elle nous fera bénéficier de ses quelque 30 années d'expérience et plus de travail dans divers secteurs et a été reconnue comme l'une des dirigeantes les plus influentes du Canada.

Je tiens également à souligner l'arrivée de M^{me} Candace MacGibbon au sein du conseil et sa nomination à titre de candidate à l'élection des administrateurs qui aura lieu à notre prochaine assemblée des actionnaires. Elle compte plus de 25 années d'expérience dans le secteur des mines et les marchés financiers. Nous avons hâte de l'accueillir au sein de la Société après son élection au poste d'administratrice.

Notre conseil est extrêmement fier des réalisations de l'équipe de direction de TransAlta au cours de l'exercice et reconnaissant envers le président et chef de la direction, John Kousinioris, et les membres de l'équipe de haute direction pour leur leadership responsable. Nous voulons également souligner les efforts inlassables déployés par tous les employés de TransAlta qui ont permis de dégager des résultats exceptionnels au cours de l'exercice dans un contexte encore imprévisible à plusieurs égards. L'équipe a adroitement géré l'incertitude qui fait désormais partie intégrante du contexte d'affaires. Nous sommes particulièrement fiers que l'équipe ait continué de diriger en respectant nos valeurs communes et travaillé de concert pour ancrer une culture gagnante. Ce fut particulièrement évident lors de la remise des prix du Président, dans le cadre de laquelle les réalisations de 2022 ont été soulignées. L'événement a par ailleurs permis de mettre à l'honneur les valeurs, la mobilisation, la passion et l'intentionnalité dont tous nos employés font bénéficier TransAlta tous les jours.

Enfin, nous remercions chacun de nos actionnaires pour leur engagement soutenu envers la Société. Nous sommes heureux que vous nous fassiez part de vos points de vue qui nous aident à mieux percevoir de quelle manière la Société doit évoluer.

Les membres du conseil d'administration et moi-même continuerons de guider la Société vers l'atteinte d'une performance de qualité afin de générer une valeur durable pour les actionnaires.



John P. Dielwart
Président du conseil d'administration

Le 22 février 2023



Qui nous sommes

TransAlta est une société canadienne et l'un des plus grands producteurs d'électricité cotés en Bourse au pays. Nous détenons, exploitons et gérons un portefeuille d'actifs visés par des contrats et diversifiés géographiquement recourant à un large éventail de sources d'énergie, dont l'hydroélectricité, l'énergie éolienne, l'énergie solaire et le gaz naturel.

Notre vision

Être un **chef de file de la production d'électricité propre, soucieux d'assurer un avenir durable**



Notre mission

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

Nos valeurs

Sécurité

Assurer la santé et la sécurité de nos employés, partenaires et parties prenantes.

Innovation

Concevoir et adopter des solutions innovantes pour relever les défis rencontrés.

Développement durable

Réduire les effets de l'utilisation des ressources dans tout ce que nous faisons.

Respect

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

Intégrité

Mettre l'accent sur l'honnêteté, la transparence et le souci du bien.



Aperçu du portefeuille



Énergie éolienne et énergie solaire

29 installations



Hydroélectricité

25 installations¹



Gaz naturel

17 installations



Transition énergétique

1 installation¹



Répartition géographique : rayonnement international

Canada

Nos activités sont nées en Alberta il y a plus de 111 ans avec la construction de notre première centrale hydroélectrique. Aujourd'hui, nous exerçons nos activités à l'échelle du pays afin de fournir l'électricité dont les Canadiens ont besoin au quotidien.

1911

Mise en service de la première installation

4 914 MW

Capacité installée brute

56 installations

En exploitation

Australie

TransAlta Energy Australia s'appuie sur notre présence au pays depuis 20 ans. De nouveaux investissements importants ont été faits au cours des dernières années.

1996

Mise en service de la première installation

450 MW

Capacité installée brute

6 installations

En exploitation

États-Unis

Nos activités aux États-Unis ont commencé avec Centralia, dans l'État de Washington. Depuis, notre portefeuille aux États-Unis s'est élargi pour inclure des actifs de production alimentés au gaz, hydroélectriques, solaires et éoliens.

2000

Acquisition de la première installation

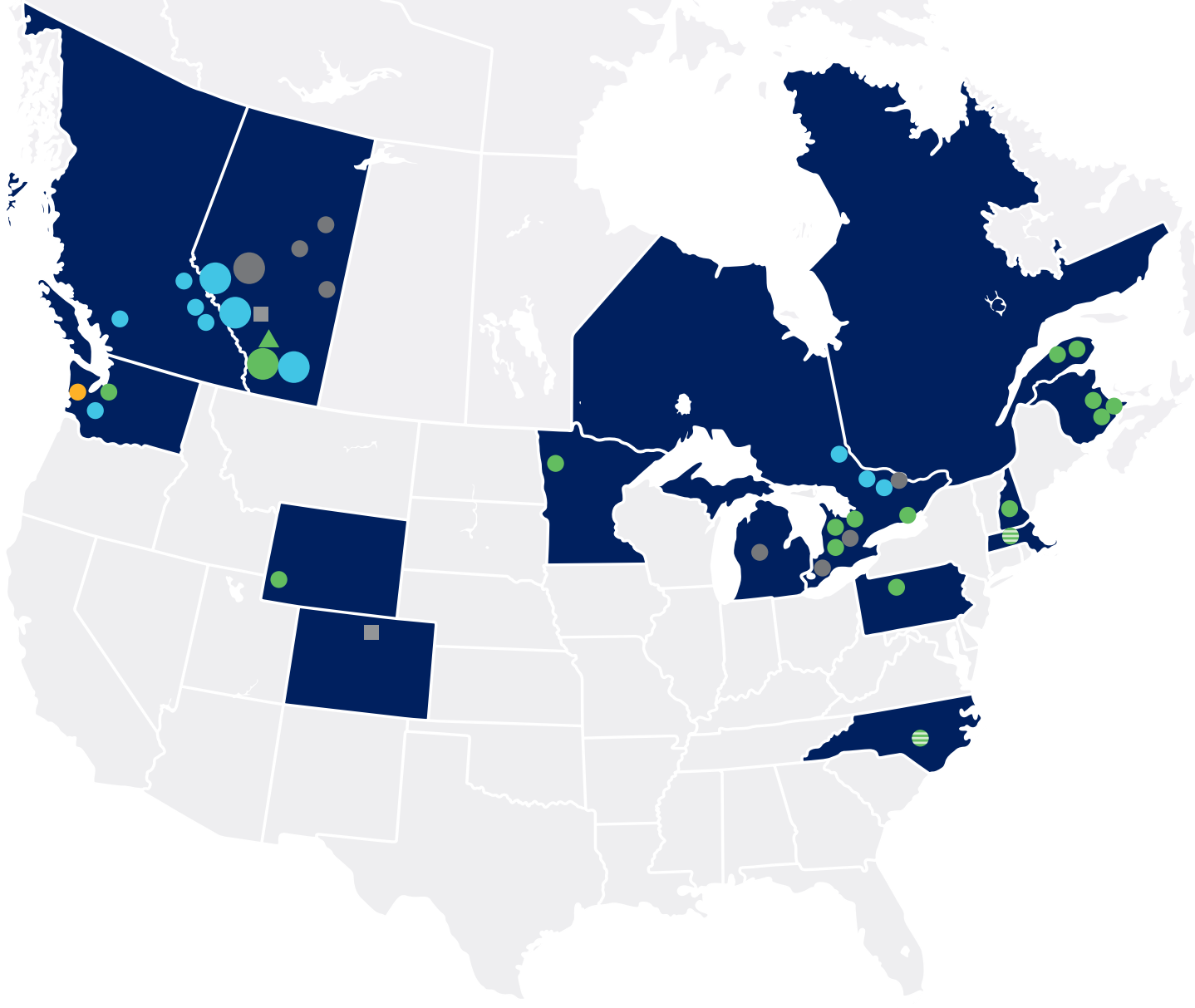
1 219 MW

Capacité installée brute

10 installations

En exploitation

1) Le barrage de Skookumchuck dans l'État de Washington est compris dans le nombre d'installations hydroélectriques.



LÉGENDE

- Énergie éolienne
- ⊖ Énergie solaire
- ▲ Batteries
- Hydroélectricité
- Gaz naturel
- Transition énergétique
- ↪ Gazoduc
- Bureaux de développement des affaires

TransAlta en bref

TransAlta détient, exploite et développe un portefeuille diversifié d'actifs de production d'électricité au Canada, aux États-Unis et en Australie. Nous fournissons aux municipalités, aux secteurs de moyenne et grande taille, aux entreprises et aux clients des services publics de l'électricité propre, abordable, écoénergétique et fiable. Aujourd'hui, nous sommes l'un des plus grands producteurs d'énergie éolienne au Canada et le plus grand producteur d'hydroélectricité en Alberta. Depuis plus d'un siècle, nous nous engageons à fournir de l'électricité propre, durable et à faible coût aux collectivités locales.



8,9 milliards de dollars

Valeur d'entreprise

Bilan solide et gestion rigoureuse du capital



111 ans

Expérience dans la production d'énergie

Le fondement de notre stratégie ciblée



3,3 milliards de dollars

Capitalisation boursière

Inscrite à la cote de la TSX et de la NYSE



Plus de 1 200

Employés

Au cœur de la création de valeur



Environ 6 600 MW

Portefeuille diversifié et résilient

72 installations de production au Canada, aux États-Unis et en Australie



Plus de 4 GW

Portefeuille de croissance

Éventail complet et diversifié de possibilités de croissance

Prix et reconnaissance

Au cours des dernières années, TransAlta a été reconnue pour son rendement à titre d'exploitant responsable et de membre à part entière des collectivités au sein desquelles ses employés travaillent et vivent. Notre performance ESG continue d'être soulignée.

Excellente note de A- du CDP

Cette note est supérieure à la note moyenne régionale de C en Amérique du Nord et la note la plus élevée obtenue par une entreprise du secteur de la production d'énergie thermique.



Au 26^e rang du classement «Board Games» du Globe and Mail (note de 90 sur 100) Ce classement évalue le travail des conseils les plus importants du Canada selon des critères de gouvernance rigoureux (qui sont plus stricts que les critères minimaux des organismes de réglementation).



Indice d'égalité des sexes de Bloomberg (2020, 2021 et 2022)

Un indice pondéré en fonction de la capitalisation boursière qui suit la performance de sociétés ouvertes déterminées à favoriser la transparence dans la présentation de l'information sur l'égalité des sexes.



Sondage «Women Lead Here» du Globe and Mail

(2020, 2021 et 2022) Le sondage «Women Lead Here» du *Globe and Mail* vise à établir une norme de référence relative à la diversité des genres pour les entreprises canadiennes.



Prix Governance Gavel Award : meilleure information sur les pratiques de gouvernance

La Coalition canadienne pour une bonne gouvernance reconnaît l'excellence des communications des émetteurs avec les actionnaires au moyen des circulaires de sollicitation de procurations annuelles.



Rapport intitulé *Green Utilities Report 2022* d'Energy Intelligence (2020 et 2021) Le rapport annuel sur les services publics verts établit un palmarès de 100 entreprises figurant parmi les plus importants producteurs d'électricité au monde et représentant près de la moitié de la capacité mondiale.



Diversio

TransAlta est la première société ouverte du secteur de l'énergie à être certifiée par Diversio pour son programme d'équité, de diversité et d'inclusion.



Prix de l'IRC de l'Université Queen's pour la meilleure stratégie d'apprentissage et de perfectionnement

Ce prix rend hommage à l'équipe de RH qui a généré les avantages organisationnels les plus exceptionnels en liant directement les besoins de ses employés, à tous les échelons, aux besoins d'affaires de l'entreprise..



Conseil canadien pour l'entreprise autochtone

Nous avons obtenu la certification Bronze dans le cadre du programme Relations Progressistes avec les Autochtones pour nos relations et nos partenariats avec les Autochtones.



Centraide

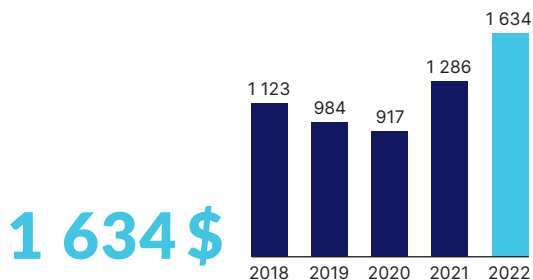
Nous sommes lauréats du prix «Un million de mercis!» de Centraide chaque année depuis 2001.



Faits saillants financiers

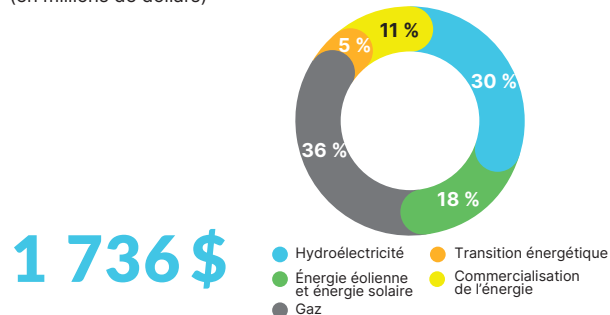
BAIIA ajusté¹

(en millions de dollars)



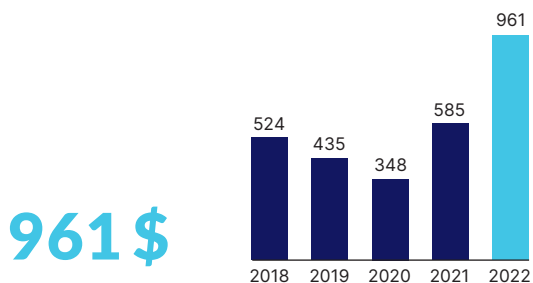
BAIIA ajusté de 2022 tiré de la production^{1, 2}

(en millions de dollars)



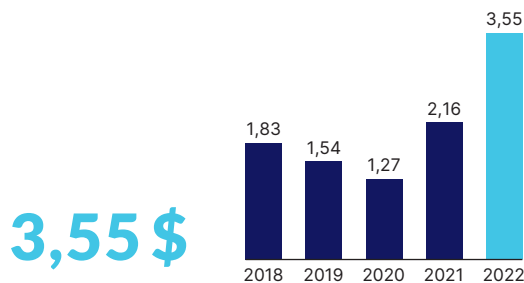
Flux de trésorerie disponibles¹

(en millions de dollars)



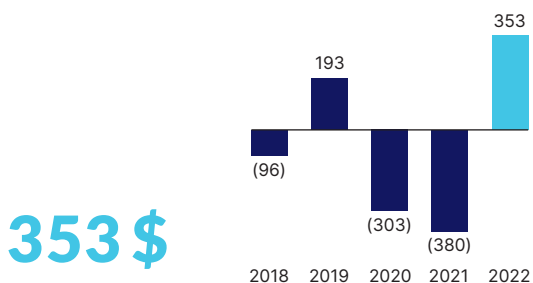
Flux de trésorerie disponibles par action¹

(en millions de dollars)



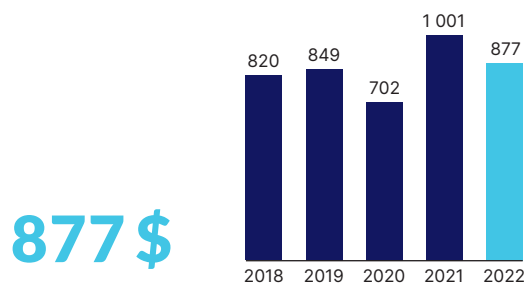
Résultat avant impôts sur le résultat

(en millions de dollars)



Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

(en millions de dollars)



1) Mesure non conforme aux IFRS. Se reporter aux pages RG43 à RG55 pour plus de précisions.

2) Ne tient pas compte des résultats du secteur Siège social et des placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence.

Hydroélectricité

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Capacité installée (MW) ³	922	925	925
Production (GWh)	1 988	1 936	2 132
Volumes des services auxiliaires (GWh)	3 124	2 897	2 857
Produits des activités ordinaires ²	607	383	152
Marge brute	585	367	144
BAIIA ajusté ¹	527	322	105

Gaz

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Capacité installée (MW) ³	3 084	3 084	3 084
Production (GWh)	11 448	10 565	10 780
Produits des activités ordinaires ²	1 521	1 126	848
Marge brute	801	634	507
BAIIA ajusté ¹	629	488	367

Commercialisation de l'énergie

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Produits des activités ordinaires ²	218	202	133
BAIIA ajusté ¹	183	166	103

Données consolidées

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Capacité installée (MW) ³	6 583	7 387	8 129
Total de la production (GWh)	21 258	22 105	24 980
Produits des activités ordinaires ⁴	2 976	2 721	2 101
BAIIA ajusté ¹	1 634	1 286	917

Énergie éolienne et énergie solaire

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Capacité installée (MW) ³	1 906	1 906	1 572
Production (GWh)	4 248	3 898	4 069
Produits des activités ordinaires ²	407	348	334
Marge brute	375	331	309
BAIIA ajusté ¹	311	262	248

Transition énergétique

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Capacité installée (MW) ³	671	1 472	2 548
Production (GWh)	3 574	5 706	7 999
Produits des activités ordinaires ²	724	728	690
Marge brute	159	236	290
BAIIA ajusté ¹	86	133	175

Siège social

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	(101)	(84)	(80)
BAIIA ajusté ¹	(102)	(85)	(81)

1) Mesure non conforme aux IFRS. Se reporter aux pages RG43 à RG55 pour plus de précisions.

2) Pour plus de précisions sur les ajustements des produits des activités ordinaires inclus dans le BAIIA ajusté, se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du rapport de gestion.

3) Capacité installée brute.

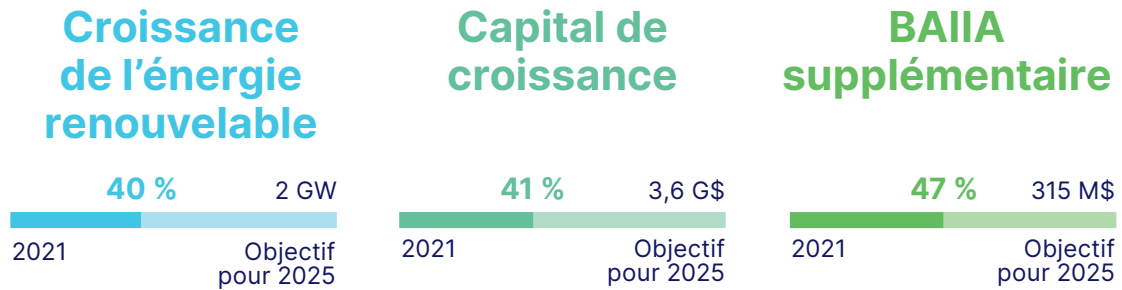
4) Conformément aux IFRS.



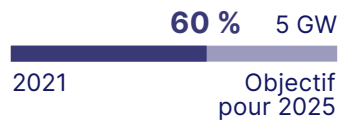
Prochaines étapes

Nous croyons que la décennie en cours sera marquée par une importante expansion de l'énergie propre, et nous nous réjouissons du rôle que jouera TransAlta. Nous nous appuyons sur notre parcours éprouvé ainsi que sur notre expertise et notre expérience pour relever le défi.

Mise en œuvre du plan de croissance de l'électricité propre



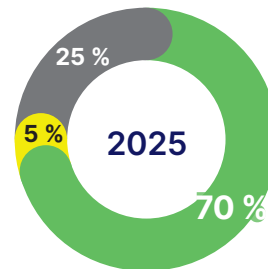
Filière de développement



374 MW

Au stade de développement avancé

BAlIA ajusté ciblé



- Énergies renouvelables
- Commercialisation de l'énergie
- Gaz naturel




5 GW
Portefeuille de croissance

2X
Augmentation du portefeuille d'énergies renouvelables

Nos réalisations

Notre mission consiste à fournir à nos clients de l'électricité propre, fiable, sécuritaire et à faible coût. En tant que chef de file en matière de solutions d'énergie propre centrées sur les clients, nous sommes bien placés pour appuyer les objectifs ESG et de développement durable de nos clients. 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 la croissance de l'électricité renouvelable et un véritable engagement en matière de développement durable. Nous pensons être particulièrement bien placés alors que le monde continue de s'électrifier et d'adopter des pratiques de développement durable.



Objectifs en matière de développement durable

Obtenir des résultats

Nos cibles de développement durable pour 2023 et au-delà soutiennent le succès de notre entreprise à long terme, de sorte que la Société maintiendra sa position de leader en matière de questions ESG dans l'avenir. Les objectifs et les cibles sont fixés pour accroître notre performance ESG et gérer les enjeux importants émergents liés au développement durable.

Neuf ODD des Nations Unies que nous appuyons :



Faits saillants de 2022 en matière de questions ESG

La performance par rapport à certains des objectifs en matière de développement durable de 2022 est présentée ci-dessous :

Environnement

Réduction des émissions de GES



En baisse de 68 % par rapport au niveau de référence

Société

Diversité dans le milieu de travail



26 % de femmes

Gouvernance

Diversité au sein du conseil



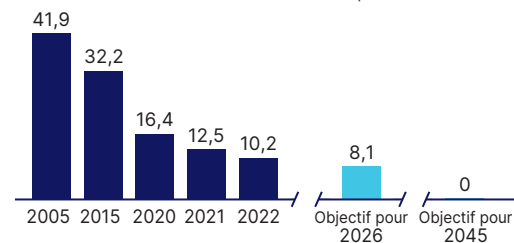
36 % de femmes

Transition vers l'énergie propre

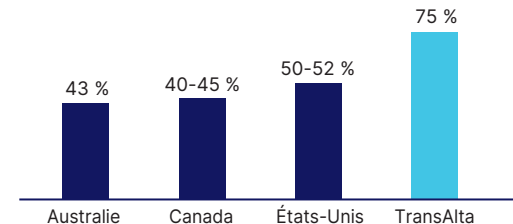
Réalisation de notre plan

Nous sommes un chef de file de la production d'électricité propre axé sur la réduction tangible des émissions de gaz à effet de serre. Nous avons adopté une cible visant l'atteinte de la carboneutralité d'ici 2045 et une cible ambitieuse de réduction de 75 % des émissions de CO₂ par rapport aux niveaux de 2015 d'ici 2026. Nous avons également l'intention de générer une nouvelle capacité de 2 GW provenant d'énergies renouvelables en déployant du capital de croissance de 3,6 milliards de dollars d'ici la fin de 2025.

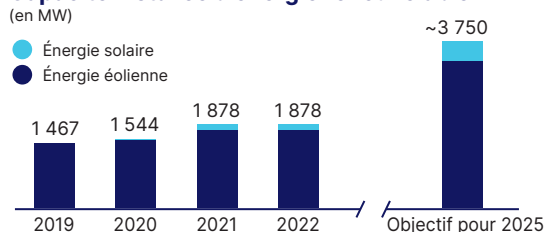
Émissions de GES de TransAlta (en millions de tonnes de CO₂)



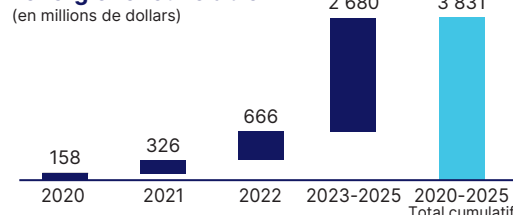
Cibles de réduction des émissions



Capacité installée d'énergie renouvelable (en MW)



Capital de croissance pour l'énergie renouvelable¹ (en millions de dollars)



1) Se reporter à la page RG112 du rapport de gestion pour plus de précisions.

Rapport de gestion

Table des matières

RG2 Énoncés prospectifs	RG70 Instruments financiers
RG4 Description des activités	RG72 Principales méthodes comptables et estimations comptables critiques
RG6 Faits saillants	RG79 Modifications comptables
RG9 Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture	RG80 Questions environnementales, sociales et de gouvernance
RG14 Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels	RG81 Accélération de la transformation de nos activités pour atteindre la carboneutralité d'ici 2045
RG23 Portefeuille de centrales électriques en Alberta	RG82 Cibles de développement durable pour 2023 et au-delà
RG26 Faits saillants du quatrième trimestre	RG85 Performance en matière de développement durable de 2022
RG28 Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels pour le quatrième trimestre	RG87 Décarbonation de notre combinaison énergétique
RG29 Principales informations trimestrielles	RG95 Principales constatations issues de l'analyse de scénarios climatiques
RG31 Situation financière	RG101 Gestion des risques et des possibilités liés aux changements climatiques
RG33 Capital financier	RG112 Favoriser l'innovation et l'adoption de technologies
RG40 Autre analyse consolidée	RG117 Dialoguer avec nos parties prenantes pour bâtir des relations positives
RG42 Flux de trésorerie	RG124 Favoriser un effectif diversifié et inclusif
RG43 Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS	RG128 Pratiques progressistes de gérance environnementale
RG55 Faits saillants financiers sur une base proportionnelle de TransAlta Renewables	RG136 Fournir de l'énergie fiable, durable et à faible coût
RG56 Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS	RG137 Gouvernance du développement durable
RG60 Perspectives pour 2023	RG139 Gouvernance et gestion du risque
RG64 Stratégie et capacité de produire des résultats	RG155 Contrôles et procédures de communication de l'information

Le présent rapport de gestion doit être lu avec nos états financiers consolidés audités annuels de 2022 (les «états financiers consolidés») et notre notice annuelle de 2022 pour l'exercice clos le 31 décembre 2022. 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 2022. 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 22 février 2023. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta Corporation («TransAlta», «nous», «notre», «nos» ou la «Société»), y compris la notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com, sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov, et sur notre site Web à l'adresse www.transalta.com. L'information que contient directement ou par hyperlien le site Internet de la Société n'est pas intégrée par renvoi dans le présent rapport de gestion.

Énoncés prospectifs

Le présent rapport de gestion comprend de l'«information prospective», au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables au Canada, et des «énoncés prospectifs», au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables aux États-Unis, y compris la *Private Securities Litigation Reform Act of 1995* des États-Unis (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. Les 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, des énoncés ayant trait aux aspects suivants : notre plan de croissance de l'électricité propre et notre capacité à atteindre l'objectif de 2 gigawatts («GW») de capacité supplémentaire provenant d'énergies renouvelables au moyen d'un investissement estimé de 3,6 milliards de dollars qui devrait générer un BAIIA annuel moyen supplémentaire de 315 millions de dollars; les projets en construction de la Société, y compris le moment de la mise en service, le BAIIA annuel prévu et les coûts connexes, notamment le projet de parc éolien Horizon Hill, les projets de parcs éoliens White Rock, le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, le projet de parc éolien Garden Plain et le projet d'expansion du réseau de transport à Mount Keith de 132 kV; le projet d'aménagement hydroélectrique par pompage de Montem et les projets d'énergie renouvelable connexes; l'exécution de la filière à un stade avancé et aux premiers stades de développement de la Société, y compris la taille, le coût et le BAIIA prévu de ces projets; l'expansion de la filière aux premiers stades de développement de la Société à 5 GW; la proportion du BAIIA devant être tirée de sources renouvelables d'ici la fin de 2025; les perspectives financières pour 2023 (comme elles sont définies ci-après), y compris le BAIIA ajusté, les flux de trésorerie disponibles et le dividende annualisé par action; la capacité de la Société d'accroître la valeur pour les actionnaires au moyen de l'OPRA (comme elle est définie ci-après); la réduction des émissions de carbone de 75 % d'ici 2026 par rapport aux niveaux de 2015; les travaux de restauration des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills, y compris le calendrier et les coûts des travaux de restauration, l'incidence de ces travaux de réfection sur les produits des activités ordinaires de la Société et le projet éventuel de stockage par batteries aux installations de Kent Hills et de rééquipement de ces installations; l'incidence attendue et le montant des coûts de conformité liés au carbone; l'évolution de la réglementation et son incidence attendue sur la Société, notamment le plan climatique du gouvernement canadien et la mise en œuvre de ses principaux aspects (y compris l'augmentation des prix du carbone et l'accroissement du financement pour les technologies propres), le projet de Règlement sur l'électricité propre, le Règlement sur les combustibles propres et le Règlement sur le régime canadien de crédits compensatoires concernant les gaz à effet de serre et la capacité de la Société de réaliser des avantages découlant de l'évolution de la réglementation au Canada, aux États-Unis et en Australie, notamment l'obtention de financement ou d'un traitement fiscal favorable pour des projets d'électricité propre; la valeur potentielle des crédits compensatoires de carbone; la modélisation et l'analyse de scénarios associées à la gestion des changements climatiques et la viabilité de la stratégie de la Société selon divers scénarios relatifs aux changements climatiques; les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité en 2023; les prix attendus de l'électricité en Alberta, en Ontario et dans le Nord-Ouest Pacifique; les prix du gaz de l'AECO; le caractère cyclique des activités, y compris en ce qui concerne les coûts d'entretien, la production et les charges; les attentes en matière de refinancement de la dette venant à échéance entre 2023 et 2025; et le maintien par la Société d'une situation financière solide et de liquidités considérables, à la condition que la conjoncture économique n'ait pas une incidence significative.

Les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport de gestion se fondent sur de nombreuses hypothèses, y compris, mais sans s'y limiter, les hypothèses suivantes : aucune modification importante aux lois et règlements applicables autres que celles déjà annoncées; aucune modification importante aux coûts du combustible et des achats d'électricité; aucune incidence défavorable importante sur les marchés des placements et du crédit à long terme; aucune modification importante aux hypothèses liées aux prix de l'électricité et aux couvertures, y compris les prix au comptant de l'électricité en Alberta se situant entre 105 \$ le MWh et 135 \$ le MWh en 2023, le prix au comptant de l'électricité dans la région du Mid-Columbia se situant

entre 75 \$ US le MWh et 85 \$ US le MWh en 2023, et les prix du gaz de l'AECO de 4,60 \$ le GJ en 2023; les volumes couverts et les prix en 2023; les dépenses d'investissement de maintien se situant entre 140 millions de dollars et 170 millions de dollars en 2023; la marge brute du secteur Commercialisation de l'énergie variant entre 90 millions de dollars et 110 millions de dollars en 2023; aucune variation importante des prix du gaz et des coûts de transport; aucune modification importante aux frais de démantèlement et de remise en état des actifs mis hors service en Alberta; aucune modification importante des taux d'intérêt; aucune modification importante de la demande et de la croissance de la production d'énergie renouvelable; aucune modification importante des notes de la dette et de crédit de la Société; le pourcentage de participation de la Société dans TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables») ne change pas de manière importante; et aucune diminution des dividendes à recevoir de TransAlta Renewables.

Les énoncés prospectifs sont sujets à un certain nombre de risques et d'incertitudes 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 les risques concernant : les réclamations pour cause de force majeure; 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 le matériel nécessaire; notre capacité à obtenir des approbations réglementaires et toute autre approbation de tiers dans les délais prévus, ou à tout moment, relativement à nos projets de croissance; les risques liés aux projets de mise en valeur et de construction, notamment en ce qui concerne les risques liés à l'augmentation des dépenses d'investissement, aux permis, à la main-d'œuvre et à l'ingénierie, les litiges avec les entrepreneurs et les retards possibles dans la construction ou la mise en service de ces projets; un accès restreint aux capitaux et une augmentation des coûts d'emprunt; les fluctuations importantes du dollar canadien par rapport au dollar américain et au dollar australien; des variations de l'offre et de la demande en électricité à court ou à long terme; les fluctuations des prix du marché, y compris une baisse des prix marchands en Alberta, en Ontario et dans la région du Mid-Columbia; des réductions de la production; la hausse du taux de perte sur nos créances clients; l'incapacité d'atteindre nos cibles ESG (comme elles sont définies ci-après); la dépréciation ou réduction de valeur d'actifs; 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; la gestion du risque lié aux produits de base et du risque lié aux transactions sur les produits énergétiques, y compris l'efficacité des outils de gestion du risque de la Société associés aux procédures de couverture et de négociation pour se protéger contre les pertes importantes; 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; les interruptions du transport et de la distribution de l'électricité; les répercussions des conditions météorologiques, y compris les catastrophes causées par l'homme ou les catastrophes naturelles et d'autres risques liés au climat; des augmentations des coûts; l'incapacité de satisfaire aux conditions de clôture de l'acquisition d'une participation dans le projet d'aménagement hydroélectrique par pompage de Tent Mountain; la réduction de l'efficacité relative ou des facteurs de capacité de nos unités de production; les interruptions des sources d'énergie, y compris le gaz naturel, le charbon, les ressources hydriques, solaires ou éoliennes nécessaires à l'exploitation de nos centrales; les risques opérationnels, les interruptions non planifiées, et les pannes de matériel et notre capacité à effectuer ou à faire effectuer les réparations de manière rentable ou en temps opportun, voire tout court, y compris en ce qui concerne la restauration et le remplacement des fondations des éoliennes aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills; les risques économiques généraux, notamment la détérioration des marchés boursiers, l'augmentation des taux d'intérêt ou la hausse de l'inflation; des résultats financiers ne répondant pas aux attentes; la situation économique et politique générale, tant à l'échelle nationale qu'à l'échelle internationale; les hostilités armées, notamment la guerre en Ukraine et ses répercussions; la menace de terrorisme; les initiatives diplomatiques défavorables ou d'autres événements similaires qui pourraient avoir une incidence négative sur nos activités; le risque lié au secteur d'activité et la concurrence au sein de ce secteur; les fluctuations du change; la subordination structurelle des titres; le risque de crédit lié aux contreparties; les risques de crise de santé publique, y compris d'éventuelles autres répercussions de la COVID-19; les changements apportés à notre relation avec TransAlta Renewables ou à la propriété de TransAlta Renewables; des changements dans le paiement ou la réception de dividendes futurs, y compris ceux de TransAlta Renewables; le caractère inadéquat ou la non-disponibilité des garanties d'assurance; notre provision pour impôts sur le résultat et tout risque de nouvelle cotisation; les litiges et procédures fondés sur la loi, la réglementation ou un contrat auxquels la Société est partie; la dépendance à l'égard 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» de notre rapport de gestion annuel de 2022 et à la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle de l'exercice clos le 31 décembre 2022.

Les lecteurs sont priés d'examiner attentivement ces facteurs dans leur évaluation des énoncés prospectifs puisqu'ils reflètent les attentes de la Société uniquement en date des présentes et de ne pas s'y fier indûment. 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.

Description des activités

Portefeuille d'actifs

TransAlta est une société canadienne et l'un des plus grands producteurs d'électricité cotés en Bourse au Canada, qui compte plus de 111 ans d'expérience en exploitation. Nous détenons, exploitons et gérons un portefeuille d'actifs diversifiés géographiquement recourant à un large éventail d'intrants, dont l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, le gaz naturel et le charbon thermique. Nous sommes l'un des plus grands producteurs d'énergie éolienne au Canada et le plus grand producteur d'hydroélectricité en Alberta.

Notre plan de croissance de l'électricité propre, annoncé en 2021, continuera à renforcer notre position de leadership en matière d'électricité renouvelable. En 2022, notre capacité installée brute d'installations de production d'énergie renouvelable s'élevait à 2 828 MW et des projets d'énergie renouvelable d'une capacité de 600 MW étaient en cours de construction.

TransAlta effectue une transition active de ses activités afin de gérer les risques et les possibilités liés aux changements climatiques et a fait preuve de leadership en prenant des mesures pour s'attaquer aux questions liées aux changements climatiques. La Société ne produit plus d'électricité à partir du charbon au Canada. Depuis 2018, nous avons mis hors service une capacité de 4 464 MW de production à partir du charbon et avons converti au gaz naturel une capacité de 1 659 MW. Notre dernière centrale au charbon de l'État de Washington devrait être mise hors service à la fin de 2025.

Nous sommes en voie d'atteindre notre objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre («GES») de 75 % d'ici 2026 par rapport aux niveaux de 2015. Depuis 2015, nous avons réduit nos émissions de GES de 22 millions de tonnes d'éq. CO₂ ou 68 %.

Le tableau suivant présente la propriété consolidée de nos centrales dans les régions où nous exerçons nos activités au 31 décembre 2022 :

Au 31 décembre 2022		Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total
Alberta	Capacité installée brute (MW) ¹	834	636	1 960	—	3 430
	Nombre de centrales	17	13	7	—	37
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée (années) ^{2, 3, 4}	—	6	1	—	2
Canada, sans l'Alberta	Capacité installée brute (MW) ¹	88	751	645	—	1 484
	Nombre de centrales	7	9	3	—	19
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée (années) ³	6	11	9	—	10
États-Unis	Capacité installée brute (MW) ¹	—	519	29	671	1 219
	Nombre de centrales	—	7	1	2	10
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée (années) ³	—	11	3	3	7
Australie	Capacité installée brute (MW) ¹	—	—	450	—	450
	Nombre de centrales	—	—	6	—	6
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée (années) ³	—	—	16	—	16
Total	Capacité installée brute (MW)¹	922	1 906	3 084	671	6 583
	Nombre de centrales	24	29	17	2	72
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée (années)³	1	10	5	3	6

1) La capacité installée brute pour la présentation de l'information financière consolidée représente 100 % de la production d'une centrale. Les données sur la capacité du secteur Énergie éolienne et énergie solaire comprennent 100 % de la capacité du parc éolien de Kent Hills; les données du secteur Gaz comprennent 50 % de la capacité des centrales d'Ottawa et de Windsor, 100 % de la capacité de la centrale de Poplar Creek, 50 % de la capacité de la centrale de Sheerness et 60 % de la capacité de la centrale de Fort Saskatchewan.

2) La durée de vie contractuelle moyenne pondérée des actifs du secteur Hydroélectricité et de certains actifs gaziers et éoliens en Alberta est nulle puisqu'ils sont principalement exploités sur une base commerciale dans le marché de l'Alberta. Se reporter à la rubrique «Portefeuille de centrales électriques en Alberta» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

3) En ce qui concerne l'électricité produite dans le cadre de contrats d'achat d'électricité («CAÉ») à long terme, de contrats de couverture énergétique et de contrats industriels à court et à long terme, les CAÉ ont une durée de vie contractuelle moyenne pondérée résiduelle (fondée sur la capacité installée brute moyenne à long terme).

4) La durée de vie contractuelle résiduelle moyenne pondérée a trait à la durée du contrat de la centrale de McBride Lake (38 MW), du projet de parc éolien Windrise (206 MW), de la centrale de Poplar Creek (115 MW) et de la centrale de Fort Saskatchewan (71 MW), ainsi qu'aux autres parcs éoliens et centrales alimentées au gaz exploités sur une base commerciale dans le marché de l'Alberta.

Faits saillants

Faits saillants financiers consolidés

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Disponibilité ajustée (%)	90,0	86,6	90,7
Production (GWh)	21 258	22 105	24 980
Produits des activités ordinaires	2 976	2 721	2 101
Coûts du combustible et des achats d'électricité	1 263	1 054	805
Coûts de conformité liés au carbone	78	178	163
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	521	511	472
BAlIA ajusté ^{1,2}	1 634	1 286	917
Résultat avant impôts sur le résultat	353	(380)	(303)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	4	(576)	(336)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	877	1 001	702
Fonds provenant des activités d'exploitation ^{1,2}	1 346	994	675
Flux de trésorerie disponibles ^{1,2}	961	585	348
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,01	(2,13)	(1,22)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires ³	0,21	0,19	0,22
Dividendes déclarés sur actions privilégiées ³	1,20	1,02	1,27
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ^{1,4}	4,97	3,67	2,45
Flux de trésorerie disponibles par action ^{1,4}	3,55	2,16	1,27

Aux 31 décembre	2022	2021	2020
Total de l'actif	10 741	9 226	9 747
Total de la dette nette consolidée ^{1,5}	2 854	2 636	2 974
Total des passifs non courants	5 864	4 702	5 376
Total du passif	8 752	6 633	6 311

- 1) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. La présentation de ces éléments d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Se reporter à la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» du présent rapport de gestion pour plus de précisions, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec les mesures établies selon les IFRS. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.
- 2) Au cours de 2022, la composition de notre BAlIA ajusté a été modifiée pour tenir compte de l'incidence des positions de change dénouées qui sont réglées en les compensant avec des positions de la même contrepartie afin de refléter la performance des actifs et du secteur Commercialisation de l'énergie dans la période au cours de laquelle les transactions ont lieu. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition à toutes les périodes présentées antérieurement.
- 3) Moyenne pondérée des dividendes déclarés sur les actions privilégiées des séries A, B, C, D, E et G. Les dividendes déclarés varient d'une période à l'autre en raison du calendrier des dividendes déclarés et des taux variables trimestriels.
- 4) 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 nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 était de 271 millions d'actions (271 millions d'actions en 2021 et 275 millions d'actions en 2020). Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour connaître l'objet de ces ratios non conformes aux normes IFRS.
- 5) 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.

La Société a dépassé la limite supérieure de ses prévisions relatives au BAIIA ajusté et aux flux de trésorerie disponibles au cours de l'exercice en affichant un rendement exceptionnel dans tous ses secteurs de production ainsi que dans le secteur Commercialisation de l'énergie. Les installations hydroélectriques et au gaz du portefeuille de centrales électriques en Alberta étaient bien placées pour tirer parti des possibilités découlant des excellentes conditions du marché au comptant. Le secteur Énergie éolienne et énergie solaire a tiré profit d'un exercice complet d'exploitation au parc éolien Windrise et aux parcs solaires en Caroline du Nord. Le secteur Transition énergétique a affiché un solide rendement grâce à l'unité 2 de la centrale de Centralia, lequel a été compensé par les réductions liées à la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Keephills et de l'unité 4 de la centrale de Sundance.

La **disponibilité ajustée** pour l'exercice 2022 s'est établie à 90,0 %, en regard de 86,6 % pour l'exercice 2021. L'augmentation s'explique principalement par la diminution des interruptions planifiées dans le secteur Gaz grâce à l'achèvement des conversions du charbon au gaz en 2021, par la fiabilité supérieure des unités converties au gaz par rapport aux unités alimentées au charbon et par la diminution des interruptions planifiées et non planifiées dans nos actifs hydroélectriques en Alberta et à l'unité 2 de la centrale de Centralia, partiellement contrebalancées par l'interruption prolongée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills.

La **production** pour l'exercice 2022 s'est élevée à 21 258 gigawattheures («GWh»), par rapport à 22 105 GWh pour l'exercice 2021. La baisse de la production s'explique principalement par la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Keephills et de l'unité 4 de la centrale de Sundance et par l'interruption prolongée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills. Ces éléments ont été partiellement compensés par les facteurs suivants : une augmentation de la production du secteur Gaz attribuable à une plus grande disponibilité et à une optimisation accrue de la répartition des actifs en Alberta; une hausse de la production de la centrale de cogénération Ada; l'ajout du parc éolien Windrise mis en service au quatrième trimestre de 2021, la contribution des parcs solaires en Caroline du Nord acquis au quatrième trimestre de 2021 et les ressources éoliennes additionnelles dans l'est du Canada, le tout dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire; et une augmentation de la production à l'unité 2 de la centrale de Centralia en 2022 dans le secteur Transition énergétique.

Les **produits des activités ordinaires** pour l'exercice 2022 ont augmenté de 255 millions de dollars par rapport à ceux de l'exercice 2021, ce qui s'explique principalement par la hausse des prix de l'énergie réalisés obtenus dans le marché de l'électricité en Alberta grâce à nos activités d'optimisation et d'exploitation et par la hausse des prix réalisés et des volumes des services auxiliaires dans le secteur Hydroélectricité. Les produits des activités ordinaires, déduction faite des pertes réalisées et latentes des positions de couverture et de dérivés, ont également augmenté en raison de la hausse des prix marchands et des volumes à la centrale de Centralia. Le secteur Énergie éolienne et énergie solaire a tiré profit d'une hausse de la production et d'une augmentation des ventes de crédits d'émission par rapport à l'exercice précédent.

Les **coûts du combustible et des achats d'électricité** ont augmenté de 209 millions de dollars en 2022 comparativement à ceux de 2021. Les secteurs Gaz et Transition énergétique ont connu une hausse du prix du gaz naturel et une augmentation de la consommation de gaz naturel dans nos unités récemment converties. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par nos positions couvertes sur le gaz, la baisse des coûts du charbon et l'absence d'amortissement minier en raison de la cessation de toutes les activités d'extraction de charbon au Canada au 31 décembre 2021.

Les **coûts de conformité liés au carbone** ont diminué de 100 millions de dollars en 2022 par rapport à ceux de 2021, en raison principalement d'une réduction des émissions de GES et de l'utilisation de nos crédits de conformité pour régler une partie de l'obligation liée aux émissions de GES, le tout en partie contrebalancé par une augmentation du prix du carbone par tonne et par une hausse de la production dans le secteur Gaz. La réduction des émissions de GES est le résultat direct du recours exclusif au gaz naturel plutôt qu'au charbon dans le cadre des activités d'exploitation en Alberta, ce qui a entraîné des variations de la proportion de combustibles utilisés par la Société.

Les **charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration** pour l'exercice 2022 ont augmenté de 10 millions de dollars en regard de celles de l'exercice 2021. Compte tenu de l'incidence des fonds reçus en 2021 au titre de la Subvention salariale d'urgence du Canada («SSUC»), les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté principalement en raison de l'augmentation des montants à payer au titre des plans incitatifs liés au rendement de la Société, des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration liées à l'ajout du parc éolien Windrise et des parcs solaires en Caroline du Nord, et de la hausse des charges d'exploitation générales. En 2021, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration comprenaient un montant de 28 millions de dollars lié à une réduction de valeur au titre de stocks de pièces et de matériaux liés à la mine de Highvale et aux activités de combustion du charbon.

Le **BAIIA ajusté** a augmenté de 348 millions de dollars par rapport à celui de 2021, en grande partie en raison du solide rendement du portefeuille de centrales électriques en Alberta, grâce principalement aux centrales hydroélectriques et au gaz et aux parcs éoliens, du fait de la hausse des prix marchands et de l'optimisation de la répartition. Le BAIIA ajusté a également progressé grâce à la production supplémentaire des nouvelles installations, à l'augmentation des produits tirés des services auxiliaires, aux dommages-intérêts prédéterminés recouvrables attribuables à une disponibilité des éoliennes inférieure à la cible contractuelle au parc éolien Windrise, à la hausse des produits liés aux attributs environnementaux dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire et à la baisse des coûts de conformité liés au carbone dans les secteurs Gaz et Transition énergétique. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par une baisse du BAIIA ajusté découlant de la mise hors service des centrales au charbon en Alberta dans le secteur Transition énergétique, une hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration liée aux montants à payer au titre des plans incitatifs liés au rendement de la Société et une augmentation des charges d'exploitation générales. Les variations du BAIIA ajusté sectoriel sont présentées à la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» du présent rapport de gestion.

Le **résultat avant impôts sur le résultat** pour l'exercice 2022 a augmenté de 733 millions de dollars par rapport à celui de l'exercice 2021. Le **résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires** pour l'exercice 2022 s'est établi à 4 millions de dollars, comparativement à une perte de 576 millions de dollars pour l'exercice 2021. En 2022, la Société a tiré profit de l'augmentation des produits des activités ordinaires, déduction faite des pertes réalisées et latentes des positions de couverture et de dérivés, et de la baisse des coûts de conformité liés au carbone, en partie contrebalancées par l'augmentation des coûts du combustible et des achats d'électricité, l'augmentation de l'amortissement due au raccourcissement de la durée d'utilité de certaines installations, la hausse de la charge d'intérêts découlant des coûts accrus de soutien des activités de négociation et de couverture et l'augmentation de la charge au titre de la désactualisation des provisions, en partie compensés par une hausse des produits d'intérêts et une augmentation de la charge d'impôt sur le résultat découlant d'une hausse du résultat avant impôts et des ajustements au titre de l'impôt de la période considérée et des périodes antérieures aux États-Unis afin de réduire l'impôt au comptant. En outre, au cours de 2022, la Société a comptabilisé des dommages-intérêts prédéterminés recouvrables attribuables à une disponibilité des éoliennes inférieure à la cible contractuelle au parc éolien Windrise. Le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires en 2021 avait été considérablement touché par une hausse des imputations pour dépréciation d'actifs résultant des décisions de la Société de fermer la mine de Highvale, d'interrompre le projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance et de mettre hors service l'unité 4 de la centrale de Sundance et l'unité 1 de la centrale de Keephills.

Les **flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation** ont diminué de 124 millions de dollars par rapport à ceux de l'exercice 2021, en raison surtout des variations défavorables du fonds de roulement et d'une hausse des coûts du combustible et des achats d'électricité, contrebalancées en partie par une hausse des produits des activités ordinaires attribuable aux activités de gestion du risque, une augmentation des autres (produits) pertes d'exploitation, montant net, et une baisse des coûts de conformité liés au carbone.

Les **flux de trésorerie disponibles**, l'une des mesures financières clés de la Société, ont totalisé 961 millions de dollars contre 585 millions de dollars en 2021, ce qui représente une augmentation de 376 millions de dollars attribuable principalement à l'augmentation du BAIIA ajusté, à des variations favorables des provisions par rapport à 2021 et à une baisse des dépenses d'investissement de maintien liée à une diminution des travaux d'entretien planifiés. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par une augmentation de la charge d'impôt exigible, une hausse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales et une augmentation des frais de démantèlement et de remise en état réglés.

Capacité de produire des résultats financiers

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

Exercices clos les 31 décembre		2022	2021	2020
BAIIA ajusté ¹	Objectif initial	1 065 – 1 185	960 – 1 080	925 – 1 000
	Objectif révisé ²	1 380 – 1 460	1 200 – 1 300	s. o.
	Réel ³	1 634	1 286	917
Flux de trésorerie disponibles ¹	Objectif initial	455 – 555	340 – 440	325 – 375
	Objectif révisé ²	725 – 775	500 – 560	s. o.
	Réel ³	961	585	348

1) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec les mesures établies selon les IFRS.

2) En novembre 2022, en raison de son solide rendement au troisième trimestre, la Société a révisé ses objectifs au titre du BAIIA ajusté et des flux de trésorerie disponibles par rapport à la fourchette annoncée précédemment. En 2021, la Société a révisé le BAIIA ajusté et les flux de trésorerie disponibles compte tenu de son solide rendement aux deuxième et troisième trimestres.

3) Le BAIIA ajusté et les flux de trésorerie disponibles réels de 2021 et de 2020 ont été révisés au cours du deuxième trimestre de 2022 pour les rendre conformes à la définition actuelle de la composition du BAIIA ajusté et des flux de trésorerie disponibles. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

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.

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Total des dépenses d'investissement de maintien	142	199	157

Le total des dépenses d'investissement de maintien a diminué de 57 millions de dollars par rapport à celui de 2021, essentiellement en raison d'une diminution des travaux d'entretien d'envergure planifiés aux fins de révision générale dans les centrales au gaz du fait des conversions du charbon au gaz achevées en 2021, contrebalancée en partie par une hausse des dépenses d'entretien planifiées pour les parcs éoliens et les centrales hydroélectriques et par des dépenses additionnelles liées à des améliorations locatives dans le secteur Siège social.

Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture

Projet d'aménagement hydroélectrique par pompage au stade préliminaire

Le 16 février 2023, la Société a annoncé qu'elle avait conclu un accord définitif visant à acquérir une participation de 50 % dans le complexe d'énergie renouvelable de Tent Mountain («Tent Mountain»), un projet de stockage d'énergie hydroélectrique par pompage de 320 MW au stade préliminaire situé dans le sud-ouest de l'Alberta, actuellement détenu par Montem Resources Limited («Montem»). L'acquisition comprend les droits d'utilisation des terrains, les immobilisations corporelles et les droits de propriété intellectuelle associés au projet d'aménagement hydroélectrique par pompage. La Société versera à Montem environ 8 millions de dollars à la clôture de la transaction, ainsi que des paiements éventuels supplémentaires pouvant atteindre 17 millions de dollars (environ 25 millions de dollars au total) sous réserve de l'atteinte de jalons spécifiques de développement et commerciaux. La Société et Montem formeront un partenariat et géreront conjointement le projet, la Société agissant en tant que promoteur du projet. Le partenariat cherchera activement à conclure un contrat d'enlèvement au cours de la période de mise en valeur à l'égard des attributs énergétiques et environnementaux générés par l'installation. L'acquisition comprend également les droits de propriété intellectuelle associés à un électrolyseur d'hydrogène vert hors site de 100 MW et à un projet de parc éolien hors site de 100 MW. La clôture de la transaction, prévue en mars 2023, reste soumise aux conditions de clôture habituelles, y compris la réception par Montem de l'approbation des actionnaires.

Projet de réutilisation des cendres volantes à faible émission de carbone de TransAlta et Lafarge Canada

Au cours du quatrième trimestre de 2022, la Société a conclu avec Lafarge Canada un accord qui permettra de faire progresser les projets de béton à faible émission de carbone en Alberta. Le projet consistera à réutiliser les cendres volantes mises en décharge, un déchet issu des activités de production d'électricité au charbon de la Société, qui ont pris fin en 2021. Les cendres seront utilisées pour remplacer le ciment dans la fabrication du béton.

Changements au conseil d'administration

Le 15 décembre 2022, la Société a annoncé la nomination de M^{me} Manjit Sharma au conseil d'administration (le «conseil» ou le «conseil d'administration») à compter du 1^{er} janvier 2023. M^{me} Sharma possède plus de 30 ans d'expérience dans divers secteurs d'activité. Elle a récemment occupé le poste de cheffe de la direction financière de WSP Canada Inc.

Le 30 septembre 2022, M^{me} Beverlee Park a quitté le conseil d'administration. M^{me} Park faisait partie du conseil depuis 2015 et a été présidente du comité d'audit, des finances et des risques d'avril 2018 à mai 2022. La Société reconnaît les nombreuses contributions de M^{me} Park à TransAlta et la remercie pour ses nombreuses années de service.

Appel public à l'épargne pour les obligations vertes de premier rang en dollars américains et publication du cadre des obligations vertes en prévision de l'émission inaugurale

Le 17 novembre 2022, la Société a émis des billets de premier rang d'un montant de 400 millions de dollars américains («obligations vertes de premier rang de 400 millions de dollars américains»), à un taux nominal de 7,75 % par année et venant à échéance le 15 novembre 2029. Y compris les effets des swaps de taux d'intérêt réglés, les billets ont un rendement effectif d'environ 5,98 %. Les billets sont des obligations non garanties, sont de rang égal quant au droit de paiement de toutes nos dettes de premier rang actuelles et futures, et ont un droit de premier rang quant au paiement de toutes nos dettes subordonnées ultérieures. Les paiements d'intérêts sur les obligations se font deux fois par année, soit le 15 novembre et le 15 mai, le premier paiement étant effectué le 15 mai 2023.

La Société a utilisé le produit net de l'émission des billets pour rembourser 100 millions de dollars prélevés sur sa facilité de crédit et pour pallier l'utilisation de la trésorerie au bilan afin de financer le remboursement intégral des billets de premier rang non garantis à 4,50 % de 400 millions de dollars américains de la Société.

La Société affectera un montant égal au produit net de ce placement au financement ou au refinancement de projets verts admissibles, nouveaux et existants, conformément à son cadre des obligations vertes (le «cadre»). Le cadre a reçu un avis de tiers de Sustainalytics qui en a vérifié la conformité aux principes des obligations vertes de l'International Capital Market Association.

Annnonce d'une augmentation de 10 % du dividende sur les actions ordinaires

Le 7 novembre 2022, la Société a annoncé que le conseil avait approuvé une augmentation de 10 % du dividende sur les actions ordinaires et a déclaré un dividende de 0,055 \$ par action ordinaire qui a été versé le 1^{er} janvier 2023. Le dividende trimestriel de 0,055 \$ par action ordinaire représente un dividende annualisé de 0,22 \$ par action ordinaire.

Nouvelle facilité à terme

Au cours du troisième trimestre de 2022, la Société a conclu avec son syndicat bancaire une facilité de crédit à terme à taux variable de 400 millions de dollars d'une durée de deux ans («facilité à terme»), échéant le 7 septembre 2024. Au 31 décembre 2022, le montant total était prélevé sur la facilité à terme.

Résultats de la conversion des actions privilégiées de série E et de série F

Le 21 septembre 2022, un total de 89 945 actions privilégiées de premier rang rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série E («actions de série E») ont été offertes à des fins de conversion, soit moins que le million d'actions requis pour donner effet aux conversions en actions privilégiées de premier rang rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série F («actions de série F»). Par conséquent, aucune action de série E n'a été convertie en action de série F.

Conclusion du renouvellement des contrats conclus avec la SIERE à l'égard de la centrale de cogénération de Sarnia et du parc éolien Melancthon 1

Au cours du troisième trimestre de 2022, TransAlta Renewables Inc., filiale de la Société, a annoncé que la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité («SIERE») de l'Ontario lui avait octroyé des contrats de capacité visant la centrale de cogénération de Sarnia et le parc éolien Melancthon 1 à la suite de l'appel d'offres lancé visant l'attribution de contrats de capacité de production à moyen terme. Les nouveaux contrats de capacité pour la centrale de cogénération de Sarnia et le parc éolien Melancthon 1 s'échelonnent du 1^{er} mai 2026 au 30 avril 2031. Il est prévu que les contrats existants pour la centrale de cogénération de Sarnia et le parc éolien Melancthon 1 seront prolongés du 31 décembre 2025 et du 3 mars 2026, respectivement, jusqu'au 30 avril 2026. La Société prévoit une réduction d'environ 30 % de la marge brute de la centrale de cogénération de Sarnia en raison du plafond tarifaire fixé par la SIERE dans le cadre du nouveau contrat.

Prolongation de contrats industriels visant la centrale de cogénération de Sarnia

Au cours des deuxième et quatrième trimestres de 2022, la Société a conclu des contrats pour la fourniture d'électricité et de vapeur provenant de la centrale de cogénération de Sarnia avec trois de ses anciens clients industriels et avec trois de ses nouveaux clients, qui étaient auparavant des services publics revendus dans le cadre du contrat d'un ancien client. Suivant les efforts de conclusion de contrats en 2021 et 2022, la centrale de cogénération de Sarnia a fait l'objet de nouveaux contrats visant la totalité de sa production, sans interruption des conditions de livraison des clients. Les contrats s'échelonnent jusqu'au 30 avril 2031 pour quatre clients, et jusqu'au 31 décembre 2032 pour les trois autres.

TransAlta se dote d'une nouvelle image de marque, réitérant son engagement à l'égard d'un avenir énergétique propre

Le 20 juin 2022, la Société a annoncé et lancé une nouvelle marque, y compris son logo et sa signature «Énergiser l'avenir». La nouvelle identité visuelle reflète mieux la nouvelle réalité de TransAlta tout en renforçant l'orientation de la Société à titre de chef de file de la création d'un avenir carboneutre.

Résultats de la conversion des actions privilégiées de série C et de série D

Le 30 juin 2022, la Société a converti 1 044 299 de ses 11 000 000 d'actions privilégiées de premier rang rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série C (les «actions de série C»), à raison de une pour une, en actions privilégiées de premier rang rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série D (les «actions de série D»).

La Cour d'appel maintient sa sentence arbitrale favorable à l'égard du cas de force majeure de TransAlta

Le 9 juin 2022, la Cour d'appel de l'Alberta a rendu une décision unanime rejetant les demandes d'ENMAX Energy Corporation («ENMAX») et du Balancing Pool de faire annuler une sentence arbitrale en faveur de la Société. La Cour d'appel a accueilli la réclamation pour cause de force majeure qui a été déposée lorsque l'unité 1 de la centrale de Keephills a été mise à l'arrêt forcé en 2013. Par suite de cette décision, la réclamation pour cause de force majeure de la Société est toujours valide, et les coûts associés au cas de force majeure ne seront pas réévalués au détriment de TransAlta.

Règlement du litige relatif au cas de force majeure lié au stator de l'unité 2 de la centrale de Keephills

Après l'interruption pour cas de force majeure du stator de l'unité 1 de Keephills en 2013, il avait été établi que l'unité 2 de Keephills pourrait subir une défaillance semblable du stator avant la prochaine interruption planifiée. Par conséquent, la Société avait mis hors service l'unité 2 de Keephills du 31 janvier 2014 au 15 mars 2014 afin d'effectuer un rembobinage complet du stator du générateur et avait invoqué un cas de force majeure. Le Balancing Pool a contesté ce cas de force majeure, mais le différend a été mis en suspens dans l'attente de l'issue du différend relatif au cas de force majeure lié au stator de l'unité 1 de la centrale de Keephills qui a récemment été réglé. La Société et le Balancing Pool ont récemment réglé ce différend, entraînant la résolution des deux réclamations pour cause de force majeure liées aux stators.

Mise à jour sur le parc éolien de Kent Hills

Le 2 juin 2022, TransAlta Renewables a annoncé le plan de réfection des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills. Outre cette annonce, TransAlta Renewables a modifié et prolongé ses CAÉ avec la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick («Énergie NB») visant les unités 1, 2 et 3 du parc éolien de Kent Hills, faisant en sorte que la durée contractuelle initiale est prolongée de 10 ans, soit jusqu'en décembre 2045, et que les prix contractuels initiaux sont réduits de 10 % entre janvier 2023 et décembre 2033. En outre, les deux parties ont convenu de collaborer de bonne foi à l'évaluation de l'installation d'un système de stockage d'énergie par batteries à Kent Hills et d'envisager le rééquipement éventuel de Kent Hills à la fin de sa vie, en 2045. La Société a également obtenu une renonciation au titre des obligations sans recours du parc éolien de Kent Hills (les «obligations de Kent Hills») auprès des porteurs d'obligations et a conclu avec eux un acte de fiducie complémentaire afin de faciliter la réfection des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills. Pour plus de précisions, se reporter au secteur Énergie éolienne et énergie solaire de la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» du présent rapport de gestion.

Acceptation par la TSX de l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités

Le 24 mai 2022, la Bourse de Toronto («TSX») a accepté l'avis déposé par la Société en vue de renouveler son offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités («OPRA») pour une partie de ses actions ordinaires. Dans le cadre de l'OPRA, TransAlta peut racheter jusqu'à concurrence de 14 000 000 d'actions ordinaires, soit environ 7,16 % du flottant au 17 mai 2022. 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 TransAlta est autorisée à effectuer des rachats dans le cadre de l'OPRA a commencé le 31 mai 2022 et se termine le 30 mai 2023, ou à toute date antérieure à laquelle le nombre maximal d'actions ordinaires aura été racheté en vertu de l'OPRA ou à laquelle la Société aura choisi de mettre fin à l'OPRA.

L'OPRA fournit à la Société une option de rechange pour la répartition du capital dans l'optique d'assurer la génération de valeur à long terme pour les actionnaires. Le conseil d'administration et la direction de TransAlta sont d'avis que, parfois, le cours des actions ordinaires sur le marché ne reflète pas leur valeur sous-jacente et que le fait de racheter des actions ordinaires aux fins d'annulation dans le cadre de l'OPRA pourrait permettre d'améliorer la valeur pour les actionnaires.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, la Société a racheté et annulé un total de 4 342 300 actions ordinaires à un prix moyen de 12,48 \$ par action ordinaire, pour un coût total de 54 millions de dollars.

Projet d'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith

Le 3 mai 2022, TransAlta Renewables a exercé son option lui permettant d'acquérir une participation financière dans l'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith, en Australie-Occidentale, qui viendra soutenir les activités d'exploitation de BHP Nickel West («BHP») dans le nord de la région de Goldfields. Le projet est aménagé aux termes du CAÉ existant avec BHP, d'une durée de 15 ans, et devrait être achevé au deuxième semestre de 2023. Le projet facilitera la connexion d'une capacité de production supplémentaire à notre réseau afin de soutenir les activités de BHP et d'accroître sa compétitivité à titre de fournisseur de nickel à faible émission de carbone.

Conclusion d'un CAÉ à long terme visant la capacité résiduelle de 30 MW au parc éolien Garden Plain

Au deuxième trimestre de 2022, la Société a conclu un CAÉ à long terme visant la capacité résiduelle de 30 MW d'électricité renouvelable et des attributs environnementaux pour le projet de parc éolien Garden Plain, en Alberta, avec un nouveau client de première qualité reconnu mondialement. Le projet de parc éolien Garden Plain de 130 MW annoncé en mai 2021 visé par un CAÉ de 100 MW conclu avec Pembina Pipeline Corporation («Pembina») est désormais entièrement visé par des contrats dont la durée de vie moyenne pondérée est d'environ 17 ans. Les travaux de construction du parc sont en cours et sa mise en service est prévue au premier semestre de 2023.

Placement dans Energy Impact Partners

Le 5 mai 2022, la Société s'est engagée à investir 25 millions de dollars américains au cours des quatre prochaines années dans le Deep Decarbonization Frontier Fund 1 (le «Fonds Frontier») d'Energy Impact Partners («EIP»). En 2022, la Société a investi 10 millions de dollars (8 millions de dollars américains). Le placement de la Société dans le Fonds Frontier lui permet d'investir dans des technologies émergentes à partir d'un portefeuille et lui donne l'occasion de repérer, de tester, de commercialiser et de proposer de nouvelles technologies qui faciliteront la transition vers la carboneutralité.

Mise à jour concernant le client des projets de parcs éoliens White Rock

Au deuxième trimestre de 2022, TransAlta a identifié Amazon Energy LLC («Amazon») comme le client pour les projets de parcs éoliens White Rock de 300 MW, qui seront situés dans le comté de Caddo, en Oklahoma. Le 22 décembre 2021, TransAlta a conclu avec Amazon deux CAÉ à long terme visant la fourniture de la totalité de l'électricité renouvelable et des attributs environnementaux des projets. Les activités de construction ont commencé à l'automne 2022 et la date de mise en service devrait se situer au deuxième semestre de 2023. TransAlta construira et exploitera les installations et en sera propriétaire.

Rehaussement de la note attribuée par MSCI au regard des questions environnementales, sociales et de gouvernance

Au deuxième trimestre de 2022, MSCI a rehaussé la note au regard des questions environnementales, sociales et de gouvernance («ESG») de TransAlta, la faisant passer de «BBB» à «A». Le rehaussement reflète la forte croissance de la Société en matière d'énergie renouvelable par rapport à ses pairs. En 2021, la Société a accru sa capacité installée d'énergie renouvelable de 15 % grâce à l'acquisition et à la construction d'installations d'énergie solaire et éolienne, et a conclu des contrats visant des projets d'énergie renouvelable supplémentaires d'une capacité de 600 MW. Conformément à son objectif de réduction des émissions de carbone de 75 % d'ici 2026 par rapport aux niveaux de 2015, TransAlta a également achevé la conversion du charbon au gaz de ses centrales alimentées au charbon en 2021, en avance de neuf ans par rapport au plan de l'Alberta visant l'élimination du charbon.

Projet de parc éolien Horizon Hill et clôture du CAÉ d'entreprise avec Meta

Le 5 avril 2022, TransAlta a annoncé la conclusion d'un contrat d'achat d'énergie renouvelable à long terme avec une filiale de Meta Platforms Inc. («Meta»), anciennement Facebook Inc., visant la totalité de la production de son projet de parc éolien Horizon Hill de 200 MW qui sera situé dans le comté de Logan, en Oklahoma. En vertu de ce contrat, Meta recevra l'électricité renouvelable et les attributs environnementaux du parc éolien Horizon Hill. Le parc éolien comprendra un total de 34 éoliennes Vestas. La construction a commencé à l'automne 2022 et la mise en service devrait avoir lieu au deuxième semestre de 2023. TransAlta construira et exploitera le parc éolien et en sera propriétaire.

Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels

Les informations sectorielles sont préparées selon les mêmes modalités que celles utilisées par la Société pour gérer ses activités, évaluer ses résultats financiers et prendre ses principales décisions opérationnelles.

Résultats consolidés

Le tableau suivant présente le sommaire de la production et des informations financières sur une base consolidée pour les exercices clos les 31 décembre :

Exercices clos les 31 décembre	Production moyenne à long terme (GWh) ¹			Production réelle (GWh) ²			BAIIA ajusté ³		
	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021 ⁴	2020 ⁴
Hydroélectricité	2 015	2 030	2 030	1 988	1 936	2 132	527	322	105
Énergie éolienne et énergie solaire	4 950	4 345	3 916	4 248	3 898	4 069	311	262	248
Énergies renouvelables	6 965	6 375	5 946	6 236	5 834	6 201	838	584	353
Gaz				11 448	10 565	10 780	629	488	367
Transition énergétique				3 574	5 706	7 999	86	133	175
Commercialisation de l'énergie							183	166	103
Siège social							(102)	(85)	(81)
Total				21 258	22 105	24 980	1 634	1 286	917
Résultat avant impôts sur le résultat							353	(380)	(303)

- 1) La production moyenne à long terme (GWh) est calculée en fonction de notre portefeuille au 31 décembre 2022, sur une base annualisée, au moyen du rendement énergétique annuel moyen prévu selon notre modèle de simulation et reposant sur des données historiques sur une période généralement de 30 à 35 ans pour le secteur Énergie éolienne et énergie solaire et de 36 ans pour le secteur Hydroélectricité. La production moyenne à long terme (GWh) des centrales du secteur Transition énergétique n'est pas prise en compte, car nous sommes actuellement dans une phase visant la transition de toutes les unités d'ici la fin de 2025, et la production moyenne à long terme (GWh) du secteur Gaz n'est pas prise en compte, puisqu'elle est largement tributaire de la conjoncture du marché et de la demande marchande. La production moyenne à long terme (GWh) pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, compte non tenu des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills qui ne sont actuellement pas en service, s'établit à 4 563 GWh.
- 2) Les niveaux de production réels sont comparés à la moyenne à long terme afin de mettre en évidence l'incidence d'un facteur important qui influe sur la variabilité des résultats de nos activités. À court terme, pour les secteurs Hydroélectricité et Énergie éolienne et énergie solaire, les conditions varieront d'une période à l'autre et, au fil du temps, les installations continueront à produire conformément à leurs moyennes à long terme, qui se sont révélées être des indicateurs de rendement fiables.
- 3) Cet élément n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.
- 4) Des ajustements ont été apportés aux secteurs Gaz et Commercialisation de l'énergie pour tenir compte de l'incidence des profits et pertes réalisés sur les positions de change dénouées. Se reporter à «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS» sous la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Hydroélectricité

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Capacité installée brute (MW)¹	922	925	925
Production moyenne à long terme (GWh)	2 015	2 030	2 030
Disponibilité (%)	96,7	92,4	93,2
Production			
Production visée par des contrats (GWh)	323	434	2 056
Production marchande (GWh)	1 665	1 502	76
Total de la production d'énergie (GWh)	1 988	1 936	2 132
Volumes des services auxiliaires (GWh) ²	3 124	2 897	2 857
Produits des actifs hydroélectriques en Alberta ³	328	185	87
Produits des autres actifs hydroélectriques et autres produits des activités ordinaires ^{3, 4}	42	41	45
Produits des actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires ²	236	160	66
Paiements de capacité ⁵	—	—	60
Produits tirés des attributs environnementaux	1	1	—
Total des produits des activités ordinaires bruts	607	387	258
Paiement lié aux CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta, montant net ⁶	—	(4)	(106)
Produits des activités ordinaires⁷	607	383	152
Coûts du combustible et des achats d'électricité	22	16	8
Marge brute⁷	585	367	144
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	55	42	37
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	3	2
BAIIA ajusté⁷	527	322	105
Informations complémentaires :			
Produits des activités ordinaires bruts par MWh			
Actifs hydroélectriques en Alberta – Énergie (\$/MWh)	197	123	51
Actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires (\$/MWh)	76	55	23
Dépenses d'investissement de maintien			
	35	26	20

1) Au quatrième trimestre de 2022, la Société a conclu la vente de deux actifs hydroélectriques, ce qui a entraîné une baisse de capacité de 3 MW.

2) Services auxiliaires tels qu'ils sont décrits dans le document Consolidated Authoritative Document Glossary de l'AESO.

3) Les actifs hydroélectriques en Alberta comprennent 13 centrales hydroélectriques sur les réseaux de Bow River et de North Saskatchewan River. Les autres actifs hydroélectriques comprennent nos centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique et en Ontario, les centrales hydroélectriques en Alberta (à l'exception des actifs hydroélectriques en Alberta) et les produits des activités ordinaires tirés du transport.

4) Les autres produits des activités ordinaires comprennent les produits des activités ordinaires tirés 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) 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 du Roi du gouvernement de l'Alberta. Le CAÉ est venu à échéance le 31 décembre 2020.

6) 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. Le montant pour 2021 a trait à des ajustements au paiement final aux termes des CAÉ en Alberta.

7) Cet élément n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS. Pour plus de précisions sur les ajustements des produits des activités ordinaires et des autres produits d'exploitation, montant net inclus dans le BAIIA ajusté, se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

2022

La disponibilité pour 2022 a augmenté par rapport à celle de 2021, principalement en raison du nombre moins élevé d'interruptions planifiées et non planifiées dans nos actifs hydroélectriques en Alberta.

La production pour 2022 a augmenté de 52 GWh par rapport à celle de 2021, en raison surtout d'une plus grande disponibilité.

Les volumes des services auxiliaires pour 2022 ont augmenté de 227 GWh par rapport à ceux de 2021, en raison d'une plus grande disponibilité et d'une hausse de la demande.

Le BAIIA ajusté pour 2022 a augmenté de 205 millions de dollars par rapport à celui de 2021, principalement en raison de la hausse des prix marchands, d'un accroissement de la production et d'une augmentation des prix et des volumes pour les services auxiliaires sur le marché de l'Alberta, le tout contrebalancé en partie par une hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour l'exercice liée à l'augmentation des primes d'assurance pour la mise à jour de la couverture de la valeur de remplacement et des montants à payer au titre des plans incitatifs liés au rendement de la Société. Pour plus de précisions sur les conditions du marché et les prix en Alberta, se reporter à la rubrique «Portefeuille de centrales électriques en Alberta» du présent rapport de gestion.

Les dépenses d'investissement de maintien pour 2022 ont augmenté de 9 millions de dollars par rapport à celles de 2021, en raison d'une hausse des travaux d'entretien planifiés en 2022.

2021

La disponibilité pour l'exercice 2021 a diminué en regard de celle de 2020, en raison surtout d'une hausse du nombre d'interruptions planifiées et non planifiées.

Pour l'exercice 2021, la production a diminué de 196 GWh en regard de celle de 2020, sous l'effet essentiellement d'une baisse de la disponibilité et de précipitations moins abondantes.

Les volumes des services auxiliaires pour l'exercice 2021 ont augmenté de 40 GWh par rapport à ceux de 2020, conformément à nos attentes.

Le BAIIA ajusté pour 2021 a augmenté de 217 millions de dollars par rapport à celui de 2020. Le 1^{er} janvier 2021, le CAÉ de nos actifs hydroélectriques en Alberta ayant expiré, ces centrales ont commencé à être exploitées sur une base commerciale dans le marché de l'électricité de l'Alberta, ce qui a éliminé les obligations de paiement net aux termes des CAÉ en Alberta. Grâce à une forte disponibilité pendant les périodes de volatilité du marché, la Société a généré des produits des activités ordinaires tirés de l'énergie et des services auxiliaires plus élevés, en partie contrebalancés par une augmentation des coûts liés aux services de gestion de portefeuille, à la dotation en personnel pour la sécurité des barrages, au dragage et aux services des centrales.

Les dépenses d'investissement de maintien pour l'exercice 2021 ont augmenté de 6 millions de dollars par rapport à celles de l'exercice 2020, en raison d'une augmentation des interruptions planifiées en 2021.

Énergie éolienne et énergie solaire

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Capacité installée brute (MW)¹	1 906	1 906	1 572
Production moyenne à long terme (GWh)	4 950	4 345	3 916
Disponibilité (%)	83,8	91,9	95,1
Production visée par des contrats (GWh)	3 182	2 850	2 871
Production marchande (GWh)	1 066	1 048	1 198
Total de la production (GWh)	4 248	3 898	4 069
Produits générés par le secteur Énergie éolienne et énergie solaire	357	320	311
Produits tirés des attributs environnementaux	50	28	23
Produits des activités ordinaires²	407	348	334
Coûts du combustible et des achats d'électricité	31	17	25
Coûts de conformité liés au carbone	1	—	—
Marge brute²	375	331	309
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	68	59	53
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	12	10	8
Autres produits d'exploitation, montant net ²	(16)	—	—
BAIIA ajusté²	311	262	248
Informations complémentaires :			
Dépenses d'investissement de maintien	18	13	13
Dépenses liées à la réfection des unités du parc éolien de Kent Hills³	77	—	—
Indemnité d'assurance – Kent Hills	(7)	—	—

1) La capacité installée brute en 2022 et 2021 comprend une capacité supplémentaire liée aux nouvelles installations : le parc éolien Windrise (206 MW), les parcs solaires en Caroline du Nord (122 MW) et le parc éolien Oldman (4 MW).

2) Pour plus de précisions sur les ajustements des produits des activités ordinaires et des autres produits d'exploitation, montant net inclus dans le BAIIA ajusté, se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

3) Les dépenses d'investissement liées à la réfection des unités du parc éolien Kent Hills sont séparées des dépenses d'investissement de maintien en raison de la nature extraordinaire de ces dépenses, qui ont été prises en compte de façon distincte.

2022

La disponibilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 a diminué par rapport à celle de 2021, surtout en raison de l'interruption prolongée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills.

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 a augmenté de 350 GWh par rapport à celle de 2021, ce qui s'explique essentiellement par la hausse de la production attribuable à l'ajout du parc éolien Windrise et l'acquisition des parcs solaires en Caroline du Nord au quatrième trimestre de 2021, ainsi qu'à l'accroissement des ressources éoliennes dans l'est du Canada, le tout contrebalancé en partie par la baisse de la production découlant de l'interruption prolongée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills.

Le BAIIA ajusté pour 2022 a augmenté de 49 millions de dollars par rapport à celui de 2021, principalement en raison de l'augmentation de la production, de la hausse des prix marchands réalisés en Alberta, de l'augmentation des produits tirés des attributs environnementaux et de la comptabilisation des dommages-intérêts prédéterminés recouvrables attribuables à une disponibilité des éoliennes inférieure à la cible contractuelle au parc éolien Windrise. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par une baisse de la production découlant de l'interruption prolongée aux unités du parc éolien de Kent Hills et par une hausse des tarifs de transport et des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration découlant de l'ajout du parc éolien Windrise et des parcs solaires en Caroline du Nord. Un ajustement favorable ponctuel découlant du règlement relatif aux pertes de réseau établies par l'AESO a été inclus en 2021.

Les dépenses d'investissement de maintien pour 2022 ont augmenté de 5 millions de dollars par rapport à celles de 2021, en raison d'un nombre accru de remplacements de composantes principales en 2022.

2021

La disponibilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 a diminué par rapport à celle de 2020, surtout en raison de l'interruption non planifiée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills.

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 a diminué de 171 GWh par rapport à celle de 2020 et a subi l'incidence de la baisse des ressources éoliennes dans l'est du Canada et aux États-Unis et de l'interruption non planifiée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills, le tout en partie contrebalancé par un exercice complet de production au parc éolien Skookumchuck, la mise en service du parc éolien Windrise et l'acquisition des parcs solaires en Caroline du Nord.

Le BAIIA ajusté pour l'exercice 2021 a augmenté de 14 millions de dollars par rapport à celui de 2020, surtout en raison de la hausse des prix marchands en Alberta, d'un exercice complet d'exploitation au parc éolien Skookumchuck et à la centrale de stockage par batteries WindCharger ainsi que du résultat additionnel tiré de nos actifs nouvellement mis en service ou acquis en 2021, qui comprennent le parc éolien Windrise et les parcs solaires en Caroline du Nord. De plus, les coûts du combustible et des achats d'électricité ont diminué en 2021 en raison de la provision au titre des pertes de réseau établies par l'AESO comptabilisée en 2020. Le BAIIA ajusté a subi l'incidence négative de la baisse des ressources éoliennes dans l'est du Canada et aux États-Unis, de l'interruption non planifiée des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills et de l'affaiblissement du dollar américain par rapport au dollar canadien.

Les dépenses d'investissement de maintien pour l'exercice 2021 ont été comparables à celles de l'exercice 2020.

Réfection des unités du parc éolien de Kent Hills

À l'heure actuelle, les unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills ne sont pas en service en raison de la défaillance de la tour survenue en septembre 2021. Cet événement a réduit temporairement la capacité de production brute d'environ 150 MW, cette mise hors service permettant à la Société de remplacer les fondations des 50 éoliennes des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills. L'interruption prolongée devrait entraîner un manque à gagner sur les produits d'environ 3 millions de dollars par mois sur une base annualisée (dans la mesure où les 50 éoliennes des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills sont hors service) selon l'historique de production d'énergie éolienne moyenne, et des produits devraient être générés à mesure que les éoliennes seront remises en service. Chaque éolienne des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills sera remise en service dès que ses fondations auront été remplacées et que l'éolienne aura été réassemblée et testée.

La réfection des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills est bien avancée. La plupart des tours ont été entièrement démontées, y compris les fondations, qui ont été retirées. La construction des nouvelles fondations va bon train et l'équipe a commencé à ériger les premiers tronçons des tours des éoliennes sur les nouvelles fondations. De plus, les nouvelles composantes d'éoliennes destinées à remplacer l'unité endommagée ont été livrées sur le site. Les travaux de réfection devraient être achevés au deuxième semestre de 2023. Les dépenses d'investissement sont maintenant estimées à environ 120 millions de dollars, ce qui comprend une indemnité d'assurance.

La Société évalue activement les options qui s'offrent à elle pour recouvrer les coûts de réfection.

Gaz

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Capacité installée brute (MW)	3 084	3 084	3 084
Disponibilité (%)	94,6	85,7	87,7
Production visée par des contrats (GWh)	3 609	3 622	7 280
Production marchande (GWh)	7 927	7 084	3 698
Achats d'électricité (GWh)	(88)	(141)	(198)
Total de la production (GWh)	11 448	10 565	10 780
Produits des activités ordinaires ¹	1 521	1 126	848
Coûts du combustible et des achats d'électricité ¹	637	374	221
Coûts de conformité liés au carbone	83	118	120
Marge brute¹	801	634	507
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ¹	195	173	166
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	15	13	13
Autres produits d'exploitation, montant net	(38)	(40)	(39)
BAIIA ajusté¹	629	488	367
Informations complémentaires :			
Dépenses d'investissement de maintien :	41	128	87

1) Pour plus de précisions sur les ajustements des produits des activités ordinaires, des coûts du combustible et des achats d'électricité, et des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration inclus dans le BAIIA ajusté, se reporter à la rubrique « Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion.

2022

La disponibilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 a augmenté par rapport à celle de 2021, surtout en raison d'une baisse des interruptions planifiées découlant de l'achèvement des conversions du charbon au gaz en 2021 et d'une fiabilité accrue des unités converties au gaz par rapport aux unités alimentées au charbon.

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 a augmenté de 883 GWh par rapport à celle de 2021, du fait surtout d'une plus grande disponibilité et de l'optimisation de la répartition des actifs en Alberta et d'une production accrue de la centrale de cogénération Ada.

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 a augmenté de 141 millions de dollars par rapport à celui de 2021, principalement en raison de la hausse des prix de l'énergie réalisés dans le cadre de l'optimisation de la répartition de nos actifs en Alberta, déduction faite des opérations de couverture, d'une hausse des prix marchands en Ontario, de la production de vapeur et de la baisse des coûts de conformité liés au carbone. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par l'augmentation de la consommation de gaz naturel dans nos unités récemment converties, la hausse des prix du gaz naturel et une augmentation des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration attribuable aux montants à payer au titre des plans incitatifs liés au rendement de la Société et à la hausse des charges d'exploitation générales. Les coûts de conformité liés au carbone ont diminué en raison de la réduction des émissions de GES et de l'utilisation de crédits de conformité pour régler une partie de l'obligation liée aux émissions de GES, en partie contrebalancées par une augmentation du prix du carbone par tonne et une hausse de la production. La réduction des émissions de GES est le résultat direct du recours exclusif au gaz naturel plutôt qu'au charbon dans le cadre des activités d'exploitation en Alberta. Le BAIIA ajusté pour 2021 avait également été touché par les interruptions non planifiées de fourniture de vapeur à court terme à la centrale de cogénération de Sarnia survenues en 2021.

Les dépenses d'investissement de maintien pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 ont diminué de 87 millions de dollars par rapport à celles de 2021, du fait essentiellement des conversions du charbon au gaz achevées en 2021.

2021

La disponibilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 a diminué par rapport à celle de l'exercice 2020, essentiellement en raison de l'augmentation des interruptions non planifiées et des conversions prévues des chaudières aux unités 2 et 3 de la centrale de Keephills et à l'unité 1 de la centrale de Sheerness en Alberta, le tout en partie contrebalancé par une plus grande disponibilité à l'unité 6 de la centrale de Sundance dont la conversion au gaz s'est achevée en 2020.

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 a diminué de 215 GWh par rapport à celle de 2020, principalement en raison de l'augmentation des activités d'optimisation du portefeuille en Alberta et de la baisse des charges des clients en Australie, partiellement compensées par une demande plus élevée dans nos autres centrales et une production supplémentaire provenant d'un exercice complet d'exploitation à la centrale de cogénération Ada.

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 a augmenté de 121 millions de dollars par rapport à celui de 2020, principalement en raison de la hausse des prix marchands en Alberta, du règlement du CAÉ de la centrale de South Hedland et de la production supplémentaire provenant d'un exercice complet d'exploitation à la centrale de cogénération Ada, le tout partiellement contrebalancé par une augmentation des coûts du combustible, des interruptions à court terme non planifiées de la fourniture de vapeur à notre centrale de cogénération de Sarnia, d'une hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration liée aux nouveaux projets en construction aux termes du CAÉ avec BHP, et les frais juridiques liés au règlement du CAÉ de la centrale South Hedland.

Les dépenses d'investissement de maintien pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 ont augmenté de 41 millions de dollars, principalement en raison des coûts des travaux d'entretien d'envergure liés aux interruptions pour la conversion au gaz naturel des unités 2 et 3 de la centrale de Keephills et de l'unité 1 de la centrale de Sheerness, des travaux d'entretien d'envergure planifiés dans les centrales australiennes alimentées au gaz et de l'achat d'un moteur additionnel à la centrale de South Hedland.

Transition énergétique

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Capacité installée brute (MW)¹	671	1 472	2 548
Disponibilité (%)	77,2	75,3	82,6
Disponibilité ajustée (%) ²	79,0	78,8	91,3
Volume des ventes contractuelles (GWh)	3 329	3 329	5 526
Volume des ventes marchandes (GWh)	3 951	6 052	6 248
Achats d'électricité (GWh)	(3 706)	(3 675)	(3 775)
Total de la production (GWh)	3 574	5 706	7 999
Produits des activités ordinaires ³	724	728	690
Coûts du combustible et des achats d'électricité ³	566	432	352
Coûts de conformité liés au carbone	(1)	60	48
Marge brute³	159	236	290
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ³	69	97	106
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	4	6	9
BAIIA ajusté³	86	133	175
Informations complémentaires :			
Dépenses de remise en état de la mine de Highvale	12	6	7
Dépenses de remise en état de la mine de Centralia	16	9	7
Dépenses d'investissement de maintien	19	19	22

1) La capacité installée brute pour 2022 ne tient pas compte de l'unité 1 de la centrale de Keephills (395 MW, mise hors service le 31 décembre 2021) et de l'unité 4 de la centrale de Sundance (406 MW, mise hors service le 31 mars 2022). La capacité installée brute de 2021 ne tient pas compte de l'unité 1 de la centrale de Centralia (670 MW, mise hors service le 31 décembre 2020) et de l'unité 5 de la centrale de Sundance (406 MW).

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

3) Pour plus de précisions sur les ajustements des produits des activités ordinaires, des coûts du combustible et des achats d'électricité, et des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration inclus dans le BAIIA ajusté, se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

2022

La disponibilité ajustée pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 a été comparable à celle de 2021, l'augmentation de la disponibilité découlant de la baisse du nombre d'interruptions planifiées et non planifiées à l'unité 2 de la centrale de Centralia ayant été contrebalancée en partie par la mise hors service de l'unité 4 de la centrale de Sundance en 2022 et de l'unité 1 de la centrale de Keephills en 2021.

La production a diminué de 2 132 GWh pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 par rapport à celle de 2021, en raison essentiellement de la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Keephills et de l'unité 4 de la centrale de Sundance, en partie contrebalancée par une augmentation de la production découlant d'une plus grande disponibilité à l'unité 2 de la centrale de Centralia.

Le BAIIA ajusté a diminué de 47 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 par rapport à celui de 2021, du fait essentiellement de la mise hors service des actifs alimentés au charbon en Alberta et de l'augmentation des coûts des achats d'électricité pendant les interruptions à la centrale de Centralia en 2022, compensées en partie par une hausse des prix marchands et contractuels et une augmentation de la production à la centrale de Centralia, une baisse des coûts du carbone en Alberta liée à l'utilisation de nos crédits de conformité pour régler l'obligation liée aux émissions de GES de 2021 et une diminution des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration découlant de la mise hors service du portefeuille de centrales alimentées au charbon en 2021.

Les dépenses de remise en état des mines de Highvale et de Centralia ont augmenté comparativement à celles de 2021 en raison de l'avancement des activités de remise en état.

Les dépenses d'investissement de maintien pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 ont été comparables à celles de 2021.

2021

La disponibilité ajustée pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 a diminué par rapport à celle de l'exercice 2020 en raison du nombre accru d'interruptions planifiées et non planifiées à l'unité 2 de la centrale de Centralia et à l'unité 4 de la centrale Sundance en lien avec des réductions de la capacité nominale.

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 a diminué de 2 293 GWh comparativement à celle de l'exercice 2020, du fait surtout de la mise hors service prévue de l'unité 1 de la centrale de Centralia et de l'optimisation de la répartition des actifs en Alberta.

Le BAIIA ajusté a diminué de 42 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 par rapport à celui de 2020, principalement en raison de la mise hors service prévue de l'unité 1 de la centrale de Centralia, de la hausse des coûts du combustible et des achats d'électricité en raison d'interruptions non planifiées à l'unité 2 de la centrale de Centralia, de l'augmentation des coûts de conformité liés au carbone pour les actifs en Alberta principalement attribuable à une augmentation des prix du carbone et à l'affaiblissement du dollar américain par rapport au dollar canadien tout au long de l'exercice, le tout partiellement compensé par l'optimisation de la répartition des actifs en Alberta et la diminution des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration par suite de la mise hors service prévue de l'unité 1 de la centrale de Centralia.

Les dépenses de remise en état des mines de Highvale et de Centralia ont été comparables à celles de 2020.

Les dépenses d'investissement de maintien pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 ont diminué de 3 millions de dollars par rapport à celles de 2020, surtout du fait de la diminution du nombre d'interruptions planifiées pour travaux d'entretien.

Commercialisation de l'énergie

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Produits des activités ordinaires ¹	218	202	133
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	35	36	30
BAIIA ajusté¹	183	166	103

1) Pour plus de précisions sur les ajustements des produits des activités ordinaires inclus dans le BAIIA ajusté, se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

2022

Le BAIIA ajusté pour 2022 a augmenté de 17 millions de dollars par rapport à celui de 2021. Les résultats ont dépassé les attentes pour le secteur en raison des positions de négociation à court terme sur l'électricité et le gaz dans le cadre de contrats prévoyant la livraison et de contrats financiers à l'échelle des marchés déréglementés nord-américains. La Société a été en mesure de tirer parti de la volatilité à court terme sur les marchés de négociation, sans modifier de manière significative le profil de risque de l'unité fonctionnelle.

2021

Le BAIIA ajusté pour 2021 a augmenté de 63 millions de dollars par rapport à celui de 2020. Cette amélioration des résultats est essentiellement attribuable à des positions de négociation à court terme favorables sur l'électricité et le gaz naturel dans le cadre de contrats prévoyant la livraison et de contrats financiers à l'échelle des marchés nord-américains. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par une hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration attribuable à 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 de la volatilité à court terme dans les marchés où nous négocions, sans modifier de manière significative le profil de risque de l'unité fonctionnelle.

Siège social

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	101	84	80
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	1
BAIIA ajusté	(102)	(85)	(81)
BAIIA ajusté	(102)	(85)	(81)
(Profits) pertes réalisés sur le swap sur rendement total	1	(4)	3
Fonds reçus au titre de la SSUC	—	(8)	—
Fonds reçus au titre de la SSUC utilisés en soutien à la création d'emplois supplémentaires	5	3	—
BAIIA ajusté, compte non tenu de l'incidence du swap sur rendement total et de la SSUC	(96)	(94)	(78)
Informations complémentaires :			
Dépenses d'investissement de maintien :	29	13	14

2022

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 a diminué de 17 millions de dollars par rapport à celui de 2021, principalement en raison de l'augmentation des montants à payer au titre des plans incitatifs reflétant le rendement de la Société. Le BAIIA ajusté de 2021 avait bénéficié des fonds reçus au titre de la SSUC et des profits réalisés sur le swap sur rendement total.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, les dépenses d'investissement de maintien ont augmenté de 16 millions de dollars par rapport à celles de 2021, principalement en raison d'une hausse des dépenses liées aux améliorations locatives associées au déménagement des bureaux du siège social de la Société.

2021

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 a diminué de 4 millions de dollars par rapport à celui de 2020, principalement en raison de la hausse des paiements incitatifs, de l'augmentation des charges salariales, de la hausse des coûts d'assurance ainsi que de l'accroissement des frais juridiques engagés pour régler les affaires juridiques en cours, le tout partiellement compensé par les fonds reçus au titre de la SSUC et les profits 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 couverte 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 coûts liés au personnel ont augmenté en raison de l'ajout de personnel à l'appui des initiatives de croissance. Conformément à l'engagement pris, les fonds reçus au titre de la SSUC sont utilisés pour soutenir la création d'emplois supplémentaires au sein de la Société.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les dépenses d'investissement de maintien ont été comparables à celles de 2020.

Rendement par secteur et informations géographiques complémentaires

Le tableau suivant présente le BAIIA ajusté de nos centrales dans les régions où nous exerçons nos activités :

Exercice clos le 31 décembre 2022	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique ¹	Commer- cialisation de l'énergie ²	Siège social	Total
Alberta	515	114	404	(18)	183	(102)	1 096
Canada, sans l'Alberta	12	106	87	—	—	—	205
États-Unis	—	91	8	104	—	—	203
Australie	—	—	130	—	—	—	130
BAIIA ajusté³	527	311	629	86	183	(102)	1 634
Résultat avant impôts sur le résultat							353

Exercice clos le 31 décembre 2021	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique ¹	Commer- cialisation de l'énergie ²	Siège social	Total
Alberta	308	63	263	59	166	(85)	774
Canada, sans l'Alberta	14	120	75	—	—	—	209
États-Unis	—	79	10	74	—	—	163
Australie	—	—	140	—	—	—	140
BAIIA ajusté^{3, 4}	322	262	488	133	166	(85)	1 286
Résultat avant impôts sur le résultat							(380)

- 1) L'unité 1 de la centrale de Keephills a été mise hors service le 31 décembre 2021 et l'unité 4 de la centrale de Sundance, le 31 mars 2022.
- 2) Le BAIIA ajusté du secteur Commercialisation de l'énergie a été reclassé dans la région de l'Alberta pour refléter où se déroulent les activités.
- 3) Le BAIIA ajusté 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 «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» du présent rapport de gestion pour plus de précisions, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec les mesures établies selon les IFRS. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.
- 4) En 2022, des ajustements ont été faits à l'égard des secteurs Gaz et Commercialisation de l'énergie pour tenir compte de l'incidence des profits et pertes réalisés sur les positions de change dénouées pour ces secteurs en 2021. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

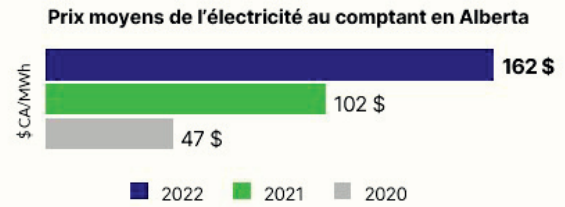
Portefeuille de centrales électriques en Alberta

La capacité de production en Alberta est soumise aux forces du marché, plutôt qu'à la réglementation des tarifs. L'électricité provenant de la production commerciale est négociée par l'intermédiaire d'un marché de gros de l'électricité. L'électricité est répartie selon des critères économiques au mérite administrés par l'Alberta Electric System Operator (l'«AESO»), en fonction des offres de vente d'électricité par les producteurs sur le marché axé uniquement sur l'énergie en temps réel. Notre base de production marchande en Alberta est exploitée dans le cadre de ce régime et nous gérons en interne nos offres de vente d'électricité.

Environ 52 % de notre capacité installée brute est située en Alberta. Notre portefeuille d'actifs marchands en Alberta comprend des centrales hydroélectriques, des centrales éoliennes, une centrale de stockage par batteries, des centrales de cogénération et des centrales thermiques converties au gaz naturel. Certaines centrales éoliennes et centrales alimentées au gaz du portefeuille de centrales électriques en Alberta sont exploitées en vertu de contrats à long terme. L'optimisation du rendement du portefeuille est favorisée par la diversité des types de sources d'énergie, ce qui facilite la gestion du portefeuille et permet de maximiser les

marges d'exploitation. Cela 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. Une partie de la capacité de production installée du portefeuille a été couverte de façon à garantir les flux de trésorerie.

La demande annuelle de l'Alberta a augmenté d'environ 1,7 % de 2021 à 2022, du fait d'une reprise de l'économie après la pandémie de COVID-19, de la demande accrue de climatisation résidentielle en été et des conditions de marché plus favorables pour les produits de base liés à l'énergie qui ont soutenu la demande d'électricité. Le prix moyen du pool a augmenté, passant de 102 \$/MWh en 2021 à 162 \$/MWh en 2022. Les prix du pool ont été plus élevés du deuxième au quatrième trimestre de 2022 par rapport à ceux de 2021, en raison d'une hausse de la demande dans la province, de prix du gaz naturel et du carbone plus élevés et d'une augmentation des prix de l'électricité sur les marchés limitrophes. Les mois d'août et de décembre, en particulier, ont été marqués par une forte demande liée aux conditions météorologiques dans la province.



Exercices clos les 31 déc.	2022					2021					2020				
	Énergie éolienne et énergie solaire		Gaz	Transition énergétique	Total	Énergie éolienne et énergie solaire		Gaz	Transition énergétique	Total	Énergie éolienne et énergie solaire		Gaz	Transition énergétique	Total
	Hydro-électricité					Hydro-électricité					Hydro-électricité				
Total de la production (GWh) ¹	1 665	1 686	8 106	19	11 476	1 586	1 319	7 281	2 591	12 777	1 779	1 320	7 732	2 865	13 696
Production visée par des contrats (GWh)	—	620	526	—	1 146	—	271	509	—	780	1 703	122	4 223	2 187	8 235
Production marchande (GWh)	1 665	1 066	7 580	19	10 330	1 586	1 048	6 772	2 591	11 997	76	1 198	3 509	678	5 461
Produits des activités ordinaires ²	583	155	989	6	1 733	358	97	674	257	1 386	126	57	482	207	872
Coûts du combustible et des achats d'électricité ³	18	21	442	5	486	13	9	258	92	372	6	15	151	73	245
Coûts de conformité liés au carbone	—	1	70	(1)	70	—	—	96	60	156	—	—	120	48	168
Marge brute	565	133	477	2	1 177	345	88	320	105	858	120	42	211	86	459

- 1) Au cours des périodes précédentes, les unités des secteurs Gaz et Transition énergétique fonctionnaient au charbon. L'unité 1 de la centrale de Keephills a été mise hors service le 31 décembre 2021 et l'unité 4 de la centrale de Sundance, le 31 mars 2022.
- 2) Les produits des activités ordinaires ont été ajustés pour exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché et des profits et pertes réalisés sur les positions de change dénouées afin de refléter les produits réalisés au cours de l'exercice.
- 3) Les ajustements des coûts du combustible et des achats d'électricité tiennent compte de l'incidence de la dotation aux amortissements de la mine de charbon et de la réduction de valeur des stocks de charbon à la mine de Highvale en 2021.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, le portefeuille de centrales électriques en Alberta a produit 11 476 GWh d'énergie, une baisse de 1 301 GWh par rapport à 2021. La production a subi l'incidence de la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Keephills le 31 décembre 2021 et de l'unité 4 de la centrale de Sundance le 31 mars 2022. La baisse de la production découlant de la mise hors service d'actifs a été contrebalancée en partie par une hausse de la production visée par des contrats attribuable principalement au parc éolien Windrise, mis en service au quatrième trimestre de 2021, et par une hausse de la production marchande grâce à une plus grande disponibilité dans le secteur Hydroélectricité. La hausse de la production marchande dans le secteur Gaz est liée à un nombre accru de possibilités sur le marché pour notre portefeuille de centrales marchandes alimentées au gaz au deuxième semestre de 2022.

La marge brute pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 s'est établie à 1 177 millions de dollars, une hausse de 319 millions de dollars par rapport à celle de 2021. Des marges marchandes plus élevées ont été réalisées grâce à l'optimisation de la répartition et à l'augmentation des prix de l'électricité réalisés, qui ont plus que compensé l'augmentation des coûts du combustible découlant des prix plus élevés du gaz naturel en 2022 par rapport à ceux de l'exercice précédent. Les périodes de forte demande liée aux conditions météorologiques et les interruptions non planifiées ont créé des occasions pour chacun des types de sources d'énergie dans le portefeuille de centrales électriques en Alberta tout au long de l'exercice.

Le tableau qui suit présente de l'information sur le portefeuille de centrales électriques en Alberta de la Société :

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Prix moyen de l'électricité au comptant par MWh	162 \$	102 \$	47 \$
Prix du gaz naturel (AECO) par GJ	5,08 \$	3,39 \$	2,11 \$
Coûts de conformité liés au carbone par tonne	50 \$	40 \$	30 \$
Prix marchand de l'électricité réalisé par MWh ^{1, 2}	126 \$	91 \$	64 \$
Prix de l'électricité au comptant par MWh, énergie hydroélectrique	197 \$	122 \$	— \$
Prix au comptant par MWh, services auxiliaires des centrales hydroélectriques	76 \$	55 \$	— \$
Prix de l'électricité au comptant par MWh, énergie éolienne	90 \$	63 \$	— \$
Prix de l'électricité au comptant par MWh, secteurs Gaz et Transition énergétique	194 \$	114 \$	— \$
Volume couvert (GWh) ^{2, 3}	7 228	6 992	5 395
Prix moyen de l'électricité couvert par MWh ²	86 \$	72 \$	54 \$
Coûts du combustible et des achats d'électricité par MWh ⁴	60 \$	38 \$	23 \$
Coûts de conformité liés au carbone par MWh ⁴	9 \$	16 \$	16 \$

1) Le prix de l'électricité marchand réalisé par le portefeuille de centrales électriques en Alberta correspond au prix moyen réalisé par suite des ventes marchandes d'électricité de la Société (compte non tenu des actifs visés par des contrats à long terme et des produits des services auxiliaires) et dans le cadre des activités d'optimisation du portefeuille, divisé par le total des GWh produits sur une base marchande. En 2020, le prix réalisé était basé sur le prix moyen réalisé en raison du portefeuille faisant l'objet de CAÉ.

2) En 2020, le portefeuille en Alberta faisait l'objet de CAÉ et les volumes de CAÉ ne sont pas inclus dans les volumes totaux couverts indiqués ci-dessus.

3) Les volumes couverts correspondent aux volumes de production, principalement dans le secteur Gaz.

4) Les coûts du combustible et des achats d'électricité par MWh et les coûts de conformité liés au carbone par MWh sont calculés en fonction de la production provenant des centrales émettrices de carbone dans les secteurs Gaz et Transition énergétique, et les coûts de conformité liés au carbone par MWh tiennent compte de l'utilisation de crédits de conformité pour régler une partie des obligations liées à la tarification du carbone relativement aux émissions de GES.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, le prix marchand de l'électricité réalisé par MWh de production a augmenté de 35 \$ par MWh, comparativement à celui de la période correspondante de 2021. La hausse du prix marchand de l'électricité réalisé à l'échelle du portefeuille s'explique par une augmentation des prix du marché, une volatilité accrue des prix et l'optimisation de notre capacité disponible pour tous les types de sources d'énergie. Les prix au comptant par secteur ne tiennent pas compte des profits et des pertes découlant des positions de couverture conclues dans le but d'atténuer l'incidence des prix du marché défavorables.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, les coûts du combustible et des achats d'électricité par MWh de production ont augmenté de 22 \$ par MWh par rapport à ceux de l'exercice 2021, ce qui s'explique par la hausse des prix du gaz naturel et la hausse des coûts de transport du gaz à prix fixe, contrebalancées en partie par nos positions de couverture pour les prix du gaz et la baisse des coûts du charbon en raison de la fin des activités d'exploitation minière en 2021.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, les coûts de conformité liés au carbone par MWh de production ont diminué de 7 \$ par MWh en comparaison de ceux de l'exercice 2021, en raison de la baisse des émissions de carbone résultant de la mise hors service de notre portefeuille de centrales alimentées au charbon et de l'utilisation de crédits de conformité pour régler une partie de l'obligation liée à la tarification du carbone relativement aux émissions de GES de 2021. Les coûts de conformité liés au carbone ont augmenté, pour passer de 40 \$ par tonne à 50 \$ par tonne; toutefois, la conversion à la production alimentée au gaz a en réalité réduit nos coûts de conformité liés aux émissions de GES, la combustion du gaz naturel produisant moins d'émissions de GES que la combustion du charbon.

Faits saillants du quatrième trimestre

Faits saillants financiers consolidés

Trois mois clos les 31 décembre	2022	2021
Disponibilité ajustée (%)	89,5	83,8
Production (GWh)	6 005	5 823
Produits des activités ordinaires	854	610
Coûts du combustible et des achats d'électricité ¹	446	266
Coûts de conformité liés au carbone	27	39
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ¹	157	130
BAlIA ajusté ^{2,3}	541	243
Résultat avant impôts sur le résultat	7	(32)
Perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(163)	(78)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	351	54
Fonds provenant des activités d'exploitation ^{2,3}	459	186
Flux de trésorerie disponibles ^{2,3}	315	79
Perte nette par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et diluée	(0,61)	(0,29)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires ⁴	0,11	0,10
Dividendes déclarés sur actions privilégiées ⁴	0,34	0,25
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ^{2,5}	1,71	0,69
Flux de trésorerie disponibles par action ^{2,5}	1,17	0,29

1) En 2021, un montant de 6 millions de dollars lié aux frais de service des centrales dans le secteur Hydroélectricité a été reclassé du poste Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration au poste Coûts du combustible et des achats d'électricité.

2) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» du présent rapport de gestion pour plus de précisions, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec les mesures établies selon les IFRS. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

3) En 2022, la composition de notre BAlIA ajusté a été modifiée pour tenir compte de l'incidence des positions de change dénouées qui sont réglées en les compensant avec des positions de la même contrepartie afin de refléter la performance des actifs et du secteur Commercialisation de l'énergie dans la période au cours de laquelle les transactions ont lieu. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition à toutes les périodes présentées antérieurement.

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

5) 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 nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pour les trois mois clos le 31 décembre 2022 était de 269 millions d'actions (271 millions d'actions en 2021). Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour connaître l'objet de ces ratios non conformes aux normes IFRS.

Faits saillants financiers

Au quatrième trimestre de 2022, la Société a clôturé l'exercice en affichant un rendement exceptionnel dans tous les secteurs de production ainsi que dans le secteur Commercialisation de l'énergie. Les centrales hydroélectriques, les parcs éoliens et les centrales alimentées au gaz du portefeuille de centrales électriques en Alberta ont présenté une disponibilité élevée pendant les périodes de tarification de pointe, en raison de températures extrêmement froides et de périodes d'interruptions planifiées et non planifiées à l'échelle de la province. Le portefeuille de centrales électriques en Alberta était bien placé pour tirer parti des possibilités découlant d'excellentes conditions du marché au comptant par l'intermédiaire des produits de l'énergie et des produits des services auxiliaires.

La **disponibilité ajustée** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2022 s'est établie à 89,5 %, comparativement à 83,8 % pour la période correspondante de 2021, en raison surtout du nombre moins élevé d'interruptions à nos centrales au gaz en Alberta et à l'unité 2 de la centrale de Centralia.

La **production** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2022 a été de 6 005 GWh, comparativement à 5 823 GWh pour la période correspondante de 2021. La hausse de la production pour la période de trois mois de 2022 est attribuable à une augmentation de la disponibilité des centrales au gaz en Alberta dans le secteur Gaz et de l'unité 2 de la centrale de Centralia dans le secteur Transition énergétique, en partie contrebalancée par la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Keephills et de l'unité 4 de la centrale de Sundance.

Les **produits des activités ordinaires** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2022 ont augmenté de 244 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2021, principalement en raison de la hausse des prix de l'énergie réalisés obtenus dans le marché de l'électricité de l'Alberta dans le cadre de nos activités d'optimisation et d'exploitation, et de l'augmentation des prix réalisés et des volumes des services auxiliaires dans le secteur Hydroélectricité. Les produits des activités ordinaires ont aussi progressé du fait de la hausse des prix marchands et des volumes à l'unité 2 de la centrale de Centralia. Ces hausses ont été contrebalancées en partie par la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Keephills et de l'unité 4 de la centrale de Sundance dans le secteur Transition énergétique.

Les **coûts du combustible et des achats d'électricité** ont augmenté de 180 millions de dollars pour la période de trois mois close le 31 décembre 2022, comparativement à ceux de la période correspondante de 2021. L'augmentation s'explique par la hausse des prix du gaz naturel et une consommation accrue de gaz naturel dans notre secteur Gaz, contrebalancées en partie par nos positions couvertes sur le gaz, la baisse des coûts du charbon et l'absence d'amortissement minier en raison de la cessation de toutes les activités d'extraction de charbon au Canada au 31 décembre 2021. De plus, les coûts du combustible et des achats d'électricité à la centrale de Centralia ont été plus élevés en raison de l'achat d'électricité à des prix plus élevés pour satisfaire à nos obligations contractuelles durant les périodes de hausse des prix marchands à l'unité 2 de la centrale de Centralia.

Les **coûts de conformité liés au carbone** ont diminué de 12 millions de dollars pour la période de trois mois close le 31 décembre 2022 en regard de ceux de la période correspondante de 2021 du fait principalement d'une réduction des émissions de GES attribuable aux variations de la proportion de combustibles utilisés étant donné que nous avons eu davantage recours au gaz naturel et moins au charbon dans le cadre de nos activités, réduction qui a été contrebalancée en partie par une augmentation de la production et une hausse du prix du carbone par tonne.

Les **charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2022 ont augmenté de 27 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2021, en raison surtout de l'augmentation des montants à payer au titre des plans incitatifs reflétant le rendement de la Société et de la hausse des coûts liés au personnel aux fins des initiatives stratégiques de croissance.

Le **BAIIA ajusté** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2022 a augmenté de 298 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2021, en grande partie en raison de la hausse du BAIIA ajusté dans nos secteurs Hydroélectricité et Gaz, attribuable à la hausse des prix réalisés dans le marché de l'Alberta, de l'accroissement du BAIIA ajusté dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire grâce à l'augmentation des ressources éoliennes dans l'est du Canada et à une hausse de la marge brute dans le secteur Commercialisation de l'énergie. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par une baisse du BAIIA ajusté dans le secteur Transition énergétique découlant de la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Keephills et de l'unité 4 de la centrale de Sundance, contrebalancée en partie par une hausse des prix marchands réalisés et de la production à l'unité 2 de la centrale de Centralia.

La **perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires** au quatrième trimestre de 2022 a été de 163 millions de dollars, contre une perte nette de 78 millions de dollars à la période correspondante de 2021, soit une augmentation de 85 millions de dollars. La perte nette en 2022 reflète l'augmentation de la dotation aux amortissements attribuable au raccourcissement de la durée d'utilité de certaines centrales dans notre secteur Gaz, la hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration, et l'augmentation de la charge d'impôts sur le résultat découlant d'une hausse du résultat avant impôts et des ajustements au titre de l'impôt de la période considérée et des périodes antérieures aux États-Unis afin de réduire l'impôt au comptant. Ces incidences défavorables ont été contrebalancées en partie par une baisse de la dépréciation d'actifs, une hausse des profits tirés de la vente d'actifs et autres attribuable au moment des ventes d'actifs et l'augmentation du BAIIA ajusté.

Les **flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation** du quatrième trimestre de 2022 ont augmenté de 297 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2021, principalement en raison de la hausse des produits des activités ordinaires, déduction faite des profits et pertes latents sur les activités de gestion du risque, et des variations favorables du fonds de roulement dues aux fluctuations dans les comptes de garanties en lien avec les prix élevés des produits de base et la volatilité sur les marchés, le tout contrebalancé en partie par une augmentation des coûts du combustible et des achats d'électricité et une hausse de la charge d'impôt exigible.

Les **flux de trésorerie disponibles** pour le quatrième trimestre de 2022 se sont établis à 315 millions de dollars, contre 79 millions de dollars pour la période correspondante de 2021, en raison de la hausse du BAIIA ajusté attribuable à la performance du portefeuille de centrales électriques en Alberta et aux variations favorables des provisions par rapport à 2021, contrebalancées en partie par la hausse de la charge d'impôt exigible, l'augmentation des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales, l'augmentation des pertes de change réalisées et la hausse des dépenses d'investissement de maintien.

Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels pour le quatrième trimestre

Le BAIIA ajusté par secteur et le résultat avant impôts sur le résultat pour les trois mois clos les 31 décembre 2022 et 2021 sont présentés sommairement ci-après :

Trois mois clos les 31 décembre	BAIIA ajusté	
	2022	2021
Hydroélectricité	133	67
Énergie éolienne et énergie solaire	92	76
Gaz	264	103
Transition énergétique	19	37
Commercialisation de l'énergie	63	(11)
Siège social	(30)	(29)
Total du BAIIA ajusté	541	243
Résultat avant impôts sur le résultat	7	(32)

Le BAIIA ajusté pour le quatrième trimestre de 2022 a augmenté de 298 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2021, principalement pour les raisons suivantes :

- Les résultats du secteur Hydroélectricité ont augmenté de 66 millions de dollars en raison de l'accroissement des produits des activités ordinaires provenant de la hausse des prix marchands et des services auxiliaires dans le marché de l'Alberta.
- Les résultats du secteur Énergie éolienne et énergie solaire ont augmenté de 16 millions de dollars en raison de la hausse des prix marchands en Alberta, de l'augmentation des ressources éoliennes dans l'est du Canada, de l'augmentation des produits tirés des attributs environnementaux, de la hausse des produits liés à l'ajout du parc éolien Windrise et des parcs solaires en Caroline du Nord, et de la comptabilisation de dommages-intérêts prédéterminés recouvrables attribuables à une disponibilité des éoliennes inférieure à la cible contractuelle au parc éolien Windrise.

- Les résultats du secteur Gaz ont augmenté de 161 millions de dollars, principalement en raison de l'optimisation accrue de la répartition et de la hausse des prix marchands, déduction faite des opérations de couverture en Alberta et du règlement d'un contrat. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la hausse du coût du gaz naturel et des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration liées aux charges d'exploitation générales.
- Les résultats du secteur Transition énergétique ont diminué de 18 millions de dollars en raison de la mise hors service des actifs alimentés au charbon en Alberta, en partie contrebalancée par une hausse de la production et une augmentation des prix contractuels et marchands à l'unité 2 de la centrale de Centralia.
- Les résultats du secteur Commercialisation de l'énergie ont augmenté de 74 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2021. Les résultats ont dépassé les attentes en raison des positions de négociation à court terme sur l'électricité et le gaz dans le cadre de contrats prévoyant la livraison et de contrats financiers à l'échelle des marchés déréglementés nord-américains.
- Les coûts du siège social ont été comparables à ceux de la période correspondante de 2021.

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 à la centrale de 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 2022	T2 2022	T3 2022	T4 2022
Produits des activités ordinaires	735	458	929	854
Résultat avant impôts sur le résultat	242	(22)	126	7
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹	451	(129)	204	351
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	186	(80)	61	(163)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ²	0,69	(0,30)	0,23	(0,61)

	T1 2021	T2 2021	T3 2021	T4 2021
Produits des activités ordinaires	642	619	850	610
Résultat avant impôts sur le résultat	21	72	(441)	(32)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	257	80	610	54
Perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(30)	(12)	(456)	(78)
Perte nette par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et diluée ²	(0,11)	(0,04)	(1,68)	(0,29)

1) Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour le deuxième trimestre de 2022 sont dus à des variations défavorables du fonds de roulement imputables surtout aux fluctuations dans les comptes de garanties liées à la hausse des prix des produits de base et à l'intensification de la volatilité sur les marchés.

2) Le résultat net (la perte nette) de base et dilué par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires est calculé 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.

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

- Hausse des produits des activités ordinaires découlant de l'augmentation de la disponibilité globale pendant les périodes de tarification de pointe et de la hausse des prix de l'électricité en Alberta en 2022
- Hausse des prix du gaz naturel et augmentation de la consommation de gaz naturel pour les unités converties au gaz en 2021 et 2020
- Baisse des coûts liés au carbone en 2022 découlant de l'abandon du charbon et de l'utilisation de crédits de conformité liés aux énergies renouvelables pour régler une partie de l'obligation liée aux émissions de GES au deuxième trimestre de 2022
- Interruption prolongée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills qui s'est poursuivie du quatrième trimestre de 2021 au quatrième trimestre de 2022, et qui devrait se poursuivre en 2023
- Répercussions des imputations pour dépréciation d'actifs et reprises pour toutes les périodes visées
- Incidence des variations de la provision pour frais de démantèlement d'actifs mis hors service provenant des variations des flux de trésorerie estimatifs et des taux d'actualisation pour toutes les périodes indiquées
- Échéancier accéléré des flux de trésorerie liés aux frais de démantèlement et changements dans les durées d'utilité comptabilisés au troisième trimestre de 2022
- Comptabilisation d'une indemnité d'assurance de 7 millions de dollars au deuxième trimestre de 2022 pour la tour endommagée du parc éolien de Kent Hills
- Comptabilisation de dommages-intérêts prédéterminés recouvrables attribuables à une disponibilité des éoliennes inférieure à la cible contractuelle au parc éolien Windrise à chacun des trimestres de 2022
- Mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Keephills au quatrième trimestre de 2021 et de l'unité 4 de la centrale de Sundance au premier trimestre de 2022
- Acquisition des parcs solaires en Caroline du Nord au quatrième trimestre de 2021
- Mise en service du parc éolien Windrise au quatrième trimestre de 2021
- Suspension du projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance au troisième trimestre de 2021
- Mise hors service de l'unité 5 de la centrale de Sundance en 2021
- Profits tirés de la vente d'actifs comptabilisés au quatrième trimestre de 2022, dont la vente du gazoduc Pioneer au deuxième trimestre de 2021 et la vente de matériel dans le secteur Gaz au troisième trimestre de 2021
- Interruptions non planifiées de la fourniture de vapeur à la centrale de cogénération de Sarnia au deuxième trimestre de 2021
- Fonds reçus au titre de la SSUC en 2021
- Fermeture accélérée de la mine de Highvale, qui a entraîné la comptabilisation des paiements de redevances futurs restants à titre de contrat déficitaire au troisième trimestre de 2021
- Fermeture accélérée de la mine de Highvale, qui a donné lieu à une augmentation de l'amortissement minier inclus dans le coût du charbon. Réduction de valeur des stocks de charbon aux trois premiers trimestres de 2021
- Réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux liés au charbon aux deuxième et troisième trimestres de 2021
- Incidence de la mise à jour de la provision estimative au titre du règlement relatif aux pertes de réseau établies par l'AESO au cours du premier trimestre de 2021
- Fluctuations du dollar canadien par rapport au dollar américain qui donnent lieu à des profits et des pertes de change sur les soldes de notre dette à long terme libellés en dollars américains qui ne sont pas désignés comme couvertures
- Fluctuations des charges d'impôt exigible et d'impôt différé en fonction du résultat avant impôts sur le résultat d'un trimestre à l'autre. Augmentation de la charge d'impôt différé par rapport à celle de 2021 en raison essentiellement d'une réduction de valeur de l'impôt différé à l'égard d'une partie des activités canadiennes et de pertes de réévaluation à la valeur de marché des instruments de couverture.

Situation financière

Le tableau qui suit présente les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés du 31 décembre 2021 au 31 décembre 2022 :

Actif	31 déc. 2022	31 déc. 2021	Augmentation (diminution)
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 134	947	187
Créances clients et autres débiteurs	1 589	651	938
Actifs de gestion du risque	709	308	401
Autres actifs courants ¹	282	291	(9)
Total des actifs courants	3 714	2 197	1 517
Actifs non courants			
Actifs de gestion du risque	161	399	(238)
Immobilisations corporelles, montant net	5 556	5 320	236
Autres actifs non courants ²	1 310	1 310	—
Total des actifs non courants	7 027	7 029	(2)
Total de l'actif	10 741	9 226	1 515
Passif			
Passifs courants			
Dettes fournisseurs et charges à payer	1 346	689	657
Passifs de gestion du risque	1 129	261	868
Dette à long terme et obligations locatives (courantes)	178	844	(666)
Autres passifs courants ³	235	137	98
Total des passifs courants	2 888	1 931	957
Passifs non courants			
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations	3 475	2 423	1 052
Provision pour frais de démantèlement et autres	659	779	(120)
Passifs de gestion du risque (non courants)	333	145	188
Obligations au titre des prestations définies et autres	294	253	41
Autres passifs non courants ⁴	1 103	1 102	1
Total des passifs non courants	5 864	4 702	1 162
Total du passif	8 752	6 633	2 119
Capitaux propres			
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	1 110	1 582	(472)
Participations ne donnant pas le contrôle	879	1 011	(132)
Total des capitaux propres	1 989	2 593	(604)
Total du passif et des capitaux propres	10 741	9 226	1 515

- 1) Comprennent les liquidités soumises à restrictions, les charges payées d'avance, les stocks et les actifs détenus en vue de la vente.
- 2) Comprennent les placements, la partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement, les actifs au titre de droits d'utilisation, les immobilisations incorporelles, le goodwill, les actifs d'impôt différé et les autres actifs.
- 3) Comprennent le découvert bancaire, la partie courante de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions, la partie courante des passifs sur contrat, les impôts sur le résultat à payer et les dividendes à verser.
- 4) Comprennent les titres échangeables, les passifs d'impôt différé et les passifs sur contrat.

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

Fonds de roulement

Les actifs courants ont augmenté de 1 517 millions de dollars pour s'établir à 3 714 millions de dollars au 31 décembre 2022, contre 2 197 millions de dollars au 31 décembre 2021, du fait essentiellement de la vigueur des prix en Alberta, qui a augmenté les flux de trésorerie d'exploitation, de l'augmentation des créances clients et autres débiteurs découlant de la hausse des produits des activités ordinaires, de l'accroissement des garanties fournies et de l'augmentation des actifs de gestion du risque attribuable à la volatilité des prix du marché. Au 31 décembre 2022, la Société avait fourni des garanties au comptant de 304 millions de dollars (55 millions de dollars au 31 décembre 2021) relativement à des instruments dérivés dans une position de passif net.

Les passifs courants ont augmenté de 957 millions de dollars, passant de 1 931 millions de dollars au 31 décembre 2021 à 2 888 millions de dollars au 31 décembre 2022, principalement en raison d'une augmentation des dettes fournisseurs et charges à payer attribuable à l'augmentation des dettes fournisseurs découlant d'une hausse des activités de construction. De plus, la hausse des dettes fournisseurs dans le secteur Commercialisation de l'énergie, l'accroissement des garanties reçues liées aux obligations de contreparties et l'augmentation des passifs de gestion du risque sont principalement imputables à la volatilité des prix sur de nombreux marchés. Ces augmentations ont été en partie contrebalancées par le remboursement des billets de premier rang non garantis à 4,50 % d'un montant de 400 millions de dollars américains arrivant à échéance en 2022 et le reclassement des obligations de Kent Hills de 206 millions de dollars dans les passifs non courants, la Société ayant obtenu une renonciation et ratifié un acte de fiducie complémentaire qui facilitait la réfection des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills, ce qui a permis le reclassement dans la dette à long terme. Au 31 décembre 2022, la Société détenait des garanties au comptant reçues de 260 millions de dollars (18 millions de dollars au 31 décembre 2021) relativement à des instruments dérivés dans une position d'actif net.

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 826 millions de dollars au 31 décembre 2022 (266 millions de dollars au 31 décembre 2021). Notre fonds de roulement a augmenté d'un exercice à l'autre essentiellement en raison du reclassement des obligations de Kent Hills des passifs courants aux passifs non courants, ainsi que du remboursement des billets de premier rang non garantis à 4,50 % d'un montant de 400 millions de dollars américains arrivant à échéance en 2022. L'augmentation d'un exercice à l'autre est également attribuable à une hausse de 187 millions de dollars de la trésorerie et à une augmentation de 938 millions de dollars des créances clients et autres débiteurs attribuable aux solides prix marchands en Alberta, y compris l'accroissement des garanties fournies, et à une augmentation de 401 millions de dollars des actifs de gestion du risque imputable essentiellement à la volatilité des prix du marché. L'augmentation a été contrebalancée en partie par une hausse de 657 millions de dollars des dettes fournisseurs, y compris les garanties détenues, et une augmentation de 868 millions de dollars des passifs de gestion du risque imputable surtout à la volatilité des prix du marché. Compte non tenu de la partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives de 178 millions de dollars (844 millions de dollars au 31 décembre 2021), l'excédent des actifs courants sur les passifs courants s'élevait à 1 004 millions de dollars au 31 décembre 2022 (1 110 millions de dollars au 31 décembre 2021), un peu moins qu'à l'exercice précédent.

Actifs non courants

Les actifs non courants ont diminué de 2 millions de dollars pour s'établir à 7 027 millions de dollars au 31 décembre 2022 par rapport à 7 029 millions de dollars au 31 décembre 2021. La diminution est principalement attribuable à la baisse des actifs de gestion du risque en raison de la volatilité des prix sur de nombreux marchés et des règlements de contrats, contrebalancée essentiellement par une augmentation des immobilisations corporelles. Les ajouts aux immobilisations corporelles de 918 millions de dollars ont été surtout pour la construction des projets de parcs éoliens White Rock, Garden Plain et Horizon Hill, du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, les coûts de réfection de Kent Hills et d'autres travaux d'entretien d'envergure planifiés. Cette augmentation des immobilisations corporelles a été en partie contrebalancée par des révisions et des ajouts aux frais de démantèlement et de remise en état de 74 millions de dollars, la dépréciation d'actifs de 62 millions de dollars et l'amortissement de 538 millions de dollars.

Passifs non courants

Les passifs non courants s'élevaient à 5 864 millions de dollars au 31 décembre 2022, par rapport à 4 702 millions de dollars au 31 décembre 2021, ce qui représente une augmentation de 1 162 millions de dollars attribuable principalement à une augmentation de 1 052 millions de dollars de la dette à long terme et des obligations locatives liée à la conclusion par la Société d'une facilité à terme à taux variable de 400 millions de dollars d'une durée de deux ans, qui était complètement utilisée au 31 décembre 2022, et à l'émission des obligations vertes de premier rang de 400 millions de dollars américains. Les obligations de Kent Hills ont été reclassées dans la dette à long terme en 2022 par suite de la renonciation obtenue, ce qui a été contrebalancé par le reclassement, dans les passifs courants, des obligations sans recours de Pingston Power Inc. au cours de 2022. L'augmentation de 188 millions de dollars des passifs de gestion du risque est attribuable à la volatilité sur plusieurs marchés et à de nouveaux contrats, et a été contrebalancée par une baisse de 120 millions de dollars de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions et une diminution de 41 millions de dollars des obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants.

Total des capitaux propres

Au 31 décembre 2022, la diminution de 604 millions de dollars du total des capitaux propres était attribuable à la perte au titre des autres éléments du résultat global de 424 millions de dollars, aux distributions de 187 millions de dollars aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle, au rachat d'actions de 54 millions de dollars dans le cadre de l'OPRA et aux dividendes déclarés sur actions ordinaires et sur actions privilégiées de 103 millions de dollars, le tout contrebalancé en partie par le résultat net de 161 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 permet également à la Société 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 2022, Moody's a renouvelé la note à long terme de la Société de Ba1 avec une perspective stable. DBRS Morningstar a renouvelé la note à titre d'émetteur et la note de crédit des titres de créance non garantis et des billets à moyen terme de la Société, soit BBB (faible), et la note de crédit des actions privilégiées de la Société, soit Pfd-3 (faible), toutes avec une perspective stable. De plus, S&P Global Ratings a renouvelé la note des titres de créance non garantis de premier rang et la note de crédit à titre d'émetteur de la Société, soit BB+, avec une 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

Une solide situation financière procure à la Société un meilleur accès aux marchés financiers tout au long des cycles des produits de base et du crédit. Nous nous appuyons sur le total du capital pour nous aider à évaluer la solidité de notre situation financière. La structure du capital comprend les composantes qui suivent :

Aux 31 décembre	2022		2021		2020	
	\$	%	\$	%	\$	%
TransAlta Corporation						
Montant net des titres de créance non garantis de premier rang						
Dettes avec recours – débiteures en dollars canadiens	251	5	251	4	249	3
Dettes avec recours – billets de premier rang en dollars américains	934	18	888	16	886	13
Facilités de crédit	—	—	—	—	114	2
Facilité à terme	396	8	—	—	—	—
Divers	1	—	4	—	7	—
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie ¹	(884)	(17)	(703)	(12)	(121)	(2)
Déduire : autres éléments de trésorerie et actifs liquides ²	(20)	—	(19)	—	(13)	—
Montant net des titres de créance non garantis de premier rang	678	14	421	8	1 122	16
Autres passifs						
Débiteures échangeables	339	6	335	6	330	5
Dettes sans recours						
Obligation de TAPC Holdings LP	94	2	102	2	111	2
Obligation d'OCP	241	4	263	5	284	4
Obligations locatives	112	2	78	1	112	2
Total de la dette nette³ – TransAlta Corporation	1 464	28	1 199	22	1 959	29
TransAlta Renewables						
Dettes nettes présentées de TransAlta Renewables						
Facilité de crédit consentie	32	1	—	—	—	—
Obligation de Pingston	45	1	45	1	45	1
Obligation des parcs éoliens de Melancthon et Wolfe	202	4	235	4	268	4
Obligation du parc éolien de New Richmond	112	2	120	2	127	2
Obligation du parc éolien de Kent Hills	206	4	221	4	230	3
Obligation du parc éolien Windrise	170	3	171	3	—	—
Obligations locatives	23	—	22	—	22	—
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie ⁴	(234)	(4)	(244)	(4)	(582)	(9)
Dettes au titre des placements dans des participations financières de TransAlta Renewables						
Financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis ⁵	123	2	135	2	134	2
Dettes sans recours de South Hedland ⁵	711	14	732	13	772	11
Total de la dette nette³ – TransAlta Renewables	1 390	27	1 437	25	1 016	14
Total de la dette nette consolidée^{3,6,7}	2 854	55	2 636	47	2 975	43
Participations ne donnant pas le contrôle	879	17	1 011	18	1 084	16
Actions privilégiées échangeables ⁷	400	7	400	7	400	6
Capitaux propres attribuables aux actionnaires						
Actions ordinaires	2 863	54	2 901	51	2 896	43
Actions privilégiées	942	18	942	17	942	14
Surplus d'apport, déficit et cumul des autres éléments du résultat global	(2 695)	(51)	(2 261)	(40)	(1 486)	(22)
Total du capital	5 243	100	5 629	100	6 811	100

1) Au 31 décembre 2022, la trésorerie et les équivalents de trésorerie sont présentés déduction faite du découvert bancaire.

2) Comprennent le principal des liquidités soumises à restrictions d'OCP puisque ces liquidités sont soumises à restrictions spécifiquement pour rembourser la dette en cours, et comprennent également la juste valeur des instruments de couverture économiques et désignés de la dette, la valeur comptable de la dette connexe étant tributaire des variations des taux de change.

3) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique « Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus de précisions, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec les mesures établies selon les IFRS.

4) Comprennent un montant en trésorerie de 145 millions de dollars (158 millions de dollars australiens) détenu dans TransAlta Energy (Australia) PTY Ltd. et réservé pour le financement futur de projets de croissance en Australie par TransAlta Renewables.

5) TransAlta Renewables possède une participation financière dans les entités américaines qui détiennent ces dettes et une participation financière dans les entités australiennes, ce qui comprend 786 millions de dollars australiens (800 millions de dollars australiens en 2021) de billets garantis de premier rang.

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

7) Le total de la dette nette consolidée ne tient pas compte des actions privilégiées échangeables étant donné que, à des fins de crédit, elles sont considérées comme des capitaux propres assortis de paiements de dividendes.

Nous avons continué de renforcer notre situation financière en 2022 et nous disposons de liquidités suffisantes pour financer notre stratégie de croissance.

Nous avons amélioré les liquidités et la valeur pour les actionnaires par les moyens suivants :

2022

- L'émission d'obligations vertes de premier rang d'un montant de 400 millions de dollars américains, assorties d'un taux d'intérêt nominal fixe de 7,75 % par année et venant à échéance le 15 novembre 2029.
- Le remboursement des billets de premier rang non garantis à 4,50 % d'un montant de 400 millions de dollars américains échéant en 2022.
- La prolongation d'un an des facilités de crédit consortiales consenties jusqu'au 30 juin 2026 et des facilités de crédit bilatérales consenties jusqu'au 30 juin 2024.
- La clôture avec notre syndicat bancaire d'une facilité à terme à taux variable de 400 millions de dollars d'une durée de deux ans, échéant le 7 septembre 2024. La facilité à terme est assortie de taux d'intérêt qui varient selon l'option retenue (p. ex. le taux préférentiel canadien et le taux des acceptations bancaires).
- Le rachat et l'annulation de 4 342 300 actions ordinaires au prix moyen de 12,48 \$ l'action dans le cadre de l'OPRA, pour un coût total de 54 millions de dollars.

2021

- L'obtention d'un financement de 173 millions de dollars pour le projet lié au parc éolien Windrise.

2020

- L'obtention d'un financement de 800 millions de dollars australiens pour le projet lié à la centrale de South Hedland.
- La réception de 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.

Facilités de crédit

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

Facilités de crédit	Montant total	Crédit utilisé			Date d'échéance
		Lettres de crédit en cours ¹	Montants prélevés	Capacité disponible	
Facilités consenties					
Facilité de crédit consortiale de TransAlta Corporation	1 250	738	—	512	T2 2026
Facilité de crédit consortiale de TransAlta Renewables	700	—	33	667	T2 2026
Facilités de crédit bilatérales de TransAlta Corporation	240	219	—	21	T2 2024
Facilité à terme de TransAlta Corporation	400	—	400	—	T3 2024
Total des facilités consenties	2 590	957	433	1 200	
Facilités sans engagement					
Facilités à vue de TransAlta Corporation	250	120	—	130	s. o.
Facilité à vue de TransAlta Renewables	150	98	—	52	s. o.
Total des facilités sans engagement	400	218	—	182	

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. Les lettres de crédit prélevées sur les facilités sans engagement réduisent la capacité disponible sur les facilités de crédit consortiales consenties.

Financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis

La Société possède des participations dans certains parcs éoliens qui sont admissibles à des incitatifs fiscaux offerts aux installations d'énergie renouvelable aux États-Unis. Compte tenu de son portefeuille actuel d'installations d'énergie renouvelable, TransAlta ne peut pas monétiser pleinement ces incitatifs fiscaux. Pour ce faire, la Société s'associe à des investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux qui investissent dans ces installations en échange d'une quote-part des crédits d'impôt.

Certaines structures de financement donnant droit à des avantages fiscaux comprennent un accord de financement partiel avec apport de paiements à l'utilisation en vertu duquel, lorsque la production d'électricité annuelle réelle (MWh) dépasse un certain seuil, les investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux sont tenus de verser un apport en espèces («apport de paiements à l'utilisation») à la Société. L'accord avec apport de paiements à l'utilisation se traduit par un investissement initial moins élevé pour l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux et lui offre une certaine protection contre un mauvais rendement possible de l'actif.

TransAlta comptabilise les apports de l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux comme une dette à long terme, à un montant représentant le produit reçu de l'investisseur en échange d'actions de filiales de TransAlta, déduction faite des éléments suivants :

Crédits d'impôt à la production	Attribution des crédits d'impôt à la production à l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux qui découlent de l'électricité produite au cours de la période, crédits qui sont comptabilisés dans les autres produits des activités ordinaires à mesure qu'ils sont gagnés et en diminution du financement donnant droit à des avantages fiscaux.
Réduction d'impôts	Attribution d'avantages et d'attributs fiscaux à l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux, tels que les crédits d'impôt à l'investissement et l'amortissement fiscal, qui sont comptabilisés dans la charge d'intérêts nette à mesure qu'ils sont réclamés et en réduction du financement donnant droit à des avantages fiscaux.
Charge d'intérêts	Charge d'intérêts calculée selon la méthode du taux d'intérêt effectif qui est comptabilisée dans la charge d'intérêts nette à mesure qu'elle est engagée et en augmentation du financement donnant droit à des avantages fiscaux.
Apports de paiements à l'utilisation	Apports en espèces supplémentaires versés par l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux lorsque la production annuelle dépasse le seuil déterminé par contrat qui sont comptabilisés en augmentation du financement donnant droit à des avantages fiscaux.
Distributions en espèces	Paiements en espèces à l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux, comptabilisés en diminution du financement donnant droit à des avantages fiscaux.

Programme de crédits d'impôt à la production

La législation fiscale américaine actuelle permet aux projets d'énergie éolienne admissibles de recevoir des crédits d'impôt, qui sont obtenus pour chaque MWh de production pendant les dix premières années d'exploitation du projet. Les investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux se voient attribuer une partie du résultat imposable (de la perte fiscale) et des crédits d'impôt à la production obtenus par l'installation d'énergie renouvelable, ainsi qu'une partie de la trésorerie générée par l'installation, jusqu'à ce qu'ils atteignent un rendement du capital investi après impôts convenu («point de basculement»). Après le point de basculement, l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux conservera une partie moins importante de la trésorerie et du résultat imposable (de la perte fiscale) générés par l'installation.

Le tableau suivant présente de l'information concernant les accords de la Société sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux prévoyant l'admissibilité à des crédits d'impôt à la production :

Installation	Date de mise en service	Point de basculement prévu	Investissement initial de l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux (\$)	Crédits d'impôt à la production annuels prévus (\$)	Apport de paiements à l'utilisation annuel prévu (\$)	Attribution du résultat imposable et des crédits d'impôt à la production aux investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux (avant le point de basculement)
Lakeswind	2014	2029	45	4	—	99 %
Big Level et Antrim	2019	2030	126	9	2	99 %
Skookumchuck ¹	2020	2029	121	10	—	99 %

1) La Société a une participation de 49 % dans le parc éolien Skookumchuck, laquelle 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.

Dette sans recours

Les obligations sans recours de Melancthon Wolfe Wind LP, de Pingston Power Inc., de TAPC Holdings LP, de New Richmond Wind LP, de Kent Hills Wind LP, de TEC Hedland Pty Ltd, de Windrise Wind LP et de TransAlta OCP LP, d'une valeur comptable globale de 1,8 milliard de dollars (1,9 milliard de dollars au 31 décembre 2021), sont assujetties aux conditions financières habituelles et aux clauses restrictives qui pourraient limiter la capacité de la Société d'accéder aux fonds générés par les activités des centrales. Si certains tests de distribution (effectués généralement une fois par trimestre) sont réussis, les fonds peuvent être distribués par les filiales à leur société mère respective. Ces conditions comprennent l'atteinte d'un ratio de couverture du service de la dette avant la distribution, lequel a été atteint par ces entités au quatrième trimestre de 2022, à l'exception de Kent Hills Wind LP, comme il est mentionné ci-après, et de TAPC Holdings LP, qui a subi l'incidence d'une hausse des taux d'intérêt en 2022. Les fonds de ces entités qui se sont accumulés depuis le test du quatrième trimestre ne seront pas distribués jusqu'à ce que le prochain ratio de couverture du service de la dette soit calculé au premier trimestre de 2023. Au 31 décembre 2022, un montant de 50 millions de dollars (67 millions de dollars au 31 décembre 2021) en trésorerie était assujéti 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.

Réfection des unités du parc éolien de Kent Hills

Au cours du deuxième trimestre de 2022, la Société a obtenu une renonciation et a ratifié un acte de fiducie complémentaire qui facilitait la réfection des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills. À la réception de la renonciation, la Société a reclassé une partie de la valeur comptable des obligations de Kent Hills en circulation dans les passifs non courants, à l'exception des remboursements prévus du principal échéant dans les 12 prochains mois. Conformément à l'acte de fiducie complémentaire, Kent Hills Wind LP ne peut verser de distributions à ses partenaires tant que les travaux de remplacement des fondations ne seront pas terminés.

Échéances prévues de la dette

Entre 2023 et 2025, un montant de 839 millions de dollars de la dette viendra à échéance, y compris un montant de 400 millions de dollars de dette avec recours lié principalement à la facilité à terme, le solde étant principalement lié aux remboursements prévus de la dette sans recours.

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	2022	2021	2020
Intérêt sur la dette	164	163	158
Intérêt sur les débiteures échangeables	29	29	29
Intérêt sur les actions privilégiées échangeables	28	28	5
Produits d'intérêts	(24)	(11)	(10)
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(16)	(14)	(8)
Intérêts sur les obligations locatives	7	7	8
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	27	20	25
Réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux ¹	(2)	(9)	1
Désactualisation des provisions	49	32	30
Charge d'intérêts nette	262	245	238

1) Le solde créditeur en 2022 concerne essentiellement l'avantage fiscal lié à l'amortissement fiscal (aux crédits d'impôt à l'investissement en 2021) pour les parcs solaires en Caroline du Nord 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 et des crédits d'impôt à l'investissement (si applicables) est considérée comme une réduction hors trésorerie du solde de la dette et est présentée à titre de réduction des charges d'intérêts.

L'augmentation de la charge d'intérêts nette en 2022 est essentiellement attribuable à une augmentation de la charge au titre de la désactualisation des provisions, à une hausse des frais liés aux facilités de crédit et aux autres intérêts attribuables au nombre accru de lettres de crédit émises pour soutenir les activités de négociation et de couverture, ainsi qu'à la hausse des intérêts versés sur les garanties au comptant détenues à titre de sûreté pour les obligations de contreparties et à une baisse de la réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux, le tout en partie contrebalancé par une hausse des produits d'intérêts découlant de taux d'intérêt favorables, ainsi que par une hausse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif.

Capital social

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

Aux	22 févr. 2023	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Nombre d'actions (en millions)			
Actions ordinaires émises et en circulation à la fin de la période	268,2	268,1	271,0
Actions privilégiées			
Série A ¹	9,6	9,6	9,6
Série B ¹	2,4	2,4	2,4
Série C ²	10,0	10,0	11,0
Série D ²	1,0	1,0	—
Série E	9,0	9,0	9,0
Série G	6,6	6,6	6,6
Actions privilégiées émises et en circulation dans les capitaux propres à la fin de la période	38,6	38,6	38,6
Série I – titres échangeables ³	0,4	0,4	0,4
Actions privilégiées émises et en circulation à la fin de la période	39,0	39,0	39,0

1) Au cours du premier trimestre de 2021, la Société a converti 1 417 338 de ses 10 200 000 actions de série A et 871 871 de ses 1 800 000 actions de série B, à raison de une pour une, respectivement en actions de série B et en actions de série A.

2) Au cours du deuxième trimestre de 2022, la Société a converti 1 044 299 de ses 11 000 000 d'actions de série C actuellement en circulation, à raison de une pour une, en actions de série D.

3) 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.

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 2022 :

Date de déclaration	27 avril 2022	27 juillet 2022	8 novembre 2022	12 décembre 2022
Actions ordinaires (Date de paiement)	1^{er} juillet 2022	1^{er} octobre 2022	1^{er} janvier 2023	1^{er} avril 2023
Dividendes sur action ordinaire				
Actions ordinaires	0,0500	0,0500	0,0550	0,0550
Actions privilégiées (Date de paiement)	30 juin 2022	30 septembre 2022	31 décembre 2022	31 mars 2023
Dividendes sur action privilégiée (séries)				
Série A	0,17981	0,17981	0,17981	0,17981
Série B	0,16505	0,22099	0,33700	0,37991
Série C	0,25169	0,36588	0,36588	0,36588
Série D	0,25169	0,28841	0,40442	0,45578
Série E	0,32463	0,32463	0,43088	0,43088
Série G	0,31175	0,31175	0,31175	0,31175

Participations ne donnant pas le contrôle

Au 31 décembre 2022, la Société détenait une participation de 60,1 % (60,1 % au 31 décembre 2021) dans TransAlta Renewables. TransAlta Renewables est une société dont les actions ordinaires se négocient à la TSX 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 (50,01 % en 2021) qui détient et exploite trois centrales de cogénération alimentées au gaz naturel (Ottawa, Windsor et Fort Saskatchewan) et une centrale alimentée au gaz naturel (Sheerness), ou qui possède une participation dans ces centrales. La centrale de Sheerness était alimentée au bicarburant en 2021.

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 filiales.

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle comme présenté pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 a diminué de 1 million de dollars par rapport à celui de l'exercice 2021, dû au fait que la hausse du résultat net de TA Cogen a été compensée par une baisse du résultat net de TransAlta Renewables. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle de TA Cogen a augmenté de 29 millions de dollars par rapport à celui de 2021, surtout en raison de l'augmentation des prix marchands sur le marché de l'Alberta, contrebalancée en partie par une baisse de la production attribuable à l'optimisation de la répartition.

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle de TransAlta Renewables a diminué de 30 millions de dollars par rapport à celui de 2021. La diminution est principalement attribuable à la baisse des produits financiers liés aux filiales de TransAlta, à la hausse de la dépréciation d'actifs, qui s'explique principalement par l'augmentation des taux d'actualisation, à la hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration, à la baisse des profits de change et à la hausse des charges d'intérêts liée à l'émission de l'obligation verte du parc éolien Windrise à la fin de 2021. De plus, le résultat net a diminué en raison de l'interruption prolongée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills. La diminution a été en partie contrebalancée par la hausse des produits des activités ordinaires et la réception de l'indemnité d'assurance liée aux coûts de remplacement de la tour qui s'est effondrée au parc éolien de Kent Hills. La Société a comptabilisé les dommages-intérêts prédéterminés recouvrables attribuables à une disponibilité des éoliennes inférieure à la cible contractuelle au parc éolien Windrise. La diminution des produits financiers liés aux filiales de TransAlta est attribuable à une augmentation des distributions classées en tant que remboursement de capital. Pour en savoir plus, se reporter à la note 12 des états financiers consolidés.

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle comme présenté pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 a augmenté de 78 millions de dollars par rapport à celui de 2020 pour s'établir à 112 millions de dollars. Le résultat de TransAlta Renewables a augmenté en 2021 surtout en raison d'une hausse des produits financiers tirés des placements dans des filiales de TransAlta et du fait qu'aucune perte de réévaluation à la juste valeur n'a été comptabilisée pour l'exercice considéré, le tout partiellement contrebalancé par la provision pour dommages-intérêts prédéterminés comptabilisée à l'égard des interruptions non planifiées à la centrale de cogénération de Sarnia, l'ajustement défavorable du rapprochement des frais liés à la vapeur dans le secteur Gaz au Canada, une diminution de la production du portefeuille de parcs éoliens au Canada, une baisse des profits de change et une hausse de la dépréciation d'actifs. Le résultat de TA Cogen pour l'exercice 2021 a augmenté essentiellement en raison de la hausse des prix dans le marché de l'Alberta.

Autre analyse consolidée

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.

Opérations avec les parties liées

Dans le cours normal des activités, nous concluons des opérations aux conditions du marché avec des parties liées, y compris des entités consolidées et des entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, qui ont été évaluées à la valeur d'échange et sont comptabilisées dans les états financiers consolidés, y compris, mais sans s'y limiter : des frais de gestion d'actifs, des CAÉ et des contrats dérivés. Pour plus de précisions, se reporter à la note 36, Transactions entre parties liées, des états financiers consolidés.

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 2022, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 1,2 milliard de dollars (902 millions de dollars au 31 décembre 2021) et des garanties au comptant de 304 millions de dollars (55 millions de dollars au 31 décembre 2021). 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. L'augmentation du montant des lettres de crédit émises pour l'exercice 2022 est liée au nombre accru de garanties requises pour la couverture d'actifs et les activités de commercialisation de l'énergie, contrebalancé en partie par une baisse du nombre de lettres de crédit en lien avec les engagements liés au régime de retraite et aux obligations de remise en état de la mine de Highvale.

Produit de cessions

En 2022, la Société a conclu la vente de deux centrales hydroélectriques, a vendu de l'équipement du secteur Transition énergétique provenant de l'unité 5 de la centrale de Sundance, et d'autres équipements. Dans le cadre de ces ventes, la Société a reçu un produit de 66 millions de dollars et a comptabilisé des profits à la vente de 32 millions de dollars. De plus, au cours du quatrième trimestre de 2022, la Société a comptabilisé un règlement de contrat à titre de profit à la vente d'actifs et autres dans le compte de résultat consolidé.

Engagements

Les engagements se présentent comme suit :

	2023	2024	2025	2026	2027	2028 et par la suite	Total
Contrats de gaz naturel, contrats de livraison et autres contrats ¹	56	47	45	45	46	457	696
Transport ¹	10	7	7	3	1	39	67
Contrats d'approvisionnement en charbon et contrats d'exploitation minière ¹	83	87	71	—	—	—	241
Ententes de service à long terme ¹	51	49	35	32	21	140	328
Contrats de location simple ^{1, 2}	3	3	3	2	2	29	42
Dettes à long terme ³	170	527	142	177	154	2 393	3 563
Titres échangeables ⁴	—	—	750	—	—	—	750
Paievements de principal sur les obligations locatives ⁵	(7)	4	4	3	4	127	135
Intérêt sur la dette à long terme et obligations locatives ^{1, 6}	205	192	166	158	150	836	1 707
Intérêt sur les titres échangeables ^{1, 4}	52	62	—	—	—	—	114
Croissance ^{1, 7}	446	—	—	—	—	—	446
Projet de loi intitulé <i>TransAlta Energy Transition Bill</i> ¹	6	—	—	—	—	—	6
Total	1 075	978	1 223	420	378	4 021	8 095

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

2) Comprennent les contrats de location qui n'ont pas été comptabilisés à titre d'obligation locative et les contrats de location qui n'ont pas encore commencé.

3) Ne tient pas compte de l'incidence de la comptabilité de couverture et des dérivés.

4) Supposent que les titres échangeables seront échangés par Brookfield le 1^{er} janvier 2025.

5) Les obligations locatives comprennent un incitatif à la location de 12 millions de dollars, qui devrait être reçu en 2023.

6) 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.

7) Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique « Stratégie et capacité de produire des résultats » du présent rapport de gestion.

Éventualités

TransAlta est à l'occasion partie à diverses réclamations et procédures fondées sur la loi ou la réglementation 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'aient 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.

La Société effectue régulièrement des examens internes de ses offres et de son comportement à cet égard sur les marchés de l'énergie et des services auxiliaires en Alberta, et elle signalera automatiquement les infractions présumées ou répondra aux demandes de renseignements des organismes de réglementation, le cas échéant. Il n'y a actuellement aucune certitude que toute question particulière sera résolue en faveur de la Société ou que ces questions n'aient pas une incidence négative importante sur TransAlta.

Centrale de Brazeau – Réclamation contre le gouvernement de l'Alberta

Le 9 septembre 2022, la Société a déposé une demande d'instance contre le gouvernement de l'Alberta devant la Cour du Banc du Roi de l'Alberta visant à obtenir une déclaration selon laquelle : i) l'octroi de baux d'exploitation minière à moins de cinq kilomètres de la centrale de Brazeau constitue une violation d'un accord de 1960 entre la Société et le gouvernement de l'Alberta; et ii) le gouvernement de l'Alberta est tenu d'indemniser la Société pour tous les coûts ou dommages résultant des risques de fracturation hydraulique à proximité de la centrale de Brazeau. Le 29 septembre 2022, le gouvernement de l'Alberta a déposé son exposé de la défense,

qui affirme, entre autres, que la Société : i) tente d'usurper la compétence de l'organisme de réglementation de l'énergie de l'Alberta («AER»); et ii) est en dehors du délai prévu en vertu de la *Limitations Act* (Alberta). Le procès devrait avoir lieu au cours du premier trimestre de 2024.

Centrale de Brazeau – Demandes de permis de forage pour l'examen d'activités de fracturation hydraulique

Le 27 mai 2019, l'AER a publié un décret sur le sous-sol qui ne permet aucune fracturation hydraulique dans un rayon de trois kilomètres de la centrale de Brazeau, mais qui autorise la fracturation dans toutes les formations (sauf la formation Duvernay) à une distance de trois à cinq kilomètres de la centrale de Brazeau. Par la suite, deux exploitants pétroliers et gaziers ont soumis des demandes à l'AER pour l'approbation de 10 permis de forage (qui comprennent des activités de fracturation hydraulique) dans un rayon de trois à cinq kilomètres de la centrale de Brazeau. L'audience réglementaire en vue de l'examen de ces demandes – procédure 379 – est actuellement prévue entre le 27 février et le 10 mars 2023. La position de la Société est que les activités de fracturation hydraulique dans toute formation située à moins de cinq kilomètres de la centrale de Brazeau posent un risque inacceptable et que les demandes devraient être rejetées.

Crédits de rendement en matière d'émissions au titre du contrat d'achat d'électricité des centrales hydroélectriques

Le Balancing Pool prétend avoir droit à des crédits de rendement en matière d'émissions («CRE») gagnés de 2018 à 2020 inclusivement par les centrales hydroélectriques de l'Alberta par suite de la décision d'assujettir ces centrales au règlement intitulé *Carbon Competitiveness Incentives Regulation* et au règlement intitulé *Technology Innovation and Emissions Reduction Regulation*. Le Balancing Pool revendique la propriété des CRE, car, à son avis, aux termes des dispositions relatives aux modifications législatives prévues dans le contrat d'achat d'électricité des centrales hydroélectriques, les CRE doivent être transférés au Balancing Pool. TransAlta n'a aucunement tiré profit des CRE ni de la prétendue modification de la loi, et estime que le Balancing Pool n'a pas droit à ces crédits. Un arbitrage a été entrepris, et l'audience devait avoir lieu du 6 au 10 février 2023. Toutefois, en raison de la démission d'un des membres de la commission d'arbitrage, l'audience a été ajournée. Un nouveau membre a été nommé et une audience de deux semaines se tiendra du 18 mai au 1^{er} juin 2023. TransAlta détient environ 1 750 000 CRE d'une valeur comptable de néant qui ont été créés entre 2018 et 2020 et qui sont exposés à un risque en raison de la réclamation du Balancing Pool.

Démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance

TransAlta s'est adressée à l'Alberta Utilities Commission («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 que la date d'audience n'ait pas été fixée, la demande sera probablement entendue au second semestre de 2023. 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.

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 2022 et 2021 :

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	Augmentation (diminution)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	947	703	244
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	877	1 001	(124)
Activités d'investissement	(741)	(472)	(269)
Activités de financement	45	(282)	327
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	6	(3)	9
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	1 134	947	187

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 ont diminué par rapport à ceux de l'exercice 2021 en raison surtout de variations défavorables plus importantes du fonds de roulement, principalement attribuables à l'augmentation des créances clients et des garanties versées, contrebalancée en partie par une hausse des dettes fournisseurs et des garanties reçues, et d'une augmentation des coûts du combustible et des achats d'électricité. Les fluctuations dans les comptes de garanties sont liées aux prix élevés des produits de base et à la volatilité sur les marchés, facteurs contrebalancés en partie par la hausse des produits des activités ordinaires, déduction faite des profits et pertes découlant des activités de gestion du risque, une augmentation des autres produits (pertes) d'exploitation, montant net et une baisse des coûts de conformité liés au carbone.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 ont diminué par rapport à ceux de l'exercice 2021, surtout en raison de ce qui suit :

- Hausse des dépenses en trésorerie consacrées aux projets de croissance et aux travaux de réfection du parc éolien de Kent Hills dans les immobilisations corporelles (438 millions de dollars) et des investissements au cours de l'exercice (10 millions de dollars)
- Produit reçu à la vente du gazoduc Pioneer (128 millions de dollars) comptabilisé à l'exercice précédent, contrebalancé en partie par ce qui suit :
 - Baisse de la trésorerie nette consacrée aux acquisitions (110 millions de dollars), étant donné que l'exercice précédent comprenait l'acquisition des parcs solaires en Caroline du Nord
 - Variation favorable 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 (71 millions de dollars)
 - Hausse des profits réalisés sur les instruments financiers (33 millions de dollars)
 - Hausse du produit de la vente d'immobilisations corporelles (27 millions de dollars)
 - Hausse des encaissements au titre du prêt à recevoir (21 millions de dollars)

Les flux de trésorerie liés aux activités de financement pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 ont augmenté par rapport à ceux de l'exercice 2021 en raison surtout de ce qui suit :

- Hausse des emprunts nets aux termes des facilités de crédit de la Société (563 millions de dollars)
- Augmentation du produit de l'émission de dette à long terme (359 millions de dollars)
- Hausse des profits réalisés sur les instruments financiers (39 millions de dollars), contrebalancée en partie par ce qui suit :
 - Augmentation des remboursements de la dette à long terme (529 millions de dollars)
 - Hausse des rachats d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (48 millions de dollars)
 - Augmentation des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (31 millions de dollars)
 - Hausse des dividendes versés sur actions ordinaires et sur actions privilégiées (10 millions de dollars)
 - Hausse des frais de financement et autres (9 millions de dollars)
 - Baisse du produit de l'émission d'actions ordinaires (5 millions de dollars)

Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS

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 2022, 2021 et 2020. 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 utilisons un certain nombre de mesures financières pour évaluer notre rendement et celui de nos secteurs d'activité, y compris des mesures et des ratios qui ne sont pas établis selon les IFRS, comme il est décrit ci-après. Sauf indication contraire, tous les montants sont en dollars canadiens et sont tirés de nos états financiers consolidés préparés conformément aux IFRS. Nous estimons que ces montants, mesures et ratios non conformes aux IFRS, lus conjointement avec nos montants conformes aux IFRS, permettent aux lecteurs de mieux comprendre la manière dont la direction évalue les résultats.

Les montants, mesures et ratios non conformes aux IFRS n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Ils pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres sociétés et ne doivent pas être considérés isolément ou comme des mesures de remplacement de nos résultats établis selon les IFRS, ni comme étant plus significatifs que ceux-ci.

Mesures financières non conformes aux IFRS

Le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités d'exploitation, les flux de trésorerie disponibles, le total de la dette nette, le total de la dette nette consolidée et la dette nette ajustée sont des mesures non conformes aux IFRS qui sont présentées dans le présent rapport de gestion. Se reporter aux rubriques «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels», «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels pour le quatrième trimestre», «Principales informations trimestrielles», «Capital financier» et «Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS» 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.

BAIIA ajusté

Chaque secteur d'activité est responsable de ses propres résultats d'exploitation, mesurés selon le BAIIA ajusté. Le BAIIA ajusté est, pour la direction, une mesure importante qui correspond à la rentabilité de nos principales activités. Au deuxième trimestre de 2022, la composition de notre BAIIA ajusté a été ajustée pour tenir compte de l'incidence des positions dénouées qui sont réglées en les compensant avec des positions de la même contrepartie afin de refléter la performance des actifs et du secteur Commercialisation de l'énergie dans la période au cours de laquelle les transactions ont lieu. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition à toutes les périodes présentées antérieurement. 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. En outre, certains reclassements et ajustements sont effectués afin de mieux évaluer les résultats à l'exclusion des éléments qui peuvent ne pas refléter le rendement des activités continues. Cette présentation peut faciliter l'analyse des tendances par les lecteurs.

Les ajustements effectués sont décrits ci-après.

Ajustements des produits des activités ordinaires

- 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.
- Le BAIIA ajusté est ajusté de façon à exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché et des profits ou pertes latents de change associés aux transactions sur des produits de base.
- Les profits et les pertes liés aux positions de change dénouées qui sont réglées en les compensant avec des positions de change connexes ont été comptabilisés dans la période au cours de laquelle les positions ont été réglées.

Ajustements des coûts du combustible et des achats d'électricité

- L'amortissement du matériel minier est inclus dans les coûts du combustible et des achats d'électricité.
- Les réductions de valeur des stocks de charbon en 2020 et 2021 sont exclues et résultent de la décision d'abandonner le charbon et d'accélérer la fermeture de la mine de Highvale à la fin de 2021, et ne reflètent pas le rendement des activités continues.
- 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 des coûts de transport et de distribution passés en charges chaque période afin de refléter le coût net pour l'entreprise.

Ajustements des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration

- Réduction de valeur au titre des stocks de pièces et de matériaux liés à la mine de Highvale et aux activités de combustion du charbon dans nos centrales converties au gaz naturel.
- Les profits découlant de la réduction résultant de la fermeture de la mine de Highvale et ayant une incidence sur le régime de retraite à prestations définies sont exclus puisqu'ils ne reflètent pas le rendement des activités continues.

Ajustements des autres produits (pertes) d'exploitation, montant net

- Une provision pour contrat déficitaire concernant les paiements de redevances futurs comptabilisée dans le cadre de la fermeture de la mine de Highvale est exclue puisqu'elle ne fait pas partie des résultats d'exploitation.
- Les frais de résiliation de contrat résultant du plan de transition vers l'énergie propre de la Société ne sont pas inclus.
- L'abandon du charbon par la centrale de Sheerness a donné lieu à la comptabilisation à titre de contrat déficitaire des paiements restants du contrat d'approvisionnement en charbon existant en 2020, et est exclu.
- Les recouvrements d'assurance liés à l'effondrement d'une tour au parc éolien de Kent Hills ne sont pas inclus, car ils sont liés aux activités d'investissement et ne reflètent pas le rendement des activités continues.

Ajustements du résultat qui s'ajoutent à ceux des intérêts, des impôts et de l'amortissement

- Les imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs ne sont pas incluses puisqu'il s'agit d'ajustements comptables qui ont une incidence sur l'amortissement et ne reflètent pas le rendement des activités continues.
- 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.

Ajustements pour tenir compte des placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence

- 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 ajusté du parc éolien Skookumchuck dans notre BAIIA ajusté total. En outre, nous avons inclus notre quote-part des produits des activités ordinaires et des charges dans les résultats ajustés 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 ajusté d'EMG International, LLC dans notre BAIIA ajusté total, étant donné qu'il ne représente pas nos activités régulières de production d'électricité.

BAIIA annuel moyen

Le BAIIA annuel moyen est une mesure financière non conforme aux IFRS de nature prospective, utilisée pour illustrer le BAIIA annuel moyen que le projet actuellement en construction devrait générer une fois achevé.

Fonds provenant des activités d'exploitation

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 fonds provenant des activités d'exploitation sont une mesure non conforme aux IFRS.

Ajustements des flux de trésorerie d'exploitation

- Comprennent les fonds provenant des activités d'exploitation liés au parc éolien Skookumchuck, qui est traité comme un placement comptabilisé selon la méthode de la mise en équivalence en vertu des IFRS, et la quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, déduction faite des distributions reçues des coentreprises, est comprise dans les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation selon les IFRS. Ce placement faisant partie de nos activités régulières de production d'électricité, nous avons inclus notre quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation.

- Les paiements reçus relativement aux créances au titre des contrats de location-financement sont reclassés afin de refléter les flux de trésorerie d'exploitation.
- Nous procédons à des ajustements pour exclure les éléments compris dans les flux de trésorerie d'exploitation liés à la décision, en 2020, d'accélérer l'abandon du charbon ainsi que la fermeture de la mine de Highvale en 2021, la réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux liés aux activités de combustion du charbon et la cotisation volontaire faite pour financer le régime de retraite de Sunhills Mining Ltd. en 2022 (regroupés au poste «Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre»).
- La trésorerie reçue/versée sur les positions dénouées est reflétée dans la période au cours de laquelle la position est réglée.
- La quote-part de la Société du parc éolien Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence, est exclue des résultats déconsolidés de TransAlta depuis 2021 en raison de la vente d'une participation financière dans le parc éolien Skookumchuck de 137 MW à TransAlta Renewables.
- Les autres ajustements comprennent les paiements et encaissements au titre des crédits d'impôt à la production, qui sont portés en diminution de la dette donnant droit à des avantages fiscaux, et comprennent les distributions reçues d'une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

Flux de trésorerie disponibles

Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure importante, car ils représentent le montant des flux de trésorerie disponible pour 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 flux de trésorerie disponibles sont une mesure non conforme aux IFRS.

Ratios non conformes aux IFRS

Les fonds provenant des activités d'exploitation par action, les flux de trésorerie disponibles par action et le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté sont des ratios non conformes aux IFRS qui sont présentés dans le présent rapport de gestion. Se reporter aux rubriques «Rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles» et «Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

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

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 par action et les flux de trésorerie disponibles par action sont des ratios non conformes aux IFRS.

Mesures financières supplémentaires

Les faits saillants financiers présentés sur une base proportionnelle de TransAlta Renewables, le BAIIA ajusté déconsolidé, les fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés et le ratio du BAIIA ajusté déconsolidé sur les fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés sont des mesures financières supplémentaires que la Société utilise pour présenter le BAIIA ajusté sur une base déconsolidée. Se reporter aux rubriques «Faits saillants financiers sur une base proportionnelle de TransAlta Renewables» et «Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements.

Les données du portefeuille de centrales électriques en Alberta sont également des mesures financières supplémentaires utilisées pour présenter la marge brute par segment pour le marché de l'Alberta. Se reporter à la rubrique «Portefeuille de centrales électriques en Alberta» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS sur une base consolidée, par secteur

Le tableau suivant présente le BAIIA ajusté par secteur et fournit un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour les trois mois clos le 31 décembre 2022 :

Trois mois clos le 31 décembre 2022	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz	Transition énergétique	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Ajustements de reclas- sement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	159	98	276	281	44	—	858	(4)	—	854
Reclassements et ajustements										
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	1	23	238	(7)	12	—	267	—	(267)	—
Perte réalisée sur les positions de change dénouées	—	—	7	—	20	—	27	—	(27)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	12	—	—	—	12	—	(12)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	4	—	—	—	4	—	(4)	—
Profit latent de change sur les produits de base	—	—	—	—	(1)	—	(1)	—	1	—
Produits des activités ordinaires ajustés	160	121	537	274	75	—	1167	(4)	(309)	854
Coûts du combustible et des achats d'électricité	5	11	196	234	—	—	446	—	—	446
Reclassements et ajustements										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	5	11	195	234	—	—	445	—	1	446
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	27	—	—	—	27	—	—	27
Marge brute	155	110	315	40	75	—	695	(4)	(310)	381
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	22	18	57	19	12	30	158	(1)	—	157
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	—	5	2	2	—	—	9	(1)	—	8
Autres (produits) pertes d'exploitation, montant net	—	(5)	(8)	—	—	—	(13)	3	—	(10)
BAIIA ajusté ²	133	92	264	19	63	(30)	541			
Résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										4
Produits tirés des contrats de location-financement										4
Amortissement										(188)
Imputations pour dépréciation d'actifs										(5)
Charge d'intérêts nette										(67)
Perte de change										(13)
Profit à la vente d'actifs et autres										46
Résultat avant impôts sur le résultat										7

1) Le placement dans le parc éolien Skookumchuck a été inclus au prorata dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire.

2) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Le tableau suivant présente le BAIIA ajusté par secteur et fournit un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour les trois mois clos le 31 décembre 2021 :

Trois mois clos le 31 décembre 2021	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz	Transition énergétique	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Ajustements de reclas- sement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	84	98	172	238	26	(2)	616	(6)	—	610
Reclassements et ajustements										
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	—	3	82	(8)	(12)	—	65	—	(65)	—
Profit réalisé sur les positions de change dénouées ²	—	—	(7)	—	(20)	—	(27)	—	27	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	11	—	—	—	11	—	(11)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	6	—	—	—	6	—	(6)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	84	101	264	230	(6)	(2)	671	(6)	(55)	610
Coûts du combustible et des achats d'électricité ³	3	6	110	149	—	(2)	266	—	—	266
Reclassements et ajustements										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Amortissement minier	—	—	—	(11)	—	—	(11)	—	11	—
Réduction de valeur des stocks de charbon	—	—	—	(1)	—	—	(1)	—	1	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	3	6	109	137	—	(2)	253	—	13	266
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	14	25	—	—	39	—	—	39
Marge brute	81	95	141	68	(6)	—	379	(6)	(68)	305
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ³	13	17	46	20	5	29	130	—	—	130
Reclassements et ajustements										
Réduction de valeur de pièces et de matériaux	—	—	—	3	—	—	3	—	(3)	—
Profit découlant de la réduction	—	—	—	6	—	—	6	—	(6)	—
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées	13	17	46	29	5	29	139	—	(9)	130
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	2	2	1	—	—	6	—	—	6
Autres produits d'exploitation, montant net	—	—	(10)	(8)	—	—	(18)	—	—	(18)
Reclassements et ajustements										
Contrat de redevances déficitaire et frais de résiliation de contrat	—	—	—	9	—	—	9	—	(9)	—
Autres (produits) pertes d'exploitation ajustés, montant net	—	—	(10)	1	—	—	(9)	—	(9)	(18)
BAIIA ajusté ⁴	67	76	103	37	(11)	(29)	243			
Résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										4
Produits tirés des contrats de location-financement										6
Amortissement										(134)
Imputations pour dépréciation d'actifs										(28)
Charge d'intérêts nette										(59)
Perte de change										(6)
Perte à la vente d'actifs et autres										(2)
Résultat avant impôts sur le résultat										(32)

1) Le placement dans le parc éolien Skookumchuck a été inclus au prorata dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire.

2) En 2022, la composition de notre BAIIA ajusté a été ajustée pour tenir compte de l'incidence des positions dénouées qui sont réglées en les compensant avec des positions de la même contrepartie afin de refléter la performance des actifs et du secteur Commercialisation de l'énergie dans la période au cours de laquelle les transactions ont lieu.

3) En 2021, un montant de 6 millions de dollars lié aux frais de service des centrales dans le secteur Hydroélectricité a été reclassé du poste Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration au poste Coûts du combustible et des achats d'électricité.

4) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles

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 2022 et 2021 :

Trois mois clos les 31 décembre	2022	2021
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹	351	54
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	64	148
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	415	202
Ajustements :		
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise ¹	1	6
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	12	11
Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre ²	7	(6)
(Profit) perte réalisé(e) sur les positions de change dénouées	21	(27)
Divers ³	3	—
Fonds provenant des activités d'exploitation⁴	459	186
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien ¹	(67)	(55)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(1)	(2)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(12)	(10)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(61)	(38)
Paiements de principal sur les obligations locatives	(3)	(2)
Flux de trésorerie disponibles⁴	315	79
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	269	271
Fonds provenant des activités d'exploitation par action⁴	1,71	0,69
Flux de trésorerie disponibles par action⁴	1,17	0,29

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

2) L'exercice 2022 comprend des montants liés à des contrats déficitaires comptabilisés en 2021. L'exercice 2021 comprend la réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux et des stocks de charbon liés à nos activités de combustion du charbon et des montants liés à des contrats déficitaires et à des frais de résiliation de contrat.

3) Le poste Divers comprend les crédits d'impôt à la production, qui sont portés en diminution de la dette donnant droit à des avantages fiscaux, diminués des distributions reçues d'une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

4) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Le tableau ci-dessous rapproche le BAIIA ajusté avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles pour les trois mois clos les 31 décembre 2022 et 2021 :

Trois mois clos les 31 décembre	2022	2021
BAIIA ajusté ¹	541	243
Provisions	20	(18)
Charge d'intérêts	(49)	(51)
(Charge) recouvrement d'impôt exigible	(29)	2
Perte de change réalisée	(18)	(4)
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(12)	(5)
Autres éléments sans effet de trésorerie	6	19
Fonds provenant des activités d'exploitation²	459	186
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien ³	(67)	(55)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(1)	(2)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(12)	(10)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(61)	(38)
Paiements de principal sur les obligations locatives	(3)	(2)
Flux de trésorerie disponibles²	315	79

- 1) Le BAIIA ajusté est défini à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion et fait l'objet d'un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat ci-dessus.
- 2) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles sont définis à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion et font l'objet d'un rapprochement avec les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ci-dessus.
- 3) Comprennent notre quote-part des montants relatifs au parc éolien Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS sur une base consolidée, par secteur

Le tableau suivant présente le BAIIA ajusté par secteur et un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 :

Exercice clos le 31 décembre 2022	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz	Transition énergétique	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Ajustements de reclas- sement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	606	303	1 209	714	160	(2)	2 990	(14)	—	2 976
Reclassements et ajustements										
Perte latente liée à la réévaluation à la valeur de marché	1	104	251	10	12	—	378	—	(378)	—
(Profit) perte réalisé(e) sur les positions de change dénouées	—	—	(4)	—	47	—	43	—	(43)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	46	—	—	—	46	—	(46)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	19	—	—	—	19	—	(19)	—
Profit latent de change sur les produits de base	—	—	—	—	(1)	—	(1)	—	1	—
Produits des activités ordinaires ajustés	607	407	1 521	724	218	(2)	3 475	(14)	(485)	2 976
Coûts du combustible et des achats d'électricité	22	31	641	566	—	3	1 263	—	—	1 263
Reclassements et ajustements										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(4)	—	—	—	(4)	—	4	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	22	31	637	566	—	3	1 259	—	4	1 263
Coûts de conformité liés au carbone	—	1	83	(1)	—	(5)	78	—	—	78
Marge brute	585	375	801	159	218	—	2 138	(14)	(489)	1 635
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	55	68	195	69	35	101	523	(2)	—	521
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	12	15	4	—	1	35	(2)	—	33
Autres (produits) pertes d'exploitation, montant net	—	(23)	(38)	—	—	—	(61)	3	—	(58)
Recouvrement d'assurance	—	7	—	—	—	—	7	—	(7)	—
Autres (produits) pertes d'exploitation ajustés, montant net	—	(16)	(38)	—	—	—	(54)	3	(7)	(58)
BAIIA ajusté ²	527	311	629	86	183	(102)	1 634			
Résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										9
Produits tirés des contrats de location-financement										19
Amortissement										(599)
Imputations pour dépréciation d'actifs										(9)
Charge d'intérêts nette										(262)
Profit de change										4
Profit à la vente d'actifs et autres										52
Résultat avant impôts sur le résultat										353

1) Le placement dans le parc éolien Skookumchuck a été inclus au prorata dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire.

2) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Le tableau suivant présente le BAIIA ajusté par secteur et un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 :

Exercice clos le 31 décembre 2021	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz	Transition énergé- tique	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Ajustements de reclas- sement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	383	323	1 109	709	211	4	2 739	(18)	—	2 721
Reclassements et ajustements										
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	—	25	(40)	19	(38)	—	(34)	—	34	—
(Profit) perte réalisé(e) sur les positions de change dénouées ²	—	—	(6)	—	29	—	23	—	(23)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	41	—	—	—	41	—	(41)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	25	—	—	—	25	—	(25)	—
Profit latent de change sur les produits de base	—	—	(3)	—	—	—	(3)	—	3	—
Produits des activités ordinaires ajustés	383	348	1 126	728	202	4	2 791	(18)	(52)	2 721
Coûts du combustible et des achats d'électricité	16	17	457	560	—	4	1 054	—	—	1 054
Reclassements et ajustements										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(4)	—	—	—	(4)	—	4	—
Amortissement minier	—	—	(79)	(111)	—	—	(190)	—	190	—
Réduction de valeur des stocks de charbon	—	—	—	(17)	—	—	(17)	—	17	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	16	17	374	432	—	4	843	—	211	1 054
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	118	60	—	—	178	—	—	178
Marge brute	367	331	634	236	202	—	1 770	(18)	(263)	1 489
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	42	59	175	117	36	84	513	(2)	—	511
Reclassements et ajustements										
Réduction de valeur de pièces et de matériaux	—	—	(2)	(26)	—	—	(28)	—	28	—
Profit découlant de la réduction	—	—	—	6	—	—	6	—	(6)	—
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées	42	59	173	97	36	84	491	(2)	22	511
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	10	13	6	—	1	33	(1)	—	32
Autres pertes (produits) d'exploitation, montant net	—	—	(40)	48	—	—	8	—	—	8
Reclassements et ajustements										
Contrat de redevances déficitaire et frais de résiliation de contrat	—	—	—	(48)	—	—	(48)	—	48	—
Autres pertes (produits) d'exploitation ajustés, montant net	—	—	(40)	—	—	—	(40)	—	48	8
BAIIA ajusté ³	322	262	488	133	166	(85)	1 286			
Résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										9
Produits tirés des contrats de location-financement										25
Amortissement										(529)
Imputations pour dépréciation d'actifs										(648)
Charge d'intérêts nette										(245)
Profit de change										16
Profit à la vente d'actifs et autres										54
Résultat avant impôts sur le résultat										(380)

- 1) Le placement dans le parc éolien Skookumchuck a été inclus au prorata dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire.
- 2) En 2022, la composition de notre BAIIA ajusté a été ajustée pour tenir compte de l'incidence des positions dénouées qui sont réglées en les compensant avec des positions de la même contrepartie afin de refléter la performance des actifs et du secteur Commercialisation de l'énergie dans la période au cours de laquelle les transactions ont lieu.
- 3) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Le tableau suivant présente le BAIIA ajusté par secteur et un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 :

Exercice clos le 31 décembre 2020	Énergie éolienne et énergie solaire ¹						Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Ajustements de reclassement	Selon les IFRS
	Hydro-électricité	Gaz	Transition énergétique	Commercialisation de l'énergie							
Produits des activités ordinaires	152	332	787	704	122	7	2 104	(3)	—	2 101	
Reclassements et ajustements											
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	—	2	33	(14)	21	—	42	—	(42)	—	
Profit réalisé sur les positions de change dénouées ²	—	—	—	—	(10)	—	(10)	—	10	—	
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	17	—	—	—	17	—	(17)	—	
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	7	—	—	—	7	—	(7)	—	
Pertes latentes de change sur les produits de base	—	—	4	—	—	—	4	—	(4)	—	
Produits des activités ordinaires ajustés	152	334	848	690	133	7	2 164	(3)	(60)	2 101	
Coûts du combustible et des achats d'électricité	8	25	325	435	—	12	805	—	—	805	
Reclassements et ajustements											
Produits d'intérêts australiens	—	—	(4)	—	—	—	(4)	—	4	—	
Amortissement minier	—	—	(100)	(46)	—	—	(146)	—	146	—	
Réduction de valeur des stocks de charbon	—	—	—	(37)	—	—	(37)	—	37	—	
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	8	25	221	352	—	12	618	—	187	805	
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	120	48	—	(5)	163	—	—	163	
Marge brute	144	309	507	290	133	—	1 383	(3)	(247)	1 133	
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	37	53	166	106	30	80	472	—	—	472	
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	8	13	9	—	1	33	—	—	33	
Autres produits d'exploitation, montant net	—	—	(11)	—	—	—	(11)	—	—	(11)	
Reclassements et ajustements											
Incidence de l'abandon du charbon par la centrale de Sheerness	—	—	(28)	—	—	—	(28)	—	28	—	
Autres produits d'exploitation ajustés, montant net	—	—	(39)	—	—	—	(39)	—	28	(11)	
BAIIA ajusté ³	105	248	367	175	103	(81)	917				
Résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										1	
Produits tirés des contrats de location-financement										7	
Amortissement										(654)	
Imputations pour dépréciation d'actifs										(84)	
Charge d'intérêts nette										(238)	
Profit de change										17	
Profit à la vente d'actifs et autres										9	
Résultat avant impôts sur le résultat										(303)	

- 1) Le placement dans le parc éolien Skookumchuck a été inclus au prorata dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire.
- 2) En 2022, la composition de notre BAIIA ajusté a été ajustée pour tenir compte de l'incidence des positions dénouées qui sont réglées en les compensant avec des positions de la même contrepartie afin de refléter la performance des actifs et du secteur Commercialisation de l'énergie dans la période au cours de laquelle les transactions ont lieu.
- 3) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles

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	2022	2021	2020
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹	877	1 001	702
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	316	(174)	(89)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	1 193	827	613
Ajustements :			
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise ¹	8	13	3
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	46	41	17
Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre ^{2, 3}	42	79	37
(Profit) perte réalisé(e) sur les positions dénouées avec la même contrepartie	37	23	(10)
Divers ⁴	20	11	15
Fonds provenant des activités d'exploitation⁵	1 346	994	675
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien ¹	(142)	(199)	(157)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(4)	(4)	(4)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(43)	(39)	(39)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(187)	(159)	(102)
Paiements de principal sur les obligations locatives	(9)	(8)	(25)
Flux de trésorerie disponibles⁵	961	585	348
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice	271	271	275
Fonds provenant des activités d'exploitation par action⁵	4,97	3,67	2,45
Flux de trésorerie disponibles par action⁵	3,55	2,16	1,27

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

2) L'exercice 2021 comprend une réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux et des stocks de charbon liés à nos activités de combustion du charbon et des montants liés à des contrats déficitaires et des frais de résiliation de contrat. L'exercice 2020 comprend une réduction de valeur des stocks de charbon liés à nos activités de combustion du charbon.

3) Au cours du troisième trimestre de 2022, afin de soutenir les employés touchés par la fermeture de la mine de Highvale et par notre transition du charbon vers des sources plus propres, la Société a versé une contribution spéciale volontaire de 35 millions de dollars au régime de retraite de la mine Highvale. L'exercice 2022 comprend également des montants liés à des contrats déficitaires comptabilisés en 2021.

4) Le poste Divers comprend les crédits d'impôt à la production, qui sont portés en diminution de la dette donnant droit à des avantages fiscaux, diminués des distributions reçues d'une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

5) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

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

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
BAIIA ajusté ¹	1 634	1 286	917
Provisions	25	(43)	7
Charge d'intérêts	(200)	(200)	(192)
Charge d'impôt exigible	(65)	(56)	(35)
Profit (perte) de change réalisé(e)	—	(2)	8
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(35)	(18)	(18)
Autres éléments avec effet de trésorerie et sans effet de trésorerie	(13)	27	(12)
Fonds provenant des activités d'exploitation²	1 346	994	675
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien ³	(142)	(199)	(157)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(4)	(4)	(4)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(43)	(39)	(39)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(187)	(159)	(102)
Paiements de principal sur les obligations locatives	(9)	(8)	(25)
Flux de trésorerie disponibles²	961	585	348

1) Le BAIIA ajusté est défini à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» et fait l'objet d'un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat ci-dessus.

2) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles sont définis à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion et font l'objet d'un rapprochement avec les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ci-dessus.

3) Comprennent notre quote-part des montants relatifs au parc éolien Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

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 ont augmenté de 376 millions de dollars en 2022 par rapport à ceux de 2021, sous l'effet principalement de la hausse du BAIIA ajusté et d'une diminution des dépenses d'investissement de maintien liées à une diminution des travaux d'entretien planifiés, contrebalancées en partie par une hausse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle.

Faits saillants financiers sur une base proportionnelle de TransAlta Renewables

L'information financière sur une base proportionnelle présentée ci-dessous reflète la quote-part de TransAlta Renewables détenue par TransAlta par rapport au total des chiffres consolidés de TransAlta. Les faits saillants financiers présentés sur une base proportionnelle de TransAlta Renewables sont des mesures financières supplémentaires qui reflètent la part de TransAlta Renewables par rapport aux chiffres consolidés.

Résultats consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre

Le tableau suivant présente le sommaire de la production et des informations financières sur une base consolidée pour l'exercice clos le 31 décembre :

Exercices clos les 31 décembre	Production réelle (GWh)			BAIIA ajusté ¹			Résultat avant impôts sur le résultat ²		
	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020
TransAlta Renewables									
Hydroélectricité	410	434	429	13	17	21			
Énergie éolienne et énergie solaire ³	4 248	3 898	4 042	273	248	256			
Gaz ³	3 308	3 236	2 919	223	217	205			
Siège social	—	—	—	(22)	(19)	(20)			
TransAlta Renewables avant ajustements	7 966	7 568	7 390	487	463	462	57	133	188
Déduire : partie de TransAlta Renewables non détenue par TransAlta Corporation	(3 178)	(3 020)	(2 938)	(194)	(185)	(182)	(23)	(53)	(74)
Partie de TransAlta Renewables détenue par TransAlta Corporation	4 788	4 548	4 452	293	278	280	34	80	114
Ajouter : actifs détenus par TransAlta Corporation, à l'exception de TransAlta Renewables									
Hydroélectricité	1 578	1 502	1 703	514	305	84			
Énergie éolienne et énergie solaire	—	—	27	38	14	(8)			
Gaz	8 140	7 329	7 861	406	271	162			
Transition énergétique	3 574	5 706	7 999	86	133	175			
Commercialisation de l'énergie	—	—	—	183	166	103			
Siège social	—	—	—	(80)	(66)	(61)			
TransAlta Corporation, y compris la quote-part de TransAlta Renewables	18 080	19 085	22 042	1 440	1 101	735	330	(433)	(377)
Participations ne donnant pas le contrôle	3 178	3 020	2 938	194	185	182	23	53	74
TransAlta – Consolidé	21 258	22 105	24 980	1 634	1 286	917	353	(380)	(303)

- 1) Le BAIIA ajusté est défini à la rubrique « Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion et fait l'objet d'un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat ci-dessus.
- 2) Les montants de TransAlta Renewables comprennent son résultat avant impôts sur le résultat comme présenté plus le résultat avant impôts sur le résultat des actifs dans lesquels elle détient une participation financière moins les produits financiers liés aux filiales de TransAlta.
- 3) Les secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Gaz comprennent les actifs dans lesquels TransAlta Renewables détient une participation financière.

Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS

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 2022.

Dettes nettes ajustées sur le BAIIA ajusté

Aux 31 décembre	2022	2021	2020
Dettes à long terme à la fin de la période ¹	3 653	3 267	3 361
Titres échangeables	339	335	330
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie ²	(1 118)	(947)	(703)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises et des actions privilégiées échangeables ³	671	671	671
Divers ⁴	(20)	(19)	(13)
Dettes nettes ajustées⁵	3 525	3 307	3 646
BAIIA ajusté⁶	1 634	1 286	917
Dettes nettes ajustées sur le BAIIA ajusté (multiple)	2,2	2,6	4,0

1) Inclut la partie courante et à long terme de la dette, ce qui comprend les obligations locatives et le financement donnant droit à des avantages fiscaux.

2) Trésorerie et équivalents de trésorerie, déduction faite du découvert bancaire.

3) À des fins de notation de crédit, les actions privilégiées échangeables sont considérées comme des capitaux propres assortis de paiements de dividendes. Aux fins comptables, ces actions sont comptabilisées en tant que dette assortie de charges d'intérêts dans les états financiers consolidés. Aux fins du calcul de ce ratio, nous considérons 50 % des actions privilégiées émises, y compris celles échangeables, comme une dette.

4) Comprend le principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP (17 millions de dollars pour 2022 et 2021 et 10 millions de dollars pour 2020) et la juste valeur des instruments de couverture sur la dette (lesquels sont compris dans les actifs et passifs de gestion du risque aux états de la situation financière consolidés).

5) Les montants ne tiennent pas compte du financement donnant droit à des avantages fiscaux pour le parc éolien Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. La dette nette ajustée n'est pas définie 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 «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

6) Douze derniers mois.

Le capital de la Société est géré en interne et évalué par la direction au moyen d'une position de dette nette. Nous utilisons le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté comme mesure du levier financier pour évaluer notre capacité de service de la dette. Notre ratio cible au titre de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté est de 3,0 à 3,5 fois. Le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté de 2022 s'est situé en deçà de l'extrémité inférieure de notre fourchette cible et a augmenté par rapport à celui de 2021, le solide BAIIA ajusté ayant plus que compensé l'incidence de la hausse de la dette nette ajustée.

BAIIA ajusté déconsolidé par secteur

Nous investissons directement dans nos actifs, mais aussi par l'entremise de coentrepreneurs. L'information financière déconsolidée est une mesure financière supplémentaire et n'est pas destinée à être présentée conformément aux IFRS.

Le BAIIA ajusté 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 ajusté 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 ajusté et du BAIIA ajusté déconsolidé par secteur :

Exercices clos les 31 décembre	2022			2021			2020		
	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé
Hydroélectricité	527	13		322	17		105	21	
Énergie éolienne et énergie solaire	311	273		262	248		248	256	
Gaz	629	223		488	217		367	205	
Transition énergétique	86	—		133	—		175	—	
Commercialisation de l'énergie	183	—		166	—		103	—	
Siège social	(102)	(22)		(85)	(19)		(81)	(20)	
BAIIA ajusté	1 634	487	1 147	1 286	463	823	917	462	455
Déduire : BAIIA ajusté de TA Cogen			(197)			(133)			(54)
Déduire : BAIIA de placements dans des coentreprises ¹			—			—			(3)
Ajouter : dividendes provenant de TransAlta Renewables			151			151			151
Ajouter : dividendes provenant de TA Cogen			52			34			17
BAIIA ajusté déconsolidé de TransAlta			1 153			875			566

1) À compter du deuxième trimestre de 2021, notre quote-part des montants relatifs au parc éolien Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence, est exclue des résultats déconsolidés de TransAlta en raison de la vente d'une participation financière dans le parc éolien Skookumchuck de 137 MW à TransAlta Renewables.

Fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés

La Société a établi ses cibles de répartition du capital en fonction des fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés disponibles pour les actionnaires. L'information financière déconsolidée est une mesure financière supplémentaire, 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 additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions. Les fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés pour les exercices clos les 31 décembre sont comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2022			2021			2020		
	TransAlta – Consolidé	TransAlta – Renewables	TransAlta – Déconsolidé	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	877	257		1 001	336		702	267	
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	316	(5)		(174)	(13)		(89)	31	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	1 193	252		827	323		613	298	
Ajustements :									
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	46	—		41	—		17	—	
Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre ¹	42	—		79	—		37	—	
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation d'une coentreprise	8	—		13	—		3	—	
(Profit) perte réalisé(e) sur les positions de change dénouées	37	—		23	—		(10)	—	
Produits financiers – participations financières	—	(40)		—	(108)		—	(69)	
Fonds provenant des activités d'exploitation – participations financières ²	—	182		—	191		—	180	
Divers ³	20	—		11	—		15	—	
Fonds provenant des activités d'exploitation	1 346	394	952	994	406	588	675	409	266
Dividendes provenant de TransAlta Renewables			151			151			151
Distributions au partenaire de TA Cogen			(87)			(56)			(17)
Déduire : Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise ⁴			—			—			(3)
Fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés de TransAlta			1 016			683			397

- 1) Au cours du troisième trimestre de 2022, afin de soutenir les employés touchés par la fermeture de la mine de Highvale et par notre transition du charbon vers des sources plus propres, la Société a versé une contribution volontaire spéciale de 35 millions de dollars au régime de retraite de la mine de Highvale. L'exercice 2022 comprend également des montants liés à des contrats déficitaires comptabilisés en 2021. L'exercice 2021 comprend une réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux et des stocks de charbon liés à nos activités de combustion du charbon et des montants liés à des contrats déficitaires et des frais de résiliation de contrat. L'exercice 2020 comprend une réduction de valeur des stocks de charbon liés à nos activités de combustion du charbon.
- 2) Les fonds provenant des activités d'exploitation – participations financières sont calculés comme étant les flux de trésorerie disponibles – participations financières, majorés des dépenses d'investissement de maintien – participations financières et des distributions au titre du financement donnant droit à des avantages fiscaux, et majorés ou diminués des ajustements du taux de change.
- 3) Le poste Divers comprend les crédits d'impôt à la production, qui sont portés en diminution de la dette donnant droit à des avantages fiscaux, diminués des distributions reçues d'une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.
- 4) À compter du deuxième trimestre de 2021, notre quote-part des montants relatifs au parc éolien Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence, est exclue des résultats déconsolidés de TransAlta en raison de la vente d'une participation financière dans le parc éolien Skookumchuck de 137 MW à TransAlta Renewables.

Ratio de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA ajusté déconsolidé

En plus d'examiner les résultats et les ratios entièrement consolidés, la direction examine le ratio de la dette nette sur le BAIIA ajusté de manière déconsolidée afin de mettre en évidence la souplesse financière de TransAlta, la solidité de son bilan et son levier financier. L'information financière déconsolidée est une mesure financière supplémentaire et n'est pas définie selon les IFRS, et pourrait ne pas être comparable aux mesures utilisées par d'autres entités ou par des agences de notation. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Aux 31 décembre	2022	2021	2020
Dette nette ajustée ¹	3 525	3 307	3 646
Ajouter : trésorerie et équivalents de trésorerie de TransAlta Renewables ²	234	244	582
Déduire : dette à long terme de TransAlta Renewables	(790)	(814)	(692)
Déduire : financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis et dette de South Hedland ³	(834)	(867)	(906)
Dette nette déconsolidée	2 135	1 870	2 630
BAIIA ajusté déconsolidé^{4,5}	1 153	875	566
Ratio de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA ajusté déconsolidé⁶ (multiple)	1,9	2,1	4,6

- 1) La dette nette ajustée est une mesure non conforme aux IFRS. Se reporter au calcul du ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté à la rubrique «Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour le rapprochement et la composition de la dette nette ajustée.
- 2) En 2022, comprennent la trésorerie détenue dans TransAlta Energy (Australia) Pty Ltd. et réservée pour le financement futur de projets de croissance en Australie par TransAlta Renewables.
- 3) Concerne des actifs dans lesquels TransAlta Renewables détient des participations financières.
- 4) Se reporter à la rubrique «BAIIA ajusté déconsolidé par secteur» du présent rapport de gestion pour le rapprochement et la composition du BAIIA ajusté déconsolidé et à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour la composition du BAIIA ajusté.
- 5) Douze derniers mois.
- 6) Le ratio non conforme aux IFRS n'est pas une mesure financière normalisée selon les IFRS et pourrait ne pas être comparable à des mesures financières similaires présentées par d'autres émetteurs.

Notre ratio cible au titre de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA ajusté déconsolidé est de 2,5 à 3,0 fois. Le ratio de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA ajusté déconsolidé de 2022 s'est amélioré par rapport à celui de 2021, la hausse du BAIIA ajusté déconsolidé ayant plus que compensé l'augmentation de la dette nette déconsolidée. La hausse de la dette nette déconsolidée découle de l'augmentation de la dette de la Société, contrebalancée en partie par la hausse des soldes de trésorerie.

Perspectives pour 2023

Nos perspectives annuelles mettent en évidence des prévisions de flux de trésorerie toujours solides pour 2023. Notre portefeuille reste bien positionné pour profiter de la vigueur continue que nous observons sur le marché de la production marchande de l'Alberta. La Société se concentre sur le redéploiement de ces flux de trésorerie vers la croissance de notre base d'actifs d'énergie renouvelable visés par des contrats. Le 7 novembre 2022, le conseil d'administration a approuvé une augmentation du dividende annualisé à 0,22 \$ par action, à partir du dividende du 1^{er} janvier 2023.

Le tableau suivant présente nos prévisions à l'égard des principaux objectifs financiers et hypothèses connexes pour 2023 et doit être lu avec l'analyse qui suit et la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion :

Mesure	Cible pour 2023	Cible mise à jour pour 2022	Résultats réels de 2022
BALIA ajusté ^{1, 2}	De 1 200 millions de dollars à 1 320 millions de dollars	De 1 380 millions de dollars à 1 460 millions de dollars	1 634 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles ^{1, 2}	De 560 millions de dollars à 660 millions de dollars	De 725 millions de dollars à 775 millions de dollars	961 millions de dollars
Dividende	0,22 \$ par action sur une base annualisée	0,20 \$ par action sur une base annualisée	0,20 \$ par action sur une base annualisée

- Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec les mesures établies selon les IFRS. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.
- Au cours du troisième trimestre de 2022, la Société a revu à la hausse les prévisions de 2022 relatives au BALIA ajusté et aux flux de trésorerie disponibles, compte tenu des solides résultats financiers obtenus à ce jour et de nos attentes pour le reste de l'exercice.

Fourchette des principales hypothèses pour les prix de l'électricité et du gaz pour 2023

Marché	Hypothèses pour 2023
Alberta – au comptant (\$/MWh)	De 105 \$ à 135 \$
Mid-Columbia – au comptant (\$ US/MWh)	De 75 \$ US à 85 \$ US
AECO – prix du gaz (\$/GJ)	4,60 \$

La sensibilité du prix au comptant en Alberta à une variation de plus ou moins 1 \$/MWh devrait avoir une incidence de plus ou moins 4 millions de dollars sur le BALIA ajusté pour 2023.

Autres hypothèses relatives aux perspectives pour 2023

Dépenses d'investissement de maintien	De 140 millions de dollars à 170 millions de dollars
Marge brute du secteur Commercialisation de l'énergie	De 90 millions de dollars à 110 millions de dollars

Couvertures en Alberta

Fourchette des hypothèses	2023 ¹
Production visée par des couvertures (GWh)	6 874
Prix couvert (\$/MWh)	98 \$
Volumes de gaz visés par des couvertures (GJ)	64 millions
Prix du gaz couverts (\$/GJ)	2,54 \$

- Au quatrième trimestre de 2022, la Société a revu la fourchette des hypothèses liées aux couvertures pour 2023 en fonction des niveaux de couverture actuels.

D'après les estimations, le BALIA ajusté devrait se situer entre 1,2 milliard de dollars et 1,3 milliard de dollars. Le point médian de la fourchette représente une baisse de 11 % par rapport au point médian des perspectives de 2022. Les flux de trésorerie disponibles devraient se situer entre 560 millions de dollars et 660 millions de dollars et ne tiennent pas compte de l'incidence des dépenses d'investissement liées à la réfection requises aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills. Le point médian de la fourchette représente une baisse de 19 % par rapport au point médian des perspectives de 2022. Ces variations des estimations au titre du BALIA ajusté et des flux de trésorerie disponibles sont attribuables en grande partie à la baisse des niveaux de prix prévus en Alberta sur la base de nos prévisions fondamentales et des attentes ajustées quant à la performance du secteur Commercialisation de l'énergie, contrebalancée en partie par les contributions des projets nouvellement mis en service, qui comprendront le projet de parc éolien Garden Plain, les projets de parcs éoliens White Rock, les projets de parcs éoliens Horizon Hill, le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, l'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith et l'achèvement des travaux de réfection des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills et la remise en service complète de ces unités au second semestre de 2023.

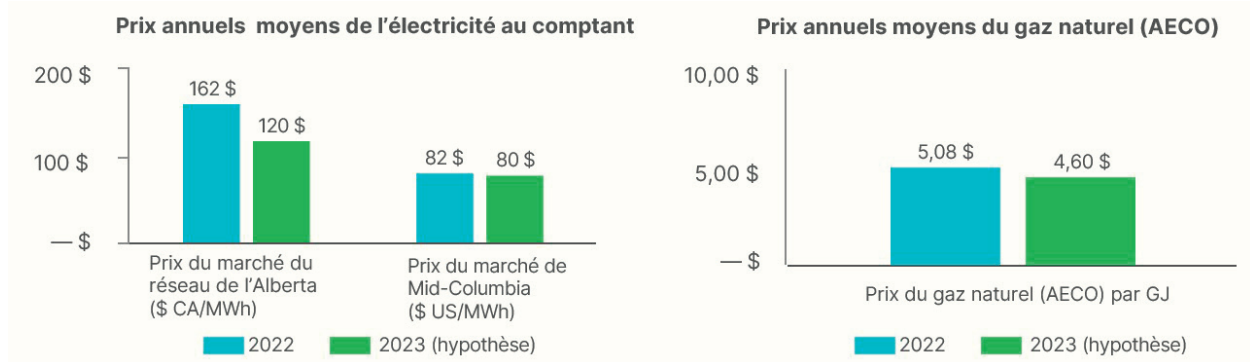
Les perspectives de la Société pour 2023 pourraient être touchées par un certain nombre de facteurs, lesquels sont présentés ci-dessous.

Activités d'exploitation

L'information qui suit est une mise à jour de nos hypothèses sur lesquelles se fondent nos perspectives pour 2023.

Prix du marché

Les graphiques qui suivent comprennent les prix de 2023 qui se fondent sur diverses hypothèses et qui pourraient changer.



Pour 2023, nous constatons que les prix marchands demeurent solides en Alberta et dans le Nord-Ouest Pacifique, bien que les fourchettes cibles aient été abaissées pour ces deux régions. En Alberta, la baisse des prix par rapport à l'exercice précédent devrait découler de la normalisation prévue des conditions météorologiques et des ajouts attendus de nouvel approvisionnement en gaz, en énergie éolienne et en énergie solaire, y compris le nouveau parc éolien Garden Plain de TransAlta, qui devrait entrer en service au premier semestre de 2023. Dans le Nord-Ouest Pacifique, la baisse des prix par rapport à l'exercice précédent sera fonction de la baisse des prix du gaz naturel et dépendra également des conditions hydrologiques réelles pour la région au cours de l'exercice. Les prix de l'électricité en Ontario en 2023 devraient être moins élevés qu'en 2022 en raison de la baisse des prix du gaz naturel en dépit des interruptions continues liées à la remise en état des centrales nucléaires.

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 annuelles 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 du portefeuille de centrales électriques 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.

Interruption au parc éolien de Kent Hills

On s'attend à ce que les travaux de réfection des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills soient terminés et que les unités soient remises complètement en service au second semestre de 2023.

Coûts du combustible et coûts de conformité

En ce qui concerne le portefeuille de centrales alimentées au gaz en Alberta, la consommation de gaz devrait diminuer en raison d'une baisse de la production, ce qui 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. Le tout sera en partie contrebalancé par une hausse de la taxe carbone en Alberta.

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 auprès de fournisseurs externes dans le bassin de Powder River et livré par chemin de fer. Le coût du combustible livré en 2023 devrait être plus élevé que celui de 2022 en raison d'une hausse prévue de la production.

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 en fonction de 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 ajusté 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 avons ajusté nos perspectives afin de refléter le rendement exceptionnel de 2021 et 2022. Nous surveillons constamment le marché et notre exposition afin de maximiser les résultats, tout en maintenant un profil de risque acceptable. Selon notre objectif de 2023 pour le secteur Commercialisation de l'énergie, nous visons à ce que la contribution à la marge brute réalisée se situe entre 90 millions de dollars et 110 millions de dollars pour l'exercice, ce qui correspond à nos attentes habituelles en matière de rendement.

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 le principal et les charges d'intérêts, qui contrebalancent grandement nos produits nets libellés en monnaies étrangères.

Frais de démantèlement et de remise en état

Les frais de démantèlement et de remise en état devraient augmenter en 2023, sous l'effet principalement de l'augmentation des frais de remise en état associés aux actifs mis hors service en Alberta dans le secteur Transition énergétique.

Dépenses d'investissement de maintien

La Société s'attend à ce que les dépenses d'investissement de maintien se situent dans une fourchette de 140 millions de dollars à 170 millions de dollars. Le point médian de la fourchette représente une diminution de 3 % par rapport au point médian des perspectives de 2022 dont la fourchette des dépenses d'investissement de maintien se situait entre 150 millions de dollars et 170 millions de dollars. Cette diminution est attribuable à la baisse des dépenses d'investissement de maintien liées à des travaux d'entretien d'envergure planifiés à l'unité 2 de la centrale de Centralia et à la centrale de Sheerness, contrebalancée par une hausse des dépenses d'investissement dans notre portefeuille de centrales hydroélectriques.

Les dépenses d'investissement liées à la réfection des fondations au parc éolien de Kent Hills ont été séparées de nos dépenses d'investissement de maintien, étant donné leur nature exceptionnelle. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique «Énergie éolienne et énergie solaire» du présent rapport de gestion.

Le total de nos dépenses d'investissement de maintien estimées se présente comme suit :

	Dépenses engagées en 2022	Dépenses engagées en 2021	Dépenses prévues en 2023
Total des dépenses d'investissement de maintien	142	199	140 – 170

Trésorerie et sources de capital

Nous prévoyons maintenir des liquidités disponibles adéquates sur nos facilités de crédit consenties, notamment la facilité à terme (comme elle est définie ci-dessus) que la Société a conclue au cours du troisième trimestre de 2022. Nous avons actuellement accès à des liquidités s'élevant à 2,1 milliards de dollars, dont 1,1 milliard de dollars en trésorerie. Le 17 novembre 2022, la Société a émis des obligations vertes de premier rang d'un montant de 400 millions de dollars américains, à un taux d'intérêt nominal de 7,75 % par année et venant à échéance le 15 novembre 2029. En incluant les effets des swaps de taux d'intérêt réglés, les obligations ont un rendement effectif d'environ 5,98 %. 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. Se reporter aux rubriques «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» et «Capital financier» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Charge d'intérêts nette

La charge d'intérêts pour 2023 devrait être légèrement plus élevée que celle de 2022, en raison surtout de la hausse de la dette, contrebalancée en partie par une augmentation des intérêts incorporés dans le coût de l'actif sur les dépenses liées aux projets de croissance. 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.

Stratégie et capacité de produire des résultats

Notre objectif est d'être un chef de file dans la production d'électricité centré sur le client et soucieux d'assurer un avenir durable, qui se concentre sur l'augmentation de la valeur pour les actionnaires en développant son portefeuille de centrales de haute qualité grâce à des flux de trésorerie stables et prévisibles. Notre stratégie vise à répondre aux besoins de nos clients en matière d'électricité propre, sécuritaire, fiable et à faible coût, et à assurer l'excellence opérationnelle et l'amélioration continue dans tout ce que nous faisons.

Le fait que la Société se concentre davantage sur la production d'énergie à partir de sources renouvelables et sur les solutions de stockage pour les clients s'explique en grande partie par les politiques mondiales de décarbonation, l'augmentation de la demande et les projections de croissance dans le secteur des énergies renouvelables, notamment pour permettre aux entreprises d'atteindre leurs cibles liées aux questions ESG. Pour en savoir plus sur l'évolution de la réglementation, se reporter à la rubrique «Questions environnementales, sociales et de gouvernance» du présent rapport de gestion.

Le 28 septembre 2021, TransAlta a annoncé ses cibles de croissance stratégiques et son plan de croissance de l'électricité propre sur cinq ans. Dans notre plan de croissance de l'électricité propre, nous avons établi les priorités et les objectifs stratégiques suivants pour nous guider au cours de la période 2021-2025 :

- Fournir une capacité supplémentaire de 2 GW provenant d'énergies renouvelables au moyen d'un investissement ciblé de 3,6 milliards de dollars¹ d'ici la fin de 2025. Ces nouveaux actifs, une fois pleinement opérationnels, devraient générer un BAIIA annuel moyen² supplémentaire de 315 millions de dollars¹.
- Accélérer la croissance dans les énergies renouvelables et le stockage centrés sur le client grâce au déploiement de notre filière de développement de 3 GW.
- Étendre la filière de développement de la Société en la faisant passer à 5 GW d'ici 2025 pour permettre de doubler le portefeuille d'énergies renouvelables de la Société de 2025 à 2030.
- Réaliser une diversification et une création de valeur ciblées en nous concentrant sur l'expansion de notre plateforme dans chacune de nos principales zones géographiques (Canada, États-Unis et Australie).
- Piloter l'élaboration de politiques ESG pour permettre aux marchés dans lesquels nous menons nos activités et où nous livrons concurrence de bien évoluer.
- Définir la prochaine génération de solutions et de technologies de production d'énergie et le potentiel d'investissements parallèles dans de nouveaux secteurs complémentaires d'ici la fin de 2025.

¹ L'investissement ciblé de 3 milliards de dollars et un BAIIA annuel moyen de 250 millions de dollars, comme il était présenté en 2021, ont été révisés à la hausse pour tenir compte du contexte inflationniste actuel.

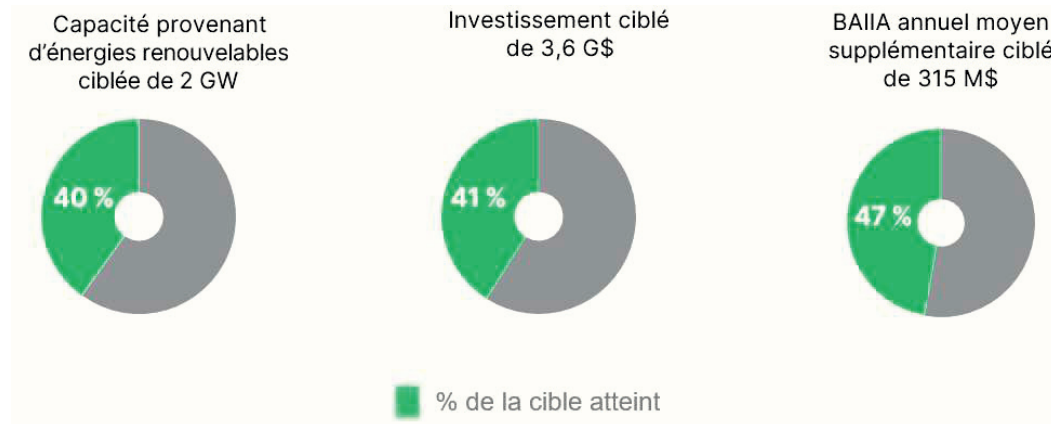
² Le BAIIA annuel moyen n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS, et est de nature prospective. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Dans le cadre du plan de croissance de l'électricité propre, nos priorités pour 2023 comprennent :

- Prise d'une décision finale en matière d'investissement dans de nouveaux projets d'énergie propre de 500 MW au Canada, aux États-Unis et en Australie
- Ajout d'au moins 1 500 MW de nouveaux sites à notre filière de développement

Nous prévoyons que la part du BAIIA ajusté de la Société provenant de sources renouvelables, y compris les technologies hydroélectrique, éolienne et solaire, augmentera à 70 % d'ici la fin de 2025. Le plan de croissance de l'électricité propre sera en grande partie financé par les soldes de trésorerie actuels, les fonds provenant des activités d'exploitation et le financement des actifs.

En date du 22 février 2023, nous avons réalisé des progrès significatifs vers l'atteinte des cibles du plan de croissance de l'électricité propre.



Les progrès que nous avons réalisés à l'égard de nos objectifs stratégiques sont résumés ci-après :

Objectifs stratégiques

Objectifs	Cible	Résultats	Commentaires
Accélérer la croissance dans les énergies renouvelables et le stockage centrés sur le client	Fournir une capacité de 2 GW provenant d'énergies renouvelables au moyen d'un investissement estimé de 3,6 milliards de dollars ¹ d'ici la fin de 2025.	En voie de réalisation	<p>En 2022, la Société a entrepris deux nouveaux projets : le projet de parc éolien Horizon Hill de 200 MW et le projet d'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith, en Australie.</p> <p>Les travaux de construction de ces nouveaux projets ont commencé en 2022 et devraient se terminer au second semestre de 2023.</p> <p>À la fin de 2022, nous avons réussi à livrer 800 MW de nouvelle capacité, soit 40 % de notre objectif de croissance de 2 GW.</p>
	Générer un BAIIA annuel moyen supplémentaire de 315 millions de dollars ¹ .	En voie de réalisation	<p>Le projet de parc éolien Horizon Hill ajoutera un BAIIA supplémentaire se situant dans une fourchette de 30 millions de dollars américains à 33 millions de dollars américains et l'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith ajoutera un BAIIA supplémentaire se situant dans une fourchette de 6 millions de dollars australiens à 7 millions de dollars australiens.</p> <p>Nous avons accompli une progression cumulative d'environ 149 millions de dollars à l'égard de notre cible de BAIIA supplémentaire.</p>
	Étendre la filière de développement de la Société en la faisant passer à 5 GW d'ici 2025 pour permettre de doubler le portefeuille d'énergies renouvelables de la Société de 2025 à 2030.	En voie de réalisation	<p>La Société continue d'évaluer les possibilités d'ajouter de nouveaux sites à sa filière de développement. Ces possibilités comprennent des acquisitions de sites individuels aux premiers stades de développement, des petits portefeuilles de projets en développement et la prospection de nouveaux sites. Pour 2022, notre filière de développement a enregistré une croissance d'environ 1 980 MW aux États-Unis, au Canada et en Australie.</p>

Objectifs stratégiques

Objectifs	Cible	Résultats	Commentaires
Adopter une approche de diversification ciblée	Accroître notre base d'actifs dans nos principales zones géographiques (le Canada, l'Australie et les États-Unis) afin de renforcer la diversification et la création de valeur.	En voie de réalisation	La Société est parvenue à ajouter de nouveaux actifs d'énergie renouvelable visés par des contrats dans chacune de ses trois principales zones géographiques. Nous avons diversifié notre portefeuille dans le marché américain grâce à l'acquisition des parcs solaires en Caroline du Nord en 2021 et aux nouveaux placements en Oklahoma, ce qui a permis d'acquérir trois nouveaux clients de première qualité en 2022.
Maintenir une situation financière solide et une gestion rigoureuse du capital	Générer, au moyen de notre portefeuille existant, de solides flux de trésorerie à allouer à nos priorités de financement, notamment la croissance, les dividendes et le rachat d'actions.	En voie de réalisation	La Société disposait de liquidités de 2,1 milliards de dollars au 31 décembre 2022. La Société a remis aux actionnaires 54 millions de dollars par voie de rachats d'actions en 2022 dans le cadre de l'OPRA. La Société a augmenté le dividende annuel sur les actions ordinaires de 10 % pour le porter à 0,22 \$ par an à compter du 1 ^{er} janvier 2023.
Définir la prochaine génération de solutions et de technologies de production d'énergie	Répondre aux besoins de nos clients et des collectivités en mettant en œuvre des solutions innovatrices de production d'énergie et en effectuant des investissements parallèles dans de nouveaux secteurs complémentaires d'ici la fin de 2025.	En voie de réalisation	La Société a mis en place une équipe responsable de l'innovation en matière d'énergie en vue d'atteindre ses objectifs dans ce domaine. L'équipe a récemment réalisé un placement en titres de capitaux propres dans Ekona Power Inc., une société de production d'hydrogène à un stade précoce, en vue de la commercialisation d'hydrogène à faible coût et carboneutre. La Société s'est également engagée à investir 25 millions de dollars américains au cours des quatre prochaines années dans le Fonds Frontiers d'EIP, qui permet d'investir dans des technologies émergentes axées sur la carboneutralité à partir d'un portefeuille. En 2022, la Société a investi 10 millions de dollars (8 millions de dollars américains).
Piloter l'élaboration de politiques ESG	Participer activement à l'élaboration de politiques afin de nous assurer que l'électricité que nous fournissons contribue à réduire les émissions, à assurer la fiabilité du réseau et à offrir des prix concurrentiels pour l'énergie afin de permettre aux marchés dans lesquels nous menons nos activités et où nous livrons concurrence de bien évoluer.	En voie de réalisation	La Société communique activement avec le gouvernement du Canada et le gouvernement de l'Alberta concernant le projet fédéral de Règlement sur l'électricité propre. Dans le cadre de ces communications, TransAlta continue de fournir des conseils relativement à la façon de réduire les émissions tout en maintenant la fiabilité et l'abordabilité nécessaires. La Société a travaillé avec le gouvernement du Canada à l'étape de la conception de nouveaux crédits d'impôt à l'investissement pour les technologies propres.
Traverser avec succès la pandémie de COVID-19	Continuer de répondre efficacement à la COVID-19 et planifier un retour au bureau sécuritaire.	Atteint	Notre personnel est retourné travailler dans nos bureaux et sur nos sites et nous continuons de surveiller les directives émises par le gouvernement et les autorités régionales de la santé publique dans tous les territoires où nous exerçons nos activités afin d'assurer en permanence la santé et la sécurité de tous les employés et entrepreneurs.

Croissance

En 2022, la Société a annoncé deux nouveaux projets : le projet de parc éolien Horizon Hill de 200 MW et le projet d'expansion du réseau de 132 kV à Mount Keith. Nous avons établi notre portefeuille de projets de croissance potentiels et continuons à le faire croître. Notre portefeuille comprend 374 MW de projets à un stade de développement avancé ainsi que de 3 891 MW à 4 991 MW de projets aux premiers stades de développement.

Nous évaluons principalement les occasions de nouveaux projets en Alberta, en Australie-Occidentale et aux États-Unis, ainsi que des acquisitions dans des marchés où nous menons déjà des activités.

Projets en construction

Les projets suivants, qui sont visés par des CAÉ, ont été approuvés par le conseil d'administration et sont en cours de construction. Les projets en construction seront financés au moyen de liquidités existantes à court terme. Nous continuerons d'envisager le financement de projets ou le recours au financement donnant droit à des avantages fiscaux comme solution de financement à long terme pour chacun des actifs.

Total du projet (en millions)										
Projet	Type	Région	MW	Dépenses estimées	Dépenses engagées à ce jour	Date d'achèvement prévue ¹	Durée du CAÉ ²	BAIIA annuel moyen ³	État	
Canada										
Garden Plain ⁴	Énergie éolienne	AB	130	190 \$ – 200 \$	171 \$	S1 2023	17	14 \$ – 15 \$	<ul style="list-style-type: none"> Entièrement visé par des contrats Livraisons de gros matériel terminées Érection et mise en service des éoliennes en cours Interconnexion des réseaux terminée 	
États-Unis										
White Rock ⁵	Énergie éolienne	OK	300	470 \$ US – 490 \$ US	273 \$ US	S2 2023	—	48 \$ US – 52 \$ US	<ul style="list-style-type: none"> CAÉ à long terme conclus Livraisons des composantes d'éoliennes en cours Activités de construction amorcées Projet en voie d'être achevé dans les délais 	
Horizon Hill ⁵	Énergie éolienne	OK	200	300 \$ US – 315 \$ US	141 \$ US	S2 2023	—	30 \$ US – 33 \$ US	<ul style="list-style-type: none"> CAÉ à long terme conclus Livraisons des composantes d'éoliennes en cours Activités de construction amorcées Projet en voie d'être achevé dans les délais 	
Australie										
Énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields	Énergie solaire hybride	WA	48	69 \$ AU – 73 \$ AU	59 \$ AU	S1 2023	16	9 \$ AU – 10 \$ AU	<ul style="list-style-type: none"> Livraisons de gros matériel terminées Installation de panneaux solaires terminée Projet en voie d'être achevé au début de 2023 	
Projet d'expansion de 132 kV à Mount Keith	Transport	WA	s. o.	50 \$ AU – 53 \$ AU	17 \$ AU	S2 2023	15	6 \$ AU – 7 \$ AU	<ul style="list-style-type: none"> Contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction conclu Activités de construction amorcées Projet en voie d'être achevé dans les délais 	

1) S1 ou S2 est défini comme le premier ou le second semestre de l'exercice.

2) La durée des CAÉ liés aux projets de parcs éoliens White Rock et Horizon Hill est confidentielle.

3) Cet élément n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS, et est de nature prospective. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

4) Le projet de parc éolien Garden Plain est entièrement visé par des contrats, dont un contrat conclu avec Pembina visant l'enlèvement de 100 MW sur la capacité totale de 130 MW de la centrale et un contrat visant 30 MW conclu avec un client de première qualité reconnu mondialement. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion.

5) Le BAIIA annuel moyen prévu et les dépenses d'investissement estimées pour les projets de parcs éoliens White Rock et Horizon Hill ont été révisés à la hausse en fonction de l'incidence de l'*Inflation Reduction Act of 2022*, qui fait en sorte que les projets sont admissibles à des crédits d'impôt à la production de 100 %, contrebalancée en partie par des paiements supplémentaires au fournisseur d'éoliennes.

Projets à un stade de développement avancé

Ces projets ont fait l'objet d'une étude détaillée, sont à une position avancée de la file d'attente aux fins d'interconnexion et poursuivent des occasions d'enlèvement. Le tableau ci-après présente le portefeuille de projets de croissance futurs qui en sont actuellement à un stade de développement avancé :

Projet	Type	Région	Capacité installée brute (MW)	Dépenses estimées	BAIIA annuel moyen ¹
Tempest	Énergie éolienne	Alberta	100	210 \$ – 230 \$	20 \$ – 23 \$
Projet d'expansion visant la capacité de SCE	Gaz	Australie-Occidentale	94	180 \$ AU – 200 \$ AU	24 \$ AU – 28 \$ AU
WaterCharger	Stockage par batteries	Alberta	180	150 \$ – 180 \$	14 \$ – 17 \$
Expansion du réseau de transport en Australie	Transport	Australie-Occidentale	s. o.	34 \$ AU – 36 \$ AU	3 \$ AU – 4 \$ AU

1) Cet élément n'est pas défini, n'a pas de signification normalisée selon les IFRS et est de nature prospective. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Projets aux premiers stades de développement

Ces projets en sont aux premiers stades de développement et peuvent ou non se concrétiser. En règle générale, ces projets auront :

- recueilli des données météorologiques;
- commencé à obtenir le contrôle des terrains;
- entrepris des études environnementales;
- confirmé l'accès approprié au transport;
- amorcé les processus préliminaires d'obtention des permis et d'autres approbations réglementaires.

Le tableau ci-après présente le portefeuille de projets de croissance futurs qui en sont actuellement aux premiers stades de développement :

Projet	Type	Région	Capacité installée brute (MW)
Canada			
Parc éolien Riplinger	Énergie éolienne	Alberta	300
Red Rock	Énergie éolienne	Alberta	100
Unité 1 de Willow Creek	Énergie éolienne	Alberta	70
Unité 2 de Willow Creek	Énergie éolienne	Alberta	70
Parc solaire Sunhills	Énergie solaire	Alberta	115
Parc solaire McNeil	Énergie solaire	Alberta	57
Possibilité liée au stockage par batteries au Canada	Batteries	Nouveau-Brunswick	10
Possibilités d'exploitation de sources d'énergie éolienne au Canada	Énergie éolienne	Divers	370
Projet de stockage d'énergie par pompage de Tent Mountain	Hydroélectricité	Alberta	160
Projet de centrale de pompage de Brazeau	Hydroélectricité	Alberta	300 – 900
Réaménagement – Énergie thermique en Alberta	Divers	Alberta	250 – 500
Total			1 802 – 2 652
États-Unis			
Old Town	Énergie éolienne	Illinois	185
Trapper Valley	Énergie éolienne	Wyoming	225
Monument Road	Énergie éolienne	Nebraska	152
Dos Rios	Énergie éolienne	Oklahoma	242
Prairie Violet	Énergie éolienne	Illinois	130
Big Timber	Énergie éolienne	Pennsylvanie	50
Parc solaire en Oklahoma	Énergie solaire	Oklahoma	100
Milligan 3	Énergie éolienne	Nebraska	126
Autres projets éoliens et solaires potentiels	Énergie éolienne et énergie solaire	Divers	409
Réaménagement du site de la centrale de Centralia	Divers	Washington	250 – 500
Total			1 869 – 2 119
Australie			
Projets potentiels en Australie	Gaz, énergie éolienne et énergie solaire	Australie-Occidentale	170
Centrale solaire de South Hedland	Énergie solaire	Australie-Occidentale	50
Total			220
Canada, États-Unis et Australie			Total 3 891 – 4 991

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 de 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 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 la Société devient partie 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 de couverture

Les instruments financiers qui ne sont pas désignés comme couvertures sont utilisés pour les activités de négociation pour compte propre et pour réduire le risque lié au prix des produits de base et les risques de change et de taux d'intérêt. Les variations de la juste valeur des instruments financiers qui ne sont pas désignées 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 raisonnablement possibles 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 2022, la valeur comptable du passif net au titre des instruments de niveau III s'élevait à 782 millions de dollars (actif net de 159 millions de dollars au 31 décembre 2021). Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2021. Se reporter à la rubrique «Principales méthodes comptables et estimations comptables critiques» du présent rapport de gestion pour en savoir plus sur les techniques d'évaluation.

Principales méthodes comptables 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 méthodes comptables significatives sont décrites à la note 2 des états financiers consolidés. 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. Les estimations de la mesure dans laquelle les événements géopolitiques comme le conflit entre la Russie et l'Ukraine ou la dynamique de l'inflation et de la chaîne d'approvisionnement pourraient influencer, directement ou indirectement, sur 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. L'incertitude relative à la COVID-19 et aux événements géopolitiques a été prise en compte dans nos estimations pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

Nous avons discuté de l'élaboration et de la sélection des estimations comptables critiques avec le comité d'audit, des finances et des risques du conseil d'administration 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

Obligations 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

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.

Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources

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. 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 à des techniques d'évaluation internes ou à d'autres modèles comme l'évaluation numérique des instruments dérivés ou l'analyse de scénarios.

Produits tirés des activités de détail

Les produits tirés de la vente de capacité non visée par des contrats (c'est-à-dire des activités de détail) comprennent les paiements d'énergie, au cours du marché, pour chaque MWh produit et qui sont comptabilisés à la livraison.

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

La Société utilise les classements de niveaux I, II et III de la hiérarchie des justes valeurs. 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. Se reporter à la note 14 B) I) et II) de nos états financiers consolidés pour plus de précisions sur les données d'entrée utilisées pour chaque niveau.

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 2022 a une incidence positive estimée totale de 193 millions de dollars (105 millions de dollars en 2021) et une incidence négative estimée totale de 287 millions de dollars (220 millions de dollars en 2021) sur la valeur comptable des instruments financiers. Une tranche de 15 millions de dollars (22 millions de dollars en 2021) de l'incidence positive et une tranche de 163 millions de dollars (145 millions de dollars en 2021) de l'incidence négative au titre de la valeur soumise à des simulations découlent d'un contrat de vente d'électricité dans le Nord-Ouest Pacifique qui est désigné comme une couverture de flux de trésorerie. Les justes valeurs sont soumises à des

simulations en ce qui concerne les données d'entrée non observables pouvant notamment inclure des volumes variables, des prix non observables et des escomptes sur l'énergie éolienne. Les volumes variables sont soumis à des simulations à la hausse et à la baisse basées sur 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 diverses sources prévisionnelles internes et externes afin d'établir une fourchette allant des prix les plus élevés aux prix les plus bas. Les escomptes sur l'énergie éolienne représentent la relation entre le prix et le volume et sont soumis à des simulations propres à chaque emplacement.

Outre les évaluations de la juste valeur de niveau III décrites ci-dessus, la convention d'investissement avec 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 25 millions de dollars (32 millions de dollars en 2021) sur la valeur comptable de néant au 31 décembre 2022 (néant au 31 décembre 2021). L'analyse de sensibilité a été préparée selon l'estimation, par la Société, qu'une variation du taux d'actualisation implicite des flux de trésorerie futurs de 1 % est une variation raisonnablement possible.

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.

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'unité génératrice de trésorerie («UGT») à laquelle elle appartient. 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. 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 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, des coûts de mise hors service, et 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. 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 2022.

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. Se reporter à la rubrique «Situation financière» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Dépréciation d'actifs

Hydroélectricité

En 2022, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation nette de 21 millions de dollars relativement à quatre centrales hydroélectriques à la suite des modifications apportées aux principales hypothèses qui comprenaient des augmentations importantes des taux d'actualisation, des changements dans la tarification et des changements dans les flux de trésorerie futurs estimatifs.

Énergie éolienne et énergie solaire

En 2022, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation nette de 43 millions de dollars relativement à cinq parcs éoliens et à un parc solaire à la suite des modifications apportées aux principales hypothèses qui comprenaient des augmentations importantes des taux d'actualisation, des changements dans la tarification et des changements dans les flux de trésorerie futurs estimatifs.

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 2022, 2021 et 2020, 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 2072. Le résultat de l'évaluation de la juste valeur est classé dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs. Nous avons déterminé qu'il n'y avait pas eu de dépréciation du goodwill pour les exercices 2022, 2021 et 2020.

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, y compris des 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.

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. Le caractère approprié de l'inscription à l'actif de ces coûts est évalué 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 courants 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.

Changement dans l'estimation – Durée d'utilité

En 2022, la Société a ajusté la durée d'utilité de certains actifs inclus dans le secteur Gaz afin de tenir compte des changements apportés en fonction des prévisions d'exploitation des actifs. Cet ajustement a entraîné une augmentation de 132 millions de dollars de la dotation aux amortissements qui a été comptabilisée dans le compte de résultat consolidé en 2022.

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

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. 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.

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.

Obligations au titre des prestations définies

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 sont touchés par les estimations relatives aux modifications des principales hypothèses actuarielles, y compris les taux d'actualisation. Les obligations au titre des prestations définies ont diminué de 78 millions de dollars pour s'établir à 150 millions de dollars au 31 décembre 2022, contre 228 millions de dollars au 31 décembre 2021. La diminution est liée en grande partie à l'augmentation des taux d'actualisation en 2022, attribuable essentiellement à l'augmentation des taux de référence du marché et à la cotisation volontaire de 35 millions de dollars faite au régime de retraite de Sunhills Mining Ltd., le tout en partie contrebalancé par une diminution des actifs du régime découlant des faibles rendements du marché.

La Société a versé une cotisation volontaire de 35 millions de dollars en 2022 en vue d'améliorer la situation de capitalisation du régime de retraite de Sunhills Mining Ltd. et de soutenir les employés touchés par la fermeture de la mine de Highvale en 2021 et par notre transition du charbon vers des sources plus propres. La cotisation réduit le montant des obligations de financement futures de la Société, notamment les montants garantis par les lettres de crédit.

Une hausse de 1 % des taux d'actualisation aurait une incidence de 39 millions de dollars sur les obligations au titre des prestations définies.

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.

La Société comptabilise des provisions au titre des obligations de démantèlement. La provision initiale pour frais de démantèlement et ses 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.

En 2022, la Société a accéléré l'échéancier prévu pour le démantèlement et la remise en état de certaines installations. Cet ajustement a donné lieu à une augmentation de 95 millions de dollars de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état, dont un montant de 46 millions de dollars a été affecté aux actifs d'exploitation dans les immobilisations corporelles et un montant de 49 millions de dollars a été comptabilisé en résultat net à titre d'imputation pour dépréciation liée aux actifs mis hors service.

En 2021, la Société a augmenté de 167 millions de dollars la provision pour frais de démantèlement et de remise en état relativement à une étude technique sur les frais de démantèlement des parcs éoliens de 120 millions de dollars et aux durées d'utilité des unités de la centrale de Sundance et de la centrale de Keephills de 47 millions de dollars. De cette augmentation de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état, un montant de 133 millions de dollars a été affecté aux actifs d'exploitation dans les immobilisations corporelles et un montant de 34 millions de dollars a été comptabilisé en résultat net à titre d'imputation pour dépréciation liée aux actifs mis hors service.

En 2022, la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a diminué de 225 millions de dollars (6 millions de dollars en 2021) en raison d'une augmentation importante des taux d'actualisation, découlant principalement de l'augmentation des taux de référence du marché. En moyenne, les taux d'actualisation ont augmenté pour s'établir dans une fourchette de 7,0 % à 9,7 % au 31 décembre 2022 (fourchette de 3,6 % à 6,5 % au 31 décembre 2021), ce qui a entraîné une diminution correspondante des immobilisations corporelles de 123 millions de dollars (6 millions de dollars en 2021) liée aux actifs d'exploitation et la comptabilisation en résultat net d'une reprise de dépréciation de 102 millions de dollars (néant en 2021) liée aux actifs mis hors service.

Nous estimons à environ 1,6 milliard de dollars le montant non actualisé des flux de trésorerie nécessaires pour régler cette provision, montant qui sera engagé entre 2023 et 2072. La plus grande partie de ces coûts sera engagée entre 2023 et 2050.

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.

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.

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.

Modifications comptables

Modifications comptables de la période considérée

Modifications à la Norme comptable internationale («IAS») 37, *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels*

Le 14 mai 2020, l'IASB a publié *Contrats déficitaires – Coût d'exécution* du contrat et des modifications à l'IAS 37, *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels*, afin de préciser les coûts qu'une entité doit prendre en compte pour déterminer si un contrat est déficitaire. Ces modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2022 et la Société les a adoptées à cette date. Les modifications s'appliquent aux contrats pour lesquels une entité ne s'est pas encore acquittée de toutes ses obligations à compter de la date d'entrée en vigueur. L'adoption des modifications le 1^{er} janvier 2022 n'a entraîné aucun ajustement.

Modifications comptables futures

Modifications à l'IAS 12 ayant trait à l'impôt différé rattaché à des actifs et des passifs issus d'une même transaction

Le 7 mai 2021, l'IASB a publié des modifications à l'IAS 12 intitulées *Impôt différé rattaché à des actifs et des passifs issus d'une même transaction*. Les modifications précisent que l'exception prévue par l'IAS 12 en ce qui a trait à la comptabilisation initiale ne s'applique pas aux transactions comme les contrats de location et les obligations de démantèlement. Ces transactions donnent lieu à des montants égaux de différences temporaires compensatoires au titre desquelles un impôt différé doit être comptabilisé.

Ces modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2023, et l'application anticipée est permise. La situation actuelle de la Société est conforme aux modifications et, par conséquent, aucune incidence financière ne devrait découler de leur application à la date d'entrée en vigueur.

Modifications à l'IAS 1 ayant trait au classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants

En octobre 2022, l'IASB a publié des modifications afin de préciser dans quelle mesure les conditions qu'une entité doit respecter dans les 12 mois suivant la date de clôture ont une incidence sur le classement d'un passif, en plus des modifications à l'IAS 1, *Présentation des états financiers*, que l'IASB a publiées en janvier 2020 afin de fournir une approche plus générale concernant la présentation des passifs en tant que passifs courants ou non courants d'après les accords contractuels en vigueur à la date de clôture. Ces modifications précisent que les droits et les conditions existant à la date de clôture sont pertinents lorsqu'il s'agit de déterminer si la Société a le droit de différer le règlement d'un passif pour au moins 12 mois, indiquent que les attentes de la direction ne constituent pas un facteur pertinent quant à savoir si la Société exercera son droit de différer le règlement d'un passif, et apportent des éclaircissements quant aux circonstances dans lesquelles un passif est considéré comme réglé.

Ces modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2024 et doivent être appliquées rétrospectivement. La Société n'a pas encore évalué les incidences de ces modifications sur ses états financiers consolidés.

Modifications à l'IFRS 16 ayant trait à une obligation locative découlant d'une cession-bail

En septembre 2022, l'IASB a publié le document intitulé *Obligation locative découlant d'une cession-bail*, qui modifie l'IFRS 16, *Contrats de location*, afin d'apporter des précisions relatives à l'évaluation ultérieure de l'obligation locative selon lesquelles le vendeur-preneur doit déterminer les paiements de loyers et les paiements de loyers révisés de façon à ce qu'il ne comptabilise aucun profit ni aucune perte au titre du droit d'utilisation qu'il conserve. Cette modification entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2024. La Société examine actuellement les incidences de cette modification sur ses états financiers consolidés.

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.

Questions environnementales, sociales et de gouvernance

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.

Nos principaux piliers stratégiques de développement durable s'appuient sur notre stratégie d'entreprise et sont présents dans toutes nos activités. 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 :

- **Production d'électricité propre, fiable et durable**
- **Milieu de travail sécuritaire, sain, diversifié et motivant**
- **Relations positives avec les Autochtones, les parties prenantes et les clients**
- **Pratiques progressistes de gérance environnementale**
- **Technologie et innovation**

Présentation d'information sur nos facteurs de développement durable importants

TransAlta publie des rapports sur le développement durable depuis 1994. Le contenu lié aux questions ESG de la Société est intégré au présent rapport de gestion afin de fournir de l'information sur la façon dont les questions ESG influent sur nos activités (y compris les principaux domaines d'intérêt) et s'inspire des principaux cadres de présentation de l'information sur les questions ESG. Nous appliquons les lignes directrices de l'International Integrated Reporting Framework et de la Global Reporting Initiative ainsi que les normes du Sustainability Accounting Standards Board («SASB») à l'égard des sociétés de services publics d'électricité et des producteurs d'énergie. Nous restons au fait de l'évolution des obligations d'information liées au développement durable et aux changements climatiques afin d'évaluer l'information qui sera communiquée dans les prochains rapports, notamment les normes du conseil des normes internationales d'information sur la durabilité (International Sustainability Standards Board – «ISSB»), du groupe de travail sur les informations financières liées à la nature (Taskforce on Nature-related Financial Disclosures – «TNFD»), des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et de la Securities and Exchange Commission des États-Unis.

Les données liées aux changements climatiques à présenter sont fondées sur les recommandations du Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques («GIFCC») et les questionnaires sur les changements climatiques du CDP (le réseau mondial d'information sur les conséquences environnementales, anciennement appelé Carbon Disclosure Project). En 2022, nous avons examiné et mis à jour les mesures prises par la direction à l'égard des analyses de scénarios liés aux changements climatiques que nous avons réalisées en 2021 afin de nous conformer davantage aux deux cadres internationaux sur le développement durable. Nous avons également élaboré notre premier plan de transition climatique consolidé et défini des mesures financières relatives aux changements climatiques. Les données sur les émissions de GES de portée 1 et 2 suivent les normes de comptabilité et de présentation de l'information du Protocole des GES. Nous continuons d'améliorer les informations sur nos émissions de portée 3 qui seront présentées dans les prochains rapports conformément au Protocole des GES. Se reporter à la rubrique «Décarbonation de notre combinaison énergétique» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur la gestion des changements climatiques et les constatations tirées de notre analyse de scénarios.

Les informations fournies à l'égard des facteurs de développement durable les plus pertinents se fondent sur notre appréciation de l'importance relative du développement durable. En 2022, nous avons mis à jour notre appréciation de l'importance relative, qui repose sur une évaluation des recherches propres aux secteurs clés sur les questions importantes et s'appuie sur un engagement interne et externe à l'égard des principales questions de développement durable. Notre programme de gestion des risques d'entreprise est conçu pour aider l'organisation à centrer ses efforts sur les principaux risques d'entreprise, selon l'horizon prévisionnel, qui pourraient avoir d'importantes répercussions sur la réussite de sa stratégie, notamment ses objectifs de développement durable. Nous jugeons un facteur de durabilité comme étant important s'il peut avoir une influence significative sur notre capacité à créer de la valeur.

En 2022, nous avons examiné les sujets traités par le SASB, le GIFCC, les normes IFRS et le TNFD afin d'orienter l'identification de nos facteurs de développement durable importants. Nous avons également pris en compte les facteurs de développement durable visant le secteur de l'électricité présentés dans le Rapport sur l'électricité durable 2021 publié par Électricité Canada. De plus, nous avons soumis les facteurs de développement durable importants à un examen par les pairs. Cet exercice, validé par notre équipe de direction, a mené à l'identification de 21 facteurs de développement durable importants, qui sont présentés à la rubrique «Gouvernance du développement durable» du présent rapport de gestion.

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

Accélération de la transformation de nos activités pour atteindre la carboneutralité d'ici 2045

À TransAlta, notre mission consiste à fournir à nos clients de l'électricité propre, fiable, sécuritaire et à faible coût. En tant que chefs de file en matière de solutions d'électricité propre centrées sur les clients, nous sommes bien placés pour appuyer les objectifs ESG et de développement durable de nos clients. 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 la croissance de l'électricité renouvelable et un véritable engagement en matière de développement durable. Nous pensons être particulièrement bien placés alors que le monde continue de s'électrifier et d'adopter des pratiques de développement durable. Se reporter à la rubrique «Description des activités» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Notre président et chef de la direction, John Kousiniaris, aborde notre processus de décarbonation ci-après.

TransAlta a adopté une cible visant la carboneutralité d'ici 2045. Pourquoi la Société a-t-elle pris cette décision?

«Notre nouvelle cible de carboneutralité a été établie en fonction de notre stratégie de croissance. Autrement dit, en mettant l'accent sur la croissance de nos actifs d'énergie renouvelable visés par des contrats, nous faisons croître nos activités et non nos émissions. Nous sommes convaincus que ce type de croissance ainsi que nos investissements dans de nouvelles technologies et notre participation continue à des marchés environnementaux nous permettront d'atteindre cette nouvelle cible. Nous croyons qu'il est important que la Société assume la responsabilité envers le public d'atteindre ces cibles et de s'assurer que ses investisseurs, clients et parties prenantes sont au courant de la direction qu'elle prend relativement à cet effort important.»

De quelle façon la stratégie de la Société cadre-t-elle avec les objectifs de l'Accord de Paris?

«Nous sommes déterminés à maintenir une position de chef de file en matière de lutte contre les changements climatiques et à contribuer à bâtir un avenir carboneutre. Notre stratégie de croissance est axée sur les projets d'énergie renouvelable et de stockage d'énergie, ce qui est conforme à l'objectif de l'Accord de Paris consistant à limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C. En pourcentage, les réductions des émissions de TransAlta dépassent déjà les cibles nationales de réduction des émissions pour 2030 dans les territoires où nous exerçons nos activités, et nous prévoyons réaliser d'autres réductions d'ici la fin de la décennie. Notre rythme de réduction des GES est conforme à l'Accord de Paris. L'engagement de la Société à l'égard de la politique publique cadre avec ses engagements à l'égard des changements climatiques et appuie la prise de mesures stratégiques appropriées pour limiter les risques climatiques.»

Quelles technologies TransAlta adoptera-t-elle pour aider ses clients dans leurs efforts de décarbonation?

«TransAlta aide ses clients en mettant en œuvre et en exploitant des projets d'énergie renouvelable et de stockage d'énergie fiables et des projets de production sur place qui répondent à leurs besoins. Cet engagement fondamental repose sur un ensemble de technologies et d'options contractuelles que nous adaptons pour veiller à ce que nos clients reçoivent l'énergie qu'ils requièrent et à ce que les résultats environnementaux soient conformes à leurs engagements à l'égard des questions ESG. Depuis 2021, notre équipe responsable de l'innovation en matière d'énergie renforce notre expertise au chapitre des technologies émergentes. Ses travaux ont mené à un placement en titres de capitaux propres de 2 millions de dollars dans Ekona pour soutenir la commercialisation d'une plateforme technologique de pyrolyse du méthane, qui produit de l'hydrogène turquoise plus propre et à moindre coût. En outre, nous nous sommes engagés à investir 25 millions de dollars américains au cours des quatre prochains exercices dans le Fonds Frontier d'EIP, ce qui nous permet de repérer, de tester et de commercialiser des technologies qui faciliteront l'atteinte des objectifs de décarbonation. Nous continuerons de faire des investissements stratégiques dans l'avenir. Nous renforcerons ainsi notre position en tant que partenaire en matière d'électricité propre centré sur le client et atténuerons les risques liés à la technologie pour nos actifs marchands.»

Comment la Société peut-elle assurer le fonctionnement de la transition énergétique pour les gens?

« Notre transition énergétique repose sur la mise en œuvre de stratégies de décarbonation dans un cadre de transition inclusif. Par exemple, depuis 2015, TransAlta honore son engagement d'investir 55 millions de dollars américains sur 10 ans pour soutenir les initiatives en matière d'efficacité énergétique, de développement économique et communautaire, d'éducation et de recyclage dans l'État de Washington. En Alberta, nous nous engageons depuis 2016 à investir dans des programmes et des initiatives appuyant les collectivités établies autour des centrales qui subissent les répercussions de l'abandon progressif de la production à partir du charbon pendant la transition. Il ne faut pas minimiser les difficultés que ces transitions causent pour nos travailleurs et les collectivités au sein desquelles nos activités se transforment. Notre objectif est de mener à bien la transition et de contribuer à un avenir positif qui offrira de nouvelles possibilités. »

Cibles de développement durable pour 2023 et au-delà

Nos cibles de développement durable pour 2023 et au-delà soutiennent le succès de notre entreprise de sorte que la Société maintiendra sa position de leader en matière de questions ESG dans l'avenir. Les objectifs et les cibles sont fixés pour accroître notre performance ESG et gérer les enjeux importants actuels et émergents liés au développement durable conformément aux objectifs de développement durable des Nations Unies («ODD des Nations Unies») et au référentiel Future-Fit Business, qui définit également des objectifs de développement durable pour les entreprises. TransAlta est engagée à décarboner sa production d'énergie et à accélérer la croissance de la production d'énergie propre. Nous sommes convaincus que nous pouvons avoir une plus grande incidence positive relativement à l'ODD 7, *Énergie propre et d'un coût abordable*, et à l'ODD 13, *Mesures relatives à la lutte contre les changements climatiques*, des Nations Unies, tout en appuyant sept autres ODD.

TransAlta a adopté cinq nouvelles cibles de développement durable visant les changements climatiques, la biodiversité, la sécurité et la chaîne d'approvisionnement.

Nous avons adopté une cible liée aux changements climatiques plus rigoureuse visant l'atteinte de la carboneutralité pour l'ensemble des émissions de GES de portée 1 et 2 de TransAlta d'ici 2045. En 2021, TransAlta a approuvé une cible liée aux changements climatiques visant à réduire de 75 % nos émissions de GES de portée 1 et 2 d'ici 2026 par rapport à l'année de référence 2015. Nous estimons que cette cible est conforme aux plus récentes données scientifiques sur le climat et au cadre de décarbonation du secteur de l'électricité consistant à limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C et à atteindre les objectifs de l'Accord de Paris. Nous nous sommes aussi engagés à suivre et à présenter 80 % de nos émissions totales de portée 3 d'ici 2024.

De plus, TransAlta a approuvé deux nouvelles cibles relatives à la biodiversité qui soutiennent l'intention sous-tendant les recommandations du GIFCC.

Nous avons également rehaussé la cible concernant notre taux de fréquence totale des accidents enregistrales, et une nouvelle cible relative à la chaîne d’approvisionnement a été établie afin d’intégrer les considérations liées au développement durable dans nos chaînes d’approvisionnement.

En 2022, nous avons atteint nos cibles de réduction des émissions atmosphériques et de la consommation d’eau à l’échelle des centrales, en avance de quatre ans par rapport à la date prévue de 2026. En 2023, nous examinerons la possibilité d’établir de nouvelles cibles relatives aux émissions atmosphériques et à la consommation d’eau conformément à notre engagement d’améliorer continuellement notre performance environnementale.

Les objectifs sont décrits ci-dessous :

Objectifs ESG : Questions environnementales

Objectif de développement durable	Cible de développement durable	Rapprochement avec les ODD des Nations Unies ou le 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 20 millions m ³ ou 40 % de la consommation d’eau (prélèvements moins déversements) par rapport au niveau de référence de 2015 à l’échelle des centrales	Objectif 6.4 des ODD 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 émissions atmosphériques	D’ici 2026, réduction de 95 % des émissions de SO ₂ et de 80 % des émissions de NO _x par rapport aux niveaux de 2005	Objectif 9.4 des ODD 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.»
Protection de la nature et de la biodiversité	D’ici 2024, évaluation et présentation des risques et possibilités liés à la nature, notamment les dépendances de TransAlta aux écosystèmes, à la terre, à l’eau et à l’air, et l’incidence qu’elle a sur ceux-ci	Objectif 15.5 des ODD des Nations Unies : «Prendre d’urgence des mesures énergiques pour réduire la dégradation du milieu naturel, mettre un terme à l’appauvrissement de la biodiversité et, d’ici à 2020, protéger les espèces menacées et prévenir leur extinction.»
	Aucun incident lié à la biodiversité	
Réduction des émissions de GES	D’ici 2026, réduction de 75 % des émissions de GES de portée 1 et 2 par rapport à l’année de référence 2015	Objectif 13.2 des ODD 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 2045, atteinte de la carboneutralité pour l’ensemble des émissions de GES de portée 1 et 2 de TransAlta	
	D’ici 2024, suivi et présentation de 80 % des émissions de portée 3 de TransAlta	

Objectifs ESG : Questions sociales

Objectif de développement durable	Cible de développement durable	Rapprochement avec les ODD des Nations Unies ou le référentiel Future-Fit Business
Réduction des incidents liés à la sécurité	Taux de fréquence totale des accidents enregistrables de moins de 0,32	Objectif 8.8 des ODD 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.»
Intégration des considérations en matière de développement durable dans la chaîne d'approvisionnement	D'ici 2024, 80 % de nos dépenses seront faites auprès de fournisseurs ayant une politique de développement durable ou s'étant engagés à soutenir le développement durable	Objectif 12.7 des ODD des Nations Unies : «Promouvoir des pratiques durables dans le cadre de la passation des marchés publics, conformément aux politiques et priorités nationales.»
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 des ODD 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 des ODD 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.»

Objectifs ESG : Gouvernance

Objectif de développement durable	Cible de développement durable	Rapprochement avec les ODD des Nations Unies ou le référentiel Future-Fit Business
Renforcement de l'égalité des sexes	Représentation féminine de 50 % au sein du conseil d'ici 2030	Objectif 5.5 des ODD 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.»
	Représentation féminine d'au moins 40 % parmi tous les employés de la Société d'ici 2030	
	Maintien de l'équité salariale pour les femmes qui occupent des rôles équivalents à ceux des hommes	
Leadership en matière de présentation d'informations sur les questions ESG dans l'information financière	Maintien de notre position de leader en matière de présentation annuelle de l'information intégrée sur les questions ESG grâce à un meilleur alignement sur les principaux cadres de présentation d'informations sur le développement durable	Objectif 12.6 des ODD 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.»

Objectifs ESG : Questions environnementales et sociales

Objectif de développement durable	Cible de développement durable	Rapprochement avec les ODD des Nations Unies ou le référentiel Future-Fit Business
Transition vers d'autres énergies que le charbon	D'ici la fin de 2025, fin de la production au charbon et capacité de production nette détenue provenant entièrement d'énergies renouvelables et de gaz	Objectif 7.1 des ODD des Nations Unies : «D'ici 2030, garantir l'accès de tous à des services énergétiques fiables, durables et modernes, à un coût abordable.»
Solutions d'énergie propre pour les clients	Mise en valeur de nouveaux projets d'énergie renouvelable 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	Objectif 7.2 des ODD des Nations Unies : «D'ici 2030, augmenter substantiellement la part des énergies renouvelables dans la combinaison énergétique mondiale.»

Performance en matière de développement durable de 2022

En 2022, nous avons atteint notre objectif consistant à réduire de 80 % la production totale de déchets de TransAlta par rapport à la production de 2019. Nous avons également atteint nos objectifs 2026 de réduction des émissions atmosphériques et de la consommation d'eau. En 2022, la performance de TransAlta en matière de sécurité a été une réussite marquante dans nos mesures de la performance sociale. Au chapitre du taux de fréquence totale des accidents enregistrables, nous avons surpassé notre cible de performance exceptionnelle et avons obtenu notre meilleur résultat à ce jour.

La performance par rapport à nos cibles de développement durable de 2022 est décrite ci-dessous :

Objectifs ESG : Questions environnementales

Objectif de développement durable	Cible de développement durable	Résultats	Commentaires
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 à Centralia sont en cours.
	D'ici 2046, remise en état complète de notre mine de charbon de Highvale en Alberta	En voie de réalisation	Notre mine de charbon de Highvale, en Alberta, a été fermée le 31 décembre 2021 et les travaux de remise en état sont en cours.
Gestion responsable de l'eau	D'ici 2026, réduction de 20 millions m ³ ou 40 % de la consommation d'eau (prélèvements moins déversements) par rapport au niveau de référence de 2015 à l'échelle des centrales	Atteint	Depuis 2015, nous avons réduit notre consommation d'eau de 20 millions m ³ , ou de 43 %, à l'échelle des centrales.
Réduction des déchets d'exploitation	D'ici 2022, réduction de 80 % de la production totale de déchets par rapport au niveau de référence de 2019	Atteint	En 2022, nous avons réduit la production totale de déchets de l'équivalent de 1 325 000 tonnes, ou 86 %, par rapport aux niveaux de 2019.
Réduction des émissions atmosphériques	D'ici 2026, réduction de 95 % des émissions de SO ₂ et de 80 % des émissions de NO _x par rapport aux niveaux de 2005	Atteint	Depuis 2005, nous avons réduit les émissions de SO ₂ de 98 % et les émissions de NO _x de 83 %.
Réduction des émissions de GES	D'ici 2026, réduction de 75 % des émissions de GES de portée 1 et 2 par rapport à l'année de référence 2015	En voie de réalisation	Depuis 2015, nous avons réduit les émissions de GES de 68 %. En 2022, nous avons réduit les émissions d'environ 2,3 millions de tonnes d'éq. CO ₂ , ou 18 %, par rapport aux niveaux de 2021.
	D'ici 2050, atteinte de la carboneutralité	En voie de réalisation	

Objectifs ESG : Questions sociales

Objectif de développement durable	Cible de développement durable	Résultats	Commentaires
Réduction des incidents liés à la sécurité	Taux de fréquence totale des accidents enregistrables de moins de 0,61	Atteint	En 2022, nous avons obtenu un taux de fréquence totale des accidents enregistrables de 0,39 comparativement à 0,82 en 2021. Notre excellente performance en matière de sécurité est attribuable à nos efforts pour renforcer notre culture de la sécurité, réduire les dangers, évaluer et améliorer la tolérance au risque et normaliser les informations et la technologie en matière de collecte de données.
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 2022, le soutien a représenté une valeur totale de 457 000 \$. En 2021-2022, nous avons offert un soutien financier à 20 étudiants dans le cadre de notre partenariat avec Inspire et soutenu le programme du Southern Alberta Institute of Technology, qui offre à des étudiants autochtones la possibilité de suivre des programmes de rattrapage.
	Formation de sensibilisation à la culture autochtone offerte à tous les employés de TransAlta d'ici la fin de 2023	En voie de réalisation	En 2022, nous avons offert à tous les employés canadiens une formation sur la sensibilisation aux questions autochtones. La formation sera offerte aux employés en Australie et aux États-Unis d'ici la fin de 2023.

Objectifs ESG : Gouvernance

Objectif de développement durable	Cible de développement durable	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 2022, les femmes représentaient 36 % de la composition totale du conseil comparativement à 42 % en 2021, en raison de la retraite de l'une des membres du conseil.
	Représentation féminine d'au moins 40 % parmi tous les employés de la Société d'ici 2030	En voie de réalisation	Au 31 décembre 2022, les femmes représentaient 26 % de l'ensemble de nos employés, soit une augmentation par rapport à 24 % en 2021.
	Maintien de l'équité salariale pour les femmes qui occupent des rôles équivalents à ceux des hommes	Atteint	En 2022, notre ratio d'équité salariale entre les hommes et les femmes s'élevait à 99 %. Nous avons entrepris un examen des niveaux de rémunération de base des employés non syndiqués ne faisant pas partie de la direction dans le cadre duquel nous avons comparé le salaire des femmes et celui des hommes pour des postes comparables.
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 2022, le CDP (le réseau mondial d'information sur les conséquences environnementales, anciennement appelé Carbon Disclosure Project) nous a accordé la note A-. Cette note nous classe au-dessus de la note moyenne régionale en Amérique du Nord (note C) et de la moyenne du secteur de la production d'énergie thermique (note B). En 2022, MSCI a rehaussé la note ESG de TransAlta, qui est passée de «BBB» à «A». Le rehaussement reflète la forte croissance de la Société en matière d'énergie renouvelable par rapport à ses pairs.

Objectifs ESG : Questions environnementales et sociales

Objectif de développement durable	Cible de développement durable	Résultats	Commentaires
Leadership en matière de production d'énergie propre d'ici 2025	D'ici la fin de 2025, fin de la production au charbon et capacité de production nette détenue provenant entièrement d'électricité propre (énergies renouvelables et gaz)	En voie de réalisation	En 2021, nous avons mis hors service ou converti toutes les centrales alimentées au charbon au Canada et fermé la mine de charbon de Highvale, ce qui a mis fin à toutes les activités de production d'électricité à partir du charbon au Canada. La centrale de Centralia aux États-Unis devrait être mise hors service le 31 décembre 2025.
Solutions d'énergie propre pour les clients	Mise en valeur de nouveaux projets d'énergie renouvelable 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	En voie de réalisation	En 2022, nous avons réussi à livrer 800 MW de nouvelle capacité, ou 40 % de la croissance visée de la capacité provenant d'énergies renouvelables. Nous sommes en bonne voie d'atteindre notre objectif de fournir 2 GW de capacité supplémentaire d'ici 2025, conformément à notre plan de croissance de l'électricité propre.

Décarbonation de notre combinaison énergétique

À TransAlta, les questions ESG ne se résument pas à une stratégie commerciale, mais constituent un avantage concurrentiel. Le développement durable est l'une de nos valeurs fondamentales, c'est pourquoi nous nous efforçons d'intégrer les changements climatiques dans la gouvernance, la prise de décision, la gestion des risques et nos activités commerciales quotidiennes. Le résultat de notre engagement à l'égard des changements climatiques est l'amélioration continue des enjeux fondamentaux liés au climat 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.

Nous reconnaissons l'incidence des changements climatiques sur la société et nos activités à l'heure actuelle et dans l'avenir. Notre engagement à l'égard de l'énergie renouvelable est né il y a 111 ans avec la construction de nos premiers actifs hydroélectriques en Alberta, qui sont toujours en service aujourd'hui. En 1997, nous avons commencé à exploiter notre premier parc éolien, en 2014, notre première centrale solaire et en 2020, notre première centrale de stockage par batteries. À l'heure actuelle, nous exploitons plus de 50 installations d'énergie renouvelable au Canada, aux États-Unis et en Australie.

Depuis 2018, notre rapport sur la gestion des changements climatiques est fondé sur les recommandations du GIFCC. Ce cadre permet d'éclairer la discussion et de fournir un contexte sur la manière dont les changements climatiques influent sur nos activités.

Stratégie et gestion du risque

Stratégie en matière de changements climatiques

Comme il est décrit dans les rubriques suivantes, notre évaluation des risques et des possibilités et notre analyse des scénarios climatiques appuient l'élaboration et l'amélioration continue de notre stratégie en matière de changements climatiques. Nous surveillons et gérons activement les risques et possibilités en matière de changements climatiques conformément à notre stratégie d'affaires globale pour veiller à demeurer résilients, quel que soit le scénario.

TransAlta reste engagée à tracer une voie de la résilience dans un monde de décarbonation afin d'appuyer les objectifs adoptés en vertu de l'Accord de Paris et ceux qui ont été adoptés lors des réunions internationales sur le climat qui ont suivi. Notre stratégie est axée sur l'exploitation de nos actifs existants (éoliens, hydroélectriques, solaires, alimentés au gaz naturel et au charbon et de stockage par batteries), l'élimination progressive de la production d'électricité à partir du charbon et la mise en valeur de projets d'énergie renouvelable et de stockage d'énergie. Nos clients intègrent de plus en plus les risques liés aux questions ESG dans leur prise de décisions d'affaires; par conséquent, nous croyons qu'il est avantageux de faire croître nos activités de production d'énergie propre pour soutenir les objectifs de développement durable de nos clients. Notre portefeuille d'actifs de production d'énergies renouvelables illustre bien notre investissement et notre

progression en matière d'énergie renouvelable. De 2000 à 2022, nous avons fait passer notre capacité nominale provenant des énergies renouvelables d'environ 900 MW à plus de 2 900 MW. Aujourd'hui, notre portefeuille diversifié d'énergies renouvelables fait de nous l'un des plus grands producteurs d'énergies renouvelables en Amérique du Nord et d'énergie éolienne au Canada et le plus grand producteur d'hydroélectricité en Alberta.

Nous contribuons également aux objectifs de développement durable de nos clients par l'intermédiaire du marché des attributs environnementaux. Les attributs environnementaux que nous générons comprennent les crédits compensatoires de carbone, les crédits d'énergie renouvelable et les crédits compensatoires d'émissions. Nos clients peuvent utiliser les attributs environnementaux pour réduire les coûts de conformité liés aux politiques sur le carbone ou aux normes en matière de portefeuilles d'énergies renouvelables. En outre, les attributs environnementaux peuvent aider à atteindre les objectifs volontaires de développement durable ou de réduction du carbone des entreprises.

Pour contrer les difficultés liées à l'intermittence de l'énergie renouvelable, nous continuons d'investir dans le stockage par batteries. En 2020, nous avons mis en service le projet de stockage par batteries WindCharger, le premier du genre en Alberta, qui stocke l'énergie produite par l'unité 2 de notre parc éolien Summerview et la décharge dans le réseau électrique de l'Alberta advenant des pénuries d'approvisionnement, et qui fournit des services essentiels de soutien du réseau à la société d'exploitation. En outre, en 2021, nous avons convenu de fournir à BHP de l'électricité solaire au moyen d'un système de stockage d'énergie par batteries grâce à la construction du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, en Australie-Occidentale. Ce projet aidera BHP à réaliser ses objectifs de réduction des émissions et à produire du nickel de façon durable et à faible teneur en carbone pour ses clients. Le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, qui est en voie d'être achevé au début de 2023, devrait réduire les émissions de GES de portée 2 (liées à l'électricité) de BHP de 540 000 tonnes d'éq. CO₂ au cours des dix premières années d'exploitation. En 2022, TransAlta a conclu un contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction pour l'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith afin de soutenir le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields. L'expansion facilitera la connexion d'une capacité de production supplémentaire à notre réseau afin de soutenir les activités de BHP et d'accroître sa compétitivité à titre de fournisseur de nickel à faible émission de carbone.

Pour faciliter notre propre cheminement en vue d'assurer la résilience climatique, nous avons pris d'importantes mesures pour réduire notre empreinte carbone au cours des dernières années. En 2021, nous avons adopté une cible liée aux changements climatiques plus rigoureuse visant à réduire de 75 % nos émissions de GES de portée 1 et 2 d'ici 2026 par rapport à l'année de référence 2015. Nous estimons que cette cible est conforme aux plus récentes données scientifiques sur le climat et au cadre de décarbonation du secteur de l'électricité consistant à limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C et à atteindre les objectifs de l'Accord de Paris. De plus, nous avons adopté une cible à long terme liée aux changements climatiques visant à accélérer l'atteinte de la carboneutralité pour les émissions de GES de portée 1 et 2 de TransAlta d'ici 2045. Cette cible ambitieuse est conforme à la *Loi sur la responsabilité en matière de carboneutralité* visant l'atteinte de zéro émission nette d'ici 2050.

Nous prenons également des mesures stratégiques à l'égard de la décarbonation du secteur de l'énergie et pour appuyer la transition énergétique. En 2022, nous avons accompli une progression cumulative de 800 MW à l'égard du plan de croissance de l'électricité propre que nous avons annoncé en 2021. Ce plan permettra à la Société de faire croître son portefeuille d'énergie renouvelable de 2 GW et de mettre en place un portefeuille de croissance de 5 GW d'ici 2025. En 2023, nous prévoyons prendre des décisions d'investissement définitives visant des projets d'énergie propre supplémentaires d'une capacité de 500 MW au Canada, aux États-Unis et en Australie. En 2025, nous mettrons hors service notre dernière unité alimentée au charbon aux États-Unis, marquant ainsi l'abandon de la production d'électricité à partir du charbon de TransAlta.

À ce jour, nous avons retiré une capacité de production à partir du charbon de 4 664 MW depuis 2018 et converti une capacité de 1 659 MW au gaz naturel. En comparaison, nos unités converties au gaz naturel génèrent environ 57 % moins d'émissions de CO₂ que les unités alimentées au charbon. Le fait de convertir les centrales plutôt que de les mettre hors service permet de réduire les coûts et les émissions associés aux nouvelles constructions et s'aligne sur les ODD des Nations Unies, en particulier l'objectif 9, *Industrie, innovation et infrastructures*. L'achèvement des projets de conversion et la fermeture de la mine de charbon de Highvale contribuent également à l'atteinte des objectifs de l'Alliance : Énergiser au-delà du charbon, à laquelle TransAlta s'est jointe en 2021 dans le cadre de la COP26.

Nous engageons activement le dialogue avec les décideurs politiques et les parties prenantes pour trouver une façon d'aider les réseaux électriques que nous desservons à atteindre la carboneutralité tout en conservant la fiabilité. Nous continuerons d'investir dans les énergies renouvelables et d'évaluer les meilleures façons de fournir des services de stockage d'énergie, y compris intégrer à la stratégie de la Société les leçons tirées du stockage par batteries à l'échelle industrielle et en faire part au gouvernement. Du même coup, le gaz naturel jouera un rôle crucial dans le secteur de l'électricité en fournissant une production pouvant être répartie pour répondre à la demande actuelle du réseau et faciliter une transition énergétique sans heurts. Nous cherchons constamment l'amélioration de l'efficacité énergétique et des possibilités d'obtenir des réductions d'émissions à des coûts concurrentiels. En outre, nous nous engageons à investir dans des mesures d'atténuation des changements climatiques afin de maximiser la valeur pour nos actionnaires, nos clients, les collectivités locales et l'environnement.

Plan de transition climatique

Un plan de transition climatique présente les mesures qu'une entreprise prévoit prendre pour réduire les risques et accroître les possibilités en lien avec les changements climatiques, conformément aux recommandations du GIFCC. En 2022, TransAlta a élaboré son premier plan de transition climatique consolidé, qui expose son approche pour la réduction des émissions opérationnelles et des émissions liées à la chaîne de valeur, afin que ses activités d'exploitation soient carboneutres d'ici 2045. De plus, notre plan de transition climatique comprend des mesures en matière de finance durable et des mesures de transition inclusives qui cadrent avec l'engagement de TransAlta à l'égard de la transition vers une économie à faible émission de carbone. Pour de plus amples renseignements, se reporter à «Finance durable» sous la rubrique «Décarbonation de notre combinaison énergétique» et à «Transition inclusive» sous la rubrique «Dialoguer avec nos parties prenantes pour bâtir des relations positives» du présent rapport de gestion.

Notre plan de transition climatique présente les mesures que TransAlta a prises par le passé ainsi que les mesures qu'elle prévoit prendre à court terme (de 2023 à 2025) et à moyen ou long terme (à compter de 2026). Pour chacune de ces mesures, nous avons évalué notre capacité à contrôler (C) les résultats escomptés, à établir un partenariat (P) avec des parties prenantes afin d'atteindre les résultats ou à influencer (I) les résultats afin que nous puissions atteindre nos objectifs de décarbonation.

Le niveau le plus élevé de surveillance des questions liées aux changements climatiques, y compris les mesures de notre plan de transition climatique, est au niveau du conseil. Pour de plus amples renseignements, se reporter à «Surveillance exercée par le conseil d'administration» sous la rubrique «Gouvernance en matière de changements climatiques» du présent rapport de gestion. Pour de plus amples renseignements sur la rémunération des membres de la direction fondée sur les cibles en matière de climat, se reporter à «Rémunération liée aux questions ESG» sous la rubrique «Favoriser un effectif diversifié et inclusif» du présent rapport de gestion. Pour plus de précisions sur les mesures et les cibles à l'appui de notre plan de transition climatique, notamment les mesures financières liées aux changements climatiques, se reporter à «Changements climatiques : mesures et cibles» sous la rubrique «Gestion des risques et des possibilités liés aux changements climatiques» du présent rapport de gestion.

Exercer des activités d'exploitation carboneutres d'ici 2045

	Mesures passées	Mesures à court terme (2023-2025)	Mesures à moyen ou long terme (à compter de 2026)
Hydro-électricité	Nous sommes devenus le plus grand producteur d'hydroélectricité en Alberta. (C)	Fournir une capacité supplémentaire de 2 GW provenant d'énergies renouvelables au moyen d'un investissement ciblé de 3,6 milliards de dollars d'ici la fin de 2025 (C)	Permettre de doubler le portefeuille d'énergies renouvelables d'ici 2030 (C)
Énergie éolienne et énergie solaire	De 2000 à 2022, nous avons augmenté notre capacité nominale provenant des énergies renouvelables d'environ 2 000 MW. (C) En 2022, la Société a annoncé de nouveaux projets de construction d'une capacité 200 MW, ainsi que des projets de parcs éoliens à un stade de développement avancé d'une capacité de 100 MW. (C)	D'ici 2025, générer un BAIIA provenant à hauteur de 70 % d'énergies renouvelables et de projets de stockage (C) D'ici la fin de 2025, accélérer la croissance des solutions d'énergie renouvelable centrées sur le client grâce au déploiement de notre filière de développement de 5 GW (C)	D'ici 2030, créer de nouvelles possibilités de croissance dans les énergies renouvelables et le stockage (C)
Stockage par batteries	La Société a exploité sa première centrale de stockage par batteries en 2020. (C) En 2022, la Société a commencé la construction d'un projet d'énergie solaire avec un système de stockage d'énergie par batteries de 48 MW en Australie. (C)	Mettre en valeur des installations de stockage par batteries d'une capacité allant jusqu'à 180 MW au Canada (C) Évaluer et déployer le stockage par batteries de pair avec les centrales d'énergies renouvelables, s'il y a lieu (C)	
Gaz naturel	En 2021, la Société a achevé ses conversions du charbon au gaz au Canada. (C) Depuis 2018, la Société a converti une capacité de 1 659 MW du charbon au gaz naturel. (C)	Exploiter des unités à cycle simple, à cycle combiné et des centrales de cogénération au Canada, aux États-Unis et en Australie (C) Évaluer le déploiement de solutions fondées sur la nature ou de solutions techniques afin de neutraliser la production soutenue alimentée au gaz, s'il y a lieu (C) Évaluer l'utilisation d'énergie renouvelable et de gaz naturel à faible émission de carbone (C)	Neutraliser les émissions résiduelles découlant de la production alimentée au gaz grâce au recours à d'autres combustibles, à de nouvelles technologies ou à des solutions fondées sur la nature (C)

Exercer des activités d'exploitation carboneutres d'ici 2045

	Mesures passées	Mesures à court terme (2023-2025)	Mesures à moyen ou long terme (à compter de 2026)
Technologies et solutions émergentes en matière de réduction des émissions	<p>Nous avons commencé à explorer de nouvelles technologies, telles que le stockage, l'hydrogène et le captage du carbone. (P)</p> <p>En 2022, nous avons soutenu la mise en valeur de la production d'hydrogène à faible coût et à faible émission grâce à un investissement de 2 millions de dollars dans une entreprise canadienne. (P)</p>	<p>Définir la prochaine génération de solutions et de technologies de production d'énergie et le potentiel d'investissements parallèles dans de nouveaux secteurs complémentaires d'ici la fin de 2025 (P)</p> <p>Évaluer de nouvelles façons de soutenir nos clients grâce à des technologies de décarbonation autres que l'électrification (P)</p> <p>S'associer avec des entreprises chefs de file à l'échelle mondiale afin de cibler des technologies révolutionnaires aux premiers stades de développement grâce à un investissement de 25 millions de dollars américains dans un fonds à l'appui d'une décarbonation profonde. (P)</p> <p>Déceler les possibilités d'établir des partenariats et de tester et déployer de nouvelles technologies de production carboneutres. (P)</p> <p>Évaluer et déployer des technologies d'absorption des GES, s'il y a lieu (C)</p>	<p>Déployer de nouvelles technologies et solutions de production carboneutres, s'il y a lieu (C)</p> <p>Choisir des matériaux, des produits et des procédés qui produisent moins d'émissions de GES, principalement grâce à des économies d'énergie (C)</p>
Transition énergétique (charbon)	<p>Nous avons retiré une capacité de production à partir du charbon de 4 664 MW depuis 2018, notamment en mettant fin à la production au charbon au Canada en 2021. (C)</p> <p>Nous avons fermé la dernière mine de charbon en 2021. (C)</p>	<p>Poursuivre les travaux de remise en état de nos mines de charbon (C)</p> <p>Contribuer à l'économie circulaire grâce à la réutilisation des déchets miniers ou à la vente de sous-produits miniers (C)</p>	<p>Abandonner la production alimentée au charbon d'ici 2026 (C)</p> <p>Achever la remise en état complète dans l'État de Washington d'ici 2040 et en Alberta d'ici 2046 (C)</p>

Légende : (C) Contrôler les résultats escomptés; (P) Partenariat avec des parties prenantes afin d'atteindre les résultats; (I) Influencer les résultats afin que nous puissions atteindre nos objectifs de décarbonation.

Exercer des activités d'exploitation carboneutres d'ici 2045

	Mesures passées	Mesures à court terme (2023-2025)	Mesures à moyen ou long terme (à compter de 2026)
Chaîne d'approvisionnement	Nous avons amélioré la fonction de gestion des fournisseurs dans le système d'approvisionnement de l'entreprise. (C)	<p>Établir des critères ESG applicables à la chaîne d'approvisionnement (C)</p> <p>Comprendre le profil des fournisseurs directs en matière d'émissions de GES et leurs cibles de réduction (C)</p> <p>Intégrer une capacité de présentation d'informations sur les questions ESG dans le système d'approvisionnement de l'entreprise (C)</p>	<p>Collaborer avec les fournisseurs afin d'évaluer les possibilités d'améliorer leurs cibles de réduction des émissions de GES (I)</p> <p>Établir des lignes directrices relatives à la participation des fournisseurs à l'atteinte des cibles de réduction des émissions de GES (C)</p>
Chaîne de valeur	Nous avons présenté des informations sur un éventail d'émissions de GES de portée 3 à l'échelle de la Société. (C)	<p>Mettre à jour la méthode de présentation des informations sur les émissions de GES de portée 3 (C)</p> <p>Surveiller et présenter 80 % de nos émissions totales de portée 3 (C)</p>	Tenir compte des cibles de réduction des émissions de GES de portée 3 (C)
Finance durable	<p>En 2021, nous avons converti l'emprunt existant de 1,3 milliard de dollars en emprunt lié au développement durable en phase avec les cibles de réduction des émissions de GES et de représentation féminine au sein de l'effectif à l'échelle de la Société. (C)</p> <p>En 2021, nous avons obtenu un financement sous forme d'obligations vertes de 173 millions de dollars pour un projet de parc éolien admissible en Alberta. (C)</p> <p>En 2022, nous avons émis des obligations vertes de premier rang de 400 millions de dollars américains pour des projets d'énergie renouvelable et d'efficacité énergétique admissibles. (C)</p> <p>Nous avons intégré la performance ESG dans la rémunération des employés et des membres de la direction. (C)</p>	<p>Continuer d'évaluer le recours à des instruments financiers durables ou verts afin de financer des projets d'énergie renouvelable et des projets de stockage par batteries (C)</p> <p>Intégrer la performance ESG dans la rémunération des employés et des membres de la direction (C)</p>	Continuer d'évaluer le recours à des instruments financiers durables ou verts afin d'augmenter notre capacité de production provenant d'énergies renouvelables et notre capacité de stockage par batteries (C)

Exercer des activités d'exploitation carboneutres d'ici 2045

	Mesures passées	Mesures à court terme (2023-2025)	Mesures à moyen ou long terme (à compter de 2026)
Transition inclusive	<p>Nous avons élaboré une stratégie d'équité, de diversité et d'inclusion sur cinq ans. (C)</p> <p>Nous avons réalisé un recensement en matière d'équité, de diversité et d'inclusion afin de favoriser un plus grand sentiment d'appartenance pour tous les employés à l'échelle de l'entreprise. (C)</p> <p>Nous avons établi des cibles en matière de santé organisationnelle et d'équité, de diversité et d'inclusion dans le cadre de la rémunération liée aux questions ESG. (C)</p> <p>En 2015, nous avons annoncé un investissement 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 dans l'État de Washington. (P)</p> <p>En 2016, nous avons convenu d'investir dans les collectivités qui subissent les répercussions de l'abandon progressif de la production à partir du charbon en Alberta. (P)</p>	<p>Augmenter le nombre de groupes de ressources offerts aux employés (C)</p> <p>Apporter des changements structurels aux environnements de travail afin de les rendre inclusifs (C)</p> <p>Offrir des possibilités de formation et de sensibilisation sur l'équité, la diversité et l'inclusion ainsi que des campagnes de célébration à longueur d'année (C)</p> <p>Poursuivre l'investissement d'un montant pouvant aller jusqu'à 55 millions de dollars d'ici 2025 pour soutenir la transition énergétique dans les collectivités de l'État de Washington (P)</p> <p>Poursuivre l'investissement dans les collectivités qui subissent les répercussions de l'abandon progressif de la production à partir du charbon en Alberta (P)</p> <p>Renforcer les relations avec les Autochtones en mettant l'accent sur l'engagement communautaire et la consultation, l'investissement dans les collectivités et les occasions de partenariat (P)</p> <p>Offrir une formation de sensibilisation à la culture autochtone à tous les employés d'ici la fin de 2023 (C)</p> <p>Promouvoir la diversité des fournisseurs dans le cadre de nos activités (C)</p>	<p>Mettre en place des groupes de ressources pour les employés avec l'aide de partenaires en matière d'équité, de diversité et d'inclusion (P)</p> <p>Améliorer le recrutement et le maintien en poste des femmes afin d'atteindre les cibles de représentation féminine au sein de l'effectif (C)</p> <p>Maintenir des pratiques de planification de la relève afin d'augmenter la représentation féminine au sein de la haute direction (C)</p> <p>Augmenter la représentation féminine dans le secteur de la production d'énergie en encourageant les femmes à entreprendre une carrière dans le domaine de l'électricité (C)</p> <p>Accroître les occasions de faire appel à des fournisseurs qui répondent aux critères de diversité dans nos processus d'approvisionnement (C)</p> <p>Continuer de renforcer nos relations avec les Autochtones en mettant l'accent sur les occasions de partenariat avec les collectivités locales (P)</p> <p>Offrir un soutien continu aux organisations communautaires locales, conformément à nos piliers d'investissement communautaire dans les régions où nous exerçons nos activités et favorisons la croissance des collectivités (P)</p>

Gouvernance en matière de changements climatiques

Les risques et les possibilités liés aux changements climatiques peuvent avoir une incidence considérable sur nos activités, particulièrement les modifications de réglementation et l'évolution des préférences des clients pour une énergie à faible teneur en carbone. Par conséquent, nous gérons activement les risques et les possibilités afin de poursuivre notre croissance et d'atteindre nos objectifs. Les questions liées au climat sont identifiées à tous les niveaux de la direction, y compris le conseil, l'équipe de direction, les unités fonctionnelles et les fonctions du siège social (p. 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). En nous assurant que les questions liées aux changements climatiques sont reconnues et traitées aux échelons les plus élevés de la Société (y compris au sein du conseil et de la direction), nous avons pu fixer des cibles de réduction des émissions réalisables et augmenter notre capacité de production grâce à l'énergie renouvelable et au stockage d'énergie.

Surveillance exercée par le conseil d'administration

Le niveau le plus élevé de surveillance des questions liées aux changements climatiques est au niveau du conseil, et la surveillance spécifique de certains aspects des mesures prises par la Société face aux changements climatiques est déléguée au comité de la gouvernance, de la sécurité et du développement durable («CGSDD»), au comité d'audit, des finances et des risques («CAFR») et au comité de la performance des investissements («CPI») du conseil.

Le CGSDD se réunit chaque trimestre et aide le conseil à surveiller et à évaluer la conformité à la réglementation et aux obligations d'information sur les changements climatiques. Le CGSDD reçoit de la part de la vice-présidente directrice, Affaires juridiques, commerciales et externes des rapports de la direction sur les changements apportés à la législation sur les changements climatiques et l'incidence potentielle de l'évolution des politiques sur les activités de TransAlta. Le CGSDD appuie le conseil dans l'élaboration de stratégies, de politiques et de pratiques en matière de changements climatiques à l'échelle de la Société. Le CGSDD examine également les lignes directrices relatives à la protection de l'environnement, y compris celles sur les mesures d'atténuation des émissions de GES, et détermine si nos procédures environnementales sont mises en œuvre efficacement.

Le CAFR et le CPI jouent également un rôle dans la gestion des risques et des possibilités liés aux changements climatiques de TransAlta. Le CAFR aide le conseil à surveiller l'intégrité de nos états financiers consolidés et veille à ce que les risques et les possibilités liés aux changements climatiques soient pris en compte dans les décisions financières. En outre, le CAFR est chargé d'approuver les politiques de gestion des risques financiers et du risque lié aux produits de base et d'examiner les rapports trimestriels sur la gestion des risques d'entreprise. Le CPI prend en compte et évalue les risques liés aux projets d'investissements, notamment en surveillant les évaluations et les plans d'atténuation des risques liés aux changements climatiques. Par conséquent, les dépenses d'investissement, les acquisitions et les budgets liés aux changements climatiques sont examinés par le CAFR et le CPI au cas par cas.

Le conseil examine et met à jour chaque année la stratégie de la Société. En 2022, les séances de planification stratégique du conseil ont porté notamment sur les questions liées aux changements climatiques et comprenaient l'examen des initiatives et stratégies de croissance, de la répartition du capital et d'autres questions. Le conseil est composé de personnes qualifiées dotées d'un ensemble de connaissances, d'aptitudes et d'expériences essentielles à la réussite de notre stratégie et à la croissance de nos activités. En 2022, quatre des onze membres du conseil ont déterminé que l'environnement et les changements climatiques faisaient partie de leurs quatre principales compétences pertinentes.

Rôle de la haute direction

Le niveau le plus élevé de surveillance des enjeux liés aux changements climatiques au niveau de la direction relève du président et chef de la direction de TransAlta. Notre vice-présidente directrice, Affaires juridiques, commerciales et externes, fournit au conseil ainsi qu'au président et chef de la direction des informations sur les risques et les possibilités liés aux changements climatiques afin d'aider la Société à orienter sa stratégie commerciale et à se conformer à ses objectifs de réduction des émissions de GES. Nos unités fonctionnelles et les fonctions du siège social travaillent en étroite collaboration pour aider l'équipe de direction à comprendre les risques et les possibilités liés aux changements climatiques. Notre équipe de direction examine les risques et les possibilités de façon trimestrielle et en fait rapport au CGSDD et au CAFR.

À l'échelle des unités fonctionnelles, les risques liés aux changements climatiques sont recensés grâce à notre système de gestion totale de la sécurité, à notre fonction et nos systèmes de gestion des actifs, à nos activités énergétiques et de négociation, à la communication avec nos parties prenantes, à notre surveillance attentive et à notre participation aux groupes de travail.

Plus particulièrement, nous associons une composante de la rémunération des membres de la direction à la réduction des émissions de GES et à la gestion des changements climatiques. Nous lions nos plans incitatifs annuels (incitatif à court terme et incitatifs à long terme) à nos objectifs stratégiques. Nos objectifs stratégiques comprennent la croissance de la production d'énergie renouvelable, la réduction des émissions des GES et le soutien des objectifs de développement durable des clients en matière de décarbonation grâce à la production sur place d'une énergie à faible teneur en carbone.

Se reporter à «Rémunération liée aux questions ESG» sous la rubrique «Favoriser un effectif diversifié et inclusif» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur les mesures incitatives relatives à la performance fondée sur les questions ESG.

Scénarios climatiques

En 2021, nous avons réalisé une analyse de scénarios climatiques pour comprendre les risques et les possibilités et évaluer la viabilité de notre stratégie selon plusieurs scénarios possibles relatifs aux changements climatiques futurs. L'analyse porte sur les scénarios tirés de l'édition 2020 des perspectives énergétiques mondiales de l'Agence internationale de l'énergie («AIE»), un modèle de simulation à grande échelle conçu pour reproduire le fonctionnement des marchés de l'énergie. Nous avons utilisé les trois scénarios suivants : Politiques annoncées («STEPS»), Développement durable («SDS») et Zéro émission nette à l'horizon 2050 («NZE»).

Selon le STEPS, les gouvernements n'ont pas adopté de politiques climatiques et environnementales supplémentaires importantes relativement au système énergétique. Le STEPS suppose que la tarification du carbone se poursuit au Canada alors qu'aucun tarif n'est établi au titre du carbone aux États-Unis ou en Australie. Il suppose également que le secteur de l'énergie réduit ses émissions de 45 % d'ici 2040 tout en augmentant la capacité de production au gaz naturel. Enfin, le STEPS se limite au déploiement de technologies prêtes à être exploitées, y compris l'énergie éolienne et solaire.

Selon le SDS, les objectifs en vertu de l'Accord de Paris (2015) sont atteints, ce qui permettrait de parvenir à zéro émission nette d'ici 2070. Le SDS suppose une montée rapide des politiques et des investissements en matière d'énergies propres qui permettrait au système énergétique d'atteindre aussi les principaux ODD des Nations Unies. Dans le scénario SDS, tous les objectifs de zéro émission nette actuels sont atteints et des efforts considérables sont déployés pour réduire les émissions. Le SDS suppose que la tarification du carbone se poursuit au Canada et qu'elle est établie aux États-Unis et en Australie. Il suppose également que le secteur de l'énergie réduit ses émissions de 90 % d'ici 2040 alors que la capacité de production au gaz naturel demeure stable jusqu'en 2030, puis diminue à l'horizon 2040. Enfin, le SDS suppose qu'en plus de l'énergie éolienne et solaire, le système énergétique repose sur les batteries, le stockage et un certain niveau de captage, d'utilisation et de stockage du carbone («CUSC»), ainsi que sur l'hydrogène.

Le scénario NZE représente une voie pour le secteur de l'énergie mondial vers l'atteinte de zéro émission nette d'ici 2050. Ce scénario suppose également que les principaux ODD liés à l'énergie sont atteints grâce à un accès universel à l'énergie d'ici 2030 et à d'importantes améliorations de la qualité de l'air. Le NZE repose sur l'idée qu'une croissance mondiale de l'électrification soutient la démarche vers l'atteinte de la cible de zéro émission nette. Il suppose qu'une tarification vigoureuse du carbone est établie au Canada, aux États-Unis et en Australie. Le scénario suppose que le secteur de l'énergie atteint la cible de zéro émission nette d'ici 2035 dans les économies développées alors que la capacité de production au gaz naturel est stable jusqu'en 2030, puis diminue considérablement à l'horizon 2040. Tout comme le scénario SDS, le NZE suppose qu'en plus de l'énergie éolienne et solaire, le système énergétique repose sur les batteries, le stockage et un certain niveau de CUSC, ainsi que sur l'hydrogène.

En 2022, nous avons examiné les constatations issues de l'analyse de scénarios climatiques et mis à jour les mesures prises par la direction en conséquence.

Principales constatations issues de l'analyse de scénarios climatiques

Au moyen des scénarios climatiques, nous avons analysé la résilience de nos activités et défini des risques et des possibilités propres à nos actifs. Les trois scénarios présentent des possibilités de croissance pour TransAlta en ce qui a trait aux énergies renouvelables, aux solutions de stockage et aux services auxiliaires. L'analyse de scénarios a démontré que nos actifs de production éolienne et solaire présentent les meilleures perspectives de croissance, ce qui cadre avec notre stratégie de croissance. Dans tous les scénarios, les actifs hydroélectriques demeurent précieux puisqu'ils offrent des possibilités d'expansion afin d'inclure des services de stockage.

Les sections qui suivent mettent en évidence les principaux risques, possibilités et mesures prises par la direction de TransAlta pour tous les scénarios.

Principaux risques liés aux changements climatiques identifiés par scénario

	Intensification de la concurrence	Diminution de la demande d'électricité au gaz naturel	Augmentation des coûts opérationnels
Description	<p>Les subventions ou les fonds prévus pour la transition vers l'énergie propre augmentent alors que les gouvernements visent à accroître la capacité installée d'énergie renouvelable pour répondre à la demande croissante d'électricité et compenser la fermeture des centrales à forte émission de carbone. Au Canada, d'importants investissements pour la décarbonation du réseau devraient affluer en Alberta, comme la plupart des autres marchés provinciaux sont fortement réglementés ou sont déjà à faible émission de carbone. Cela mènera à l'intensification de la concurrence dans le marché de la production marchande, entraînant une grande partie du portefeuille d'actifs de production à faire fréquemment des offres à valeur nulle, ce qui se traduira par une diminution du prix moyen de l'électricité répartie.</p> <p>Simultanément, le coût des énergies renouvelables, dont la diminution est prévue dans tous les scénarios, fait tomber les obstacles à l'accès aux marchés. Ces facteurs combinés accentueront la concurrence pour TransAlta. Les scénarios de l'AIE n'indiquent pas clairement la tarification de l'électricité et la façon dont elle peut être touchée par une concurrence accrue. Cela reste donc un point d'incertitude. Certains changements structurels du marché pourraient être nécessaires pour garantir les rendements des producteurs d'électricité et parvenir à décarboner le réseau.</p>	<p>La demande d'électricité produite à partir du gaz naturel connaît une baisse alors que le marché se tourne vers une énergie plus propre et que le gaz joue dorénavant un rôle de filet de sécurité en matière de fiabilité énergétique. Une baisse additionnelle de la demande provenant des clients des secteurs pétrolier et gazier du Canada peut se produire compte tenu de la diminution des taux de production pétrolière implicite aux scénarios NZE et SDS. La transition vers un monde à faible émission de carbone entraînera vraisemblablement de la volatilité et de l'incertitude au sein du marché. Bien que cela semble contre-intuitif, l'énergie produite à partir du gaz naturel pourrait être requise pour fournir de l'électricité dans le cadre de la transition si le rythme de la décarbonation est plus lent que prévu dans les scénarios ou si les solutions de stockage d'énergie à l'échelle du réseau ne sont pas développées ou commercialisées telles qu'elles ont été modélisées. Dans ces cas, et avec l'abandon du charbon, les actifs de gaz naturel seront utilisés pour la production de base. Par conséquent, les actifs de gaz naturel peuvent encore jouer un rôle pour assurer une transition énergétique harmonieuse et efficace. Il faut optimiser les actifs de gaz naturel et évaluer avec prudence les investissements supplémentaires pour tenir compte du rythme de décarbonation et du risque qui découle de la baisse de la demande d'électricité au gaz naturel.</p>	<p>La tarification du carbone fait augmenter le coût des activités gazières. L'imposition de réductions supplémentaires des émissions pourrait contraindre les dernières centrales à investir dans des technologies comme le CUSC, augmentant encore davantage les coûts opérationnels des centrales alimentées au gaz naturel. Les actifs de gaz naturel aux États-Unis et en Australie sont exposés à moins de risques que les actifs en Alberta, car ils sont visés par des contrats et peuvent facturer des coûts liés au carbone à leurs clients. La surveillance actuelle et anticipée de la tarification régionale du carbone est nécessaire pour planifier et évaluer les augmentations des coûts opérationnels et les répercussions sur les nouveaux projets et investissements.</p>

Principaux risques liés aux changements climatiques identifiés par scénario

	Intensification de la concurrence	Diminution de la demande d'électricité au gaz naturel	Augmentation des coûts opérationnels
NZE	<p>On prévoit que, d'ici 2040, les énergies renouvelables constitueront plus de 85 % de la production d'électricité totale dans les régions où nous exerçons nos activités. L'effervescence de la demande pour les énergies renouvelables intensifiera la concurrence et réduira les tarifs de l'électricité en fonction de la disponibilité et du coût du stockage d'énergie. La fluctuation du prix de l'électricité et l'incertitude accrue du marché devraient influencer sur nos profits.</p>	<p>La part de la production d'électricité au gaz naturel devrait diminuer de plus de 50 % d'ici 2040 dans les régions où nous exerçons nos activités par rapport aux niveaux de 2019. On prévoit que cette baisse de la demande pour l'électricité produite à partir du gaz naturel se répercutera sur nos actifs de gaz naturel si aucune mesure n'est mise en œuvre par la direction.</p>	<p>La hausse des coûts opérationnels attribuable à l'augmentation de la tarification du carbone à 205 \$ US/tonne d'éq. CO₂ d'ici 2040 dans toutes nos régions d'exploitation (économies développées dans les scénarios de l'AIE) et à la diminution de la capacité opérationnelle devrait avoir une incidence sur les profits tirés de nos actifs de gaz naturel.</p>
SDS	<p>Une diminution des subventions et des fonds est prévue dans ce scénario comparativement au NZE. Toutefois, les coûts liés à l'énergie renouvelable diminueront tout de même d'environ 10 % pour l'énergie éolienne et de 55 % pour l'énergie solaire à l'horizon 2040 par rapport aux niveaux de 2019. Cette diminution, de pair avec un certain niveau de subventions, entraînera l'intensification de la concurrence et une baisse potentielle des tarifs de l'électricité, ce qui devrait avoir une incidence sur nos profits.</p>	<p>La production d'électricité au gaz naturel diminue de plus de 50 % en Amérique du Nord, mais demeure stable en Australie à l'horizon 2040 par rapport aux niveaux de 2019. La demande pour l'électricité produite à partir du gaz naturel devrait diminuer plus lentement que dans le scénario NZE. Cette diminution pourrait avoir une incidence sur nos actifs de gaz naturel si aucune mesure n'est mise en œuvre par la direction.</p>	<p>La hausse des coûts opérationnels se produirait plus lentement que dans le scénario NZE, mais la tarification du carbone devrait tout de même atteindre 140 \$ US/tonne d'éq. CO₂ d'ici 2040 dans toutes nos régions d'exploitation. Cette hausse pourrait avoir une incidence sur la capacité opérationnelle et les profits de nos actifs de gaz naturel, selon les dispositions de facturation des coûts liés au carbone aux clients prévues dans nos contrats.</p>
STEPS	<p>Alors que des subventions minimales sont attendues et que le coût d'accès aux marchés ne diminuera pas au même rythme que dans les scénarios SDS et NZE, les coûts liés à l'énergie renouvelable devraient tout de même diminuer d'environ 8 % pour l'énergie éolienne et de 45 % pour l'énergie solaire à l'horizon 2040 par rapport aux niveaux de 2019. Cette diminution entraînera une intensification de la concurrence qui devrait être contrebalancée par une demande d'électricité accrue et ne devrait donc pas avoir une incidence sur nos profits.</p>	<p>La production d'électricité au gaz naturel devrait augmenter de plus de 15 % d'ici 2040 dans les régions où nous exerçons nos activités par rapport aux niveaux de 2019. Ces variations ne devraient pas influencer sur nos actifs de gaz naturel.</p>	<p>Ce scénario ne prévoit pas une forte augmentation des coûts opérationnels puisque seul le Canada prévoit une tarification du carbone en 2040. Par conséquent, les profits tirés de nos actifs de gaz naturel ne devraient pas être touchés.</p>

Principaux risques liés aux changements climatiques identifiés par scénario

	Intensification de la concurrence	Diminution de la demande d'électricité au gaz naturel	Augmentation des coûts opérationnels
Mesures prises par la direction	<p>Il est essentiel pour TransAlta de composer avec l'incertitude entourant la dynamique du marché (la structure, la tarification et la concurrence), les politiques gouvernementales et la planification. Nous avons recours à des couvertures et à des CAÉ pour stabiliser la tarification et planifions générer une croissance de l'énergie propre dans les régions où nous exerçons nos activités. Se reporter aux rubriques «Stratégie en matière de changements climatiques» et «Gestion des risques et des possibilités liés aux changements climatiques» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur notre stratégie et notre gestion des risques.</p>	<p>Nous optimisons les actifs de gaz naturel pour maximiser la valeur et les flux de trésorerie afin d'appuyer la croissance dans les énergies renouvelables et le stockage d'énergie. L'intensité en CO₂ de nos unités converties au gaz naturel est inférieure d'environ 57 % à celle des unités alimentées au charbon. Le fait de convertir les centrales alimentées au charbon plutôt que de les mettre hors service permet de réduire les coûts et les émissions associés aux nouvelles constructions et s'aligne sur les ODD des Nations Unies, en particulier l'objectif 9, Industrie, innovation et infrastructures. En parallèle, nous continuons de faire croître notre portefeuille d'énergie renouvelable. D'ici la fin de 2025, nous parviendrons à une production composée en totalité d'énergies renouvelables et de gaz naturel, avec un BAIIA composé à hauteur de 70 % de BAIIA provenant de sources renouvelables.</p>	<p>Nous avons pris d'importantes mesures pour réduire notre empreinte carbone. Depuis 2015, nous avons réduit nos émissions de GES de 68 %. Nous nous sommes engagés à réduire nos émissions de GES de portée 1 et 2 de 75 % d'ici 2026 par rapport à l'année de référence 2015 et prévoyons atteindre la carboneutralité d'ici 2045. En outre, les fonctions du siège social établissent 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.</p>

Principales possibilités liées aux changements climatiques identifiées par scénario

	Évolution de l'énergie renouvelable comme source importante d'énergie	Développement de nouvelles technologies
Description	<p>Il existe des possibilités de croissance du portefeuille d'énergie renouvelable dans tous les scénarios. Les actifs d'énergie renouvelable (hydroélectrique, éolienne, solaire) devraient devenir les sources de production par défaut étant donné la hausse de la demande d'électricité provenant de ces actifs. La valeur de l'hydroélectricité est appelée à croître compte tenu de la pénétration accrue des énergies renouvelables et du besoin en matière de production fiable à zéro émission. L'hydroélectricité peut ainsi devenir une meilleure source d'électricité de base dans de nombreuses régions. La diminution des coûts de l'énergie renouvelable facilite également la croissance d'un portefeuille d'énergie renouvelable, particulièrement selon les scénarios NZE et SDS.</p>	<p>Il existe des possibilités de développement de systèmes de stockage par batteries ou d'énergie hydroélectrique et de services auxiliaires dans tous les scénarios, l'énergie renouvelable continuant de faire sa place au sein du réseau. Les avancées dans ces domaines doivent permettre la transmission de l'électricité lorsque la production à partir d'énergie renouvelable est interrompue dans une région. On prévoit que le stockage jouera un rôle particulièrement important dans la transition énergétique. Le stockage par batteries à des prix concurrentiels favorise une plus grande adoption des énergies renouvelables.</p>
NZE	<p>Une croissance de la production d'électricité renouvelable d'environ 950 % est attendue d'ici 2040 par rapport aux niveaux de 2019, faisant en sorte que les énergies renouvelables constituent plus de 85 % de la production d'électricité dans les régions où nous exerçons nos activités. La transition de l'hydroélectricité comme capacité de production de base devrait être favorable pour TransAlta. Une augmentation de la capacité provenant des énergies renouvelables de TransAlta et de la demande devrait stimuler la croissance et engendrer une hausse des produits des activités ordinaires.</p>	<p>La hausse des produits des activités ordinaires grâce à l'accès à des marchés nouveaux et en émergence devrait stimuler la croissance et l'augmentation des produits des activités ordinaires selon le scénario NZE. La production de plus de 85 % d'électricité à partir d'énergies renouvelables dans les régions où nous exerçons nos activités permettra d'accomplir d'importantes avancées dans les technologies de stockage et les services auxiliaires. La capacité de stockage devrait croître pour atteindre environ 250 GW aux États-Unis d'ici 2040.</p>
SDS	<p>Une croissance de la production d'électricité renouvelable d'environ 550 % est attendue d'ici 2040 par rapport aux niveaux de 2019, faisant en sorte que les énergies renouvelables constituent plus de 75 % de la production d'électricité dans les régions où nous exerçons nos activités. Une augmentation de la capacité provenant des énergies renouvelables de TransAlta et de la demande devrait stimuler la croissance et engendrer une hausse des produits des activités ordinaires.</p>	<p>La hausse des produits des activités ordinaires grâce à l'accès à des marchés nouveaux et en émergence devrait stimuler la croissance et l'augmentation des produits des activités ordinaires selon le scénario SDS. La production fluctuante restera présente en raison d'une part moins élevée des énergies renouvelables par rapport au scénario NZE; toutefois, la croissance de la capacité des services auxiliaires et de stockage sera nécessaire pour soutenir les activités sur le marché. La capacité de stockage devrait croître pour atteindre environ 110 GW aux États-Unis d'ici 2040.</p>

Principales possibilités liées aux changements climatiques identifiées par scénario

	Évolution de l'énergie renouvelable comme source importante d'énergie	Développement de nouvelles technologies
STEPS	<p>Dans le scénario STEPS, la croissance est atténuée par rapport aux autres scénarios, mais on y prévoit tout de même une croissance des énergies renouvelables de 280 % d'ici 2040 par rapport aux niveaux de 2019. Grâce à cette croissance, environ 50 % de la production d'électricité proviendra des énergies renouvelables à l'horizon 2040 dans les régions où nous exerçons nos activités. Une augmentation de la capacité provenant des énergies renouvelables de TransAlta et de la demande devrait stimuler la croissance et engendrer une hausse des produits des activités ordinaires.</p>	<p>L'accès à des marchés nouveaux et en émergence serait restreint dans ce scénario comparativement aux scénarios NZE et SDS. Bien qu'on prévoit une croissance dans les énergies renouvelables, les besoins en matière de nouvelles technologies ne constituent pas une nécessité dans ce marché et pourraient ne pas être profitables. Par conséquent, nos produits des activités ordinaires ne devraient pas être touchés.</p>
Mesures prises par la direction	<p>Notre engagement à l'égard de l'énergie renouvelable est né il y a plus d'un siècle avec la construction de nos premiers actifs hydroélectriques en Alberta, qui sont toujours en service aujourd'hui. À l'heure actuelle, nous exploitons plus de 50 installations d'énergie renouvelable au Canada, aux États-Unis et en Australie. D'ici la fin de 2025, nous prévoyons que 70 % de notre BAIIA proviendra de sources renouvelables. Notre stratégie est axée sur l'exploitation de nos actifs existants (éoliens, hydroélectriques, solaires, alimentés au gaz et au charbon et de stockage) et la mise en valeur de projets d'énergie renouvelable, de stockage et de production de gaz naturel à faible émission de carbone. Notre portefeuille d'actifs de production d'énergies renouvelables illustre bien notre investissement et notre progression en matière d'énergie renouvelable. De 2000 à 2022, nous avons fait passer notre capacité nominale provenant des énergies renouvelables d'environ 900 MW à plus de 2 900 MW. Aujourd'hui, notre portefeuille diversifié d'énergies renouvelables fait de nous l'un des plus grands producteurs d'énergies renouvelables en Amérique du Nord et d'énergie éolienne au Canada et le plus grand producteur d'hydroélectricité en Alberta.</p>	<p>Pour tirer parti de cette possibilité et pour contrer les difficultés liées à l'intermittence de l'énergie renouvelable, nous continuons d'investir dans le stockage par batteries. En 2020, nous avons mis en service le projet de stockage par batteries WindCharger, le premier du genre en Alberta, qui stocke l'énergie produite par l'unité 2 de notre parc éolien Summerview et la décharge dans le réseau électrique de l'Alberta advenant des pénuries d'approvisionnement. En outre, en 2021, nous avons convenu de fournir à BHP de l'électricité solaire renouvelable au moyen d'un système de stockage d'énergie par batteries grâce à la construction du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, en Australie-Occidentale. Ce projet aidera BHP à réaliser ses objectifs de réduction des émissions et à produire du nickel de façon durable et à faible teneur en carbone pour ses clients. Les travaux de construction ont commencé en 2022 et devraient se terminer au début de 2023.</p>

NZE : Les principaux risques comprennent l'intensification de la concurrence, la baisse de la demande pour le gaz naturel et l'augmentation des coûts opérationnels qui découlent de la tarification accrue du carbone et des mandats axés sur la réduction des émissions. Les principales possibilités comprennent l'évolution de l'énergie renouvelable comme source d'énergie par défaut et les nouvelles avancées technologiques, y compris les systèmes de stockage par batteries et les services auxiliaires. Il convient de souligner qu'il existe d'autres risques et possibilités pour TransAlta dans le cadre du scénario NZE. Par exemple, des changements dans la façon dont les services du marché de l'énergie sont offerts pourraient avoir une incidence positive ou négative sur nos activités. En outre, à mesure que les politiques en matière de crédits carbone évoluent, notre capacité à utiliser ces crédits évoluera également. Enfin, l'évolution de l'énergie renouvelable comme source d'énergie principale exigera une réévaluation des services auxiliaires, ce qui pourrait générer d'importantes possibilités pour TransAlta.

SDS : Les risques et possibilités du scénario SDS demeurent les mêmes que ceux du scénario NZE; toutefois, les incidences sont moindres puisque les changements sur les marchés sont plus lents et moins extrêmes. L'énergie renouvelable devient toujours la principale source d'électricité et des possibilités technologiques s'ajoutent, particulièrement en ce qui concerne les batteries. La demande d'électricité produite à partir du gaz naturel diminue à l'horizon 2040. La tarification du carbone est présente aux États-Unis et en Australie, mais les tarifs sont moins élevés que ceux dans le scénario NZE. Enfin, une réévaluation des services auxiliaires crée une occasion à saisir pour TransAlta.

STEPS : Dans le scénario STEPS, la production d'énergie renouvelable connaît une forte croissance, sans toutefois devenir la source d'énergie principale. La mise en œuvre de nouvelles technologies est beaucoup plus lente, et la demande pour les batteries est moindre. La demande d'électricité produite à partir du gaz naturel ne diminue pas et il n'y a pas de changements à grande échelle sur les marchés permettant d'accroître la stabilité des services, de la tarification et des services auxiliaires. Cela évite le risque associé à la demande d'électricité produite à partir du gaz naturel, mais élimine du même coup les possibilités de croissance des services auxiliaires. Dans ce scénario, les risques matériels sont plus déterminants que les risques liés à la transition.

Pour atténuer les risques et saisir les possibilités, nous avons élaboré des indicateurs liés aux changements climatiques pour surveiller l'évolution des futurs scénarios climatiques. Ces indicateurs présentent les probabilités d'un scénario climatique particulier. Par exemple, un indicateur pourrait comprendre un changement de direction des prix du carbone et du pétrole. Les constatations tirées des scénarios climatiques et ces indicateurs vont de pair avec nos mesures et cibles de développement durable pour orienter l'évolution et la viabilité de la stratégie de la Société ainsi que la planification financière, la gestion des risques, l'évaluation des possibilités et la gestion de l'incertitude.

Gestion des risques et des possibilités liés aux changements climatiques

Nous surveillons et gérons activement les risques liés aux changements climatiques dans le cadre de nos processus de gestion des risques d'entreprise à l'échelle de la Société. En 2021, nous avons établi un processus officiel d'examen des risques spécifiques au moyen d'une analyse de scénarios climatiques. Tel qu'il a été mentionné, les risques et possibilités liés aux changements climatiques sont pris en compte à l'échelle du conseil, des membres de la direction, des unités fonctionnelles et des fonctions du siège social. Les unités fonctionnelles et les fonctions du siège social 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.

Les risques liés aux changements climatiques à l'échelle des actifs ou des unités fonctionnelles sont recensés grâce à notre système de gestion totale de la sécurité, à notre fonction et nos systèmes de gestion des actifs, à nos activités énergétiques et de négociation, à la communication avec nos parties prenantes, à notre surveillance attentive et à notre participation 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 et notés en fonction de leur probabilité et de leur impact. Les 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. Des informations supplémentaires figurent dans la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion.

Nous divisons nos risques liés aux changements climatiques en deux grandes catégories selon les lignes directrices du GIFCC, soit : i) les risques liés à la transition vers une économie à faible émission de carbone, et ii) les risques liés aux impacts physiques des changements climatiques.

Risques liés à la transition vers une économie à faible émission de carbone

Nous cherchons activement à comprendre et à gérer l'incidence des changements climatiques sur nos activités alors que le monde évolue vers une société à faible émission de carbone.

Risques politiques et juridiques

Les modifications de la législation environnementale actuelle ont, et continueront d'avoir, des répercussions sur nos activités et notre entreprise au Canada, aux États-Unis et en Australie.

Pour une évaluation plus détaillée des risques politiques et des risques liés à la réglementation, se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion.

Canada

Le gouvernement du Canada s'est fixé des objectifs ambitieux en matière de réduction des émissions de carbone. Il vise notamment à réduire les émissions à l'échelle nationale de 40 % à 45 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030, ainsi qu'à rendre le réseau électrique carboneutre d'ici 2035, et l'économie nationale, d'ici 2050. Le gouvernement prévoit utiliser plusieurs stratégies pour atteindre ses cibles d'émissions, y compris la tarification du carbone, la réglementation du rendement à l'égard des émissions, le financement de la transition énergétique du secteur industriel, une Norme sur les combustibles propres et des incitatifs pour les consommateurs.

Dans une décision rendue en 2021, la Cour suprême du Canada a confirmé que le gouvernement fédéral a l'important pouvoir d'établir des normes nationales de tarification du carbone. Nous nous attendons à ce que le gouvernement fédéral utilise son pouvoir pour aligner les systèmes provinciaux de tarification du carbone sur les cibles nationales de réduction des émissions de carbone. Les gouvernements provinciaux du Canada exercent une autorité considérable sur leur secteur de l'électricité et jouent un rôle important dans l'établissement de politiques de tarification du carbone et de normes de rendement à l'égard des émissions, et dans l'élaboration et l'exploitation de leurs propres programmes de financement et d'incitatifs. Les négociations concernant l'harmonisation des politiques de tarification du carbone, des programmes de financement et des normes réglementaires nécessiteront probablement des efforts considérables de la part des gouvernements fédéral et provinciaux et pourraient donner lieu à des tensions et à des discordances.

Risques

- La hausse des prix du carbone et la réglementation du rendement à l'égard des émissions pourraient influencer sur le portefeuille de production de gaz naturel de TransAlta au Canada, les gouvernements mettant en place des politiques plus rigoureuses afin d'atteindre les cibles de 2030, de 2035 et de 2050.
- La hausse du financement public à l'appui de la transition énergétique du secteur industriel pourrait créer des incitatifs hors marché favorables à la production concurrente.
- Les incitatifs réglementaires, y compris les crédits visant la réduction des émissions, pourraient créer des incitatifs hors marché favorables à la production concurrente.
- Le manque de coordination fédérale-provinciale quant aux politiques et à la réglementation en matière de climat pourrait être une source d'incertitude à l'égard des investissements.

Possibilités

- Des estimations indépendantes laissent supposer que le Canada devra au moins doubler sa production actuelle d'électricité non émettrice pour atteindre ses cibles climatiques, ce qui laisse sous-entendre un haut degré d'harmonisation des politiques avec le plan de croissance de l'électricité propre de TransAlta. De plus, la demande continue d'être forte de la part du secteur privé pour de la production d'énergie à zéro émission visée par des contrats afin de soutenir l'atteinte des objectifs de développement durable des entreprises.
- Le financement octroyé par le gouvernement pour les technologies novatrices destinées à réduire les émissions du secteur de l'électricité donne à la Société la possibilité d'obtenir du soutien en matière de nouvelles technologies non rentables dans ses projets, ce qui lui permettra d'augmenter sa production ainsi que le nombre de ses installations de stockage d'énergie conformément aux cibles ESG et à ses politiques en la matière.
- Le soutien gouvernemental pour l'électrification du secteur industriel et les mandats visant la mise en place de mesures incitatives à l'intention des consommateurs pour favoriser l'électrification, notamment pour l'acquisition de véhicules électriques, feront croître la charge d'électricité au fil du temps et créeront de nouvelles possibilités de contrats de production d'énergie propre.

Mesures prises par la direction

- Le plan de croissance de l'électricité propre de TransAlta aidera la Société à répondre à la demande croissante provenant des clients et de la politique gouvernementale pour de la production d'électricité propre.
- Nous misons sur la construction et l'acquisition d'actifs visés par des contrats qui offrent une certitude à long terme relativement aux produits des activités ordinaires et qui sont admissibles aux programmes d'incitatifs du gouvernement. TransAlta évalue activement la législation fiscale et les programmes fiscaux en matière d'énergies renouvelables du gouvernement pour maximiser, dans la mesure du possible, l'accès à des incitatifs pour la mise en œuvre de projets.
- La croissance de notre production d'électricité propre visée par des contrats permettra de réduire l'exposition proportionnelle de la Société aux risques liés aux décisions politiques et réglementaires potentielles qui pourraient se répercuter négativement sur la production d'énergie au gaz naturel.
- Nos centrales converties du charbon au gaz naturel correspondent aux plans du gouvernement visant à fournir de l'électricité fiable à des prix concurrentiels aux consommateurs et au secteur.
- Nos dernières centrales au gaz naturel sont exploitées en vertu d'un contrat, réduisant ainsi l'exposition de TransAlta à l'évolution de la tarification du carbone.
- TransAlta collabore activement avec les gouvernements fédéral et provinciaux canadiens pour guider et influencer l'élaboration de politiques pour veiller à ce que son portefeuille d'actifs de production continue de servir ses clients alors que le pays entreprend une transition énergétique plus vaste.
- Nous nous employons activement, directement et par l'entremise d'associations dans le secteur, à encourager les gouvernements à uniformiser leurs programmes de financement et de crédit afin que tous les nouveaux projets puissent obtenir du financement et des incitatifs gouvernementaux de manière équitable.
- TransAlta entretient le dialogue avec tous les gouvernements canadiens pertinents afin d'encourager l'harmonisation des politiques concernant la tarification du carbone et les programmes de réglementation et de financement pour atteindre le plus haut degré de certitude possible au chapitre des investissements.

États-Unis

Le gouvernement des États-Unis s'est fixé des objectifs ambitieux en matière de réduction des émissions de carbone. Il vise notamment à réduire les émissions à l'échelle nationale de 50 % à 52 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030, ainsi qu'à rendre le réseau électrique carboneutre d'ici 2035, et l'économie nationale, d'ici 2050. Les États-Unis n'ont pas de système national de tarification du carbone, mais offrent des incitatifs fédéraux pour la production d'énergie renouvelable et le stockage d'énergie.

Les politiques étatiques et régionales liées au climat et au marché influent considérablement sur le rythme de la transition énergétique aux États-Unis, et de nombreux gouvernements fonctionnent selon des normes visant les sources d'énergie renouvelable et des systèmes de tarification du carbone. Tout comme au Canada, des estimations indépendantes laissent supposer que les États-Unis devront connaître une forte croissance de la production d'énergie à zéro émission pour atteindre leurs objectifs climatiques nationaux.

Risques

- TransAlta exploite deux centrales thermiques aux États-Unis qui pourraient être touchées par des changements aux politiques en matière de changements climatiques à court terme. Toutefois, notre exposition à ces risques politiques est faible (se reporter à la section «Mesures prises par la direction» ci-après).
- La mise en place de nouveaux incitatifs fédéraux importants pour la production d'énergie propre pourrait intensifier la concurrence dans le domaine des énergies renouvelables.

Possibilités

- L'atteinte des objectifs climatiques du gouvernement et le respect des engagements du secteur privé à l'égard du développement durable nécessiteront une croissance rapide et soutenue de la production d'électricité à zéro émission au cours de prochaines décennies. Le plan de croissance de l'électricité propre de TransAlta est axé sur l'offre d'électricité renouvelable à ses clients sous contrat conformément aux cibles fédérales, étatiques et du secteur privé.

- Les programmes d'incitatifs fiscaux américains offrent un important soutien aux nouveaux projets d'énergie renouvelable, faisant des États-Unis un marché en croissance intéressant.

Mesures prises par la direction

- La seule unité alimentée au charbon de TransAlta dans l'État de Washington fait l'objet d'une entente de mise hors service avec le gouvernement de l'État qui dispense la centrale de la tarification du carbone avant la fin de sa vie utile en 2025. La centrale de cogénération Ada de TransAlta est exploitée en vertu d'un contrat qui réduit l'exposition de la Société aux risques politiques.
- Notre plan de croissance de l'électricité propre vise à construire et à acquérir des actifs visés par des contrats qui offrent une certitude à long terme relativement aux produits des activités ordinaires et qui sont admissibles aux programmes d'incitatifs du gouvernement. TransAlta évalue activement la législation fiscale et les programmes fiscaux en matière d'énergies renouvelables du gouvernement pour maximiser, dans la mesure du possible, l'accès à des incitatifs pour la mise en œuvre de projets.

Australie

Le gouvernement de l'Australie a un objectif de réduction des émissions de carbone à l'échelle nationale de 43 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030 et vise l'atteinte d'une économie nationale carboneutre d'ici 2050. Le gouvernement envisage d'apporter des modifications au mécanisme de sauvegarde, mais ces modifications ne devraient pas avoir d'incidence importante sur les actifs de TransAlta. Les gouvernements des États australiens se sont tous fixé des objectifs de zéro émission nette et un certain nombre d'États ont des cibles provisoires pour 2030 et 2040. Ces politiques étatiques font croître la demande pour l'électricité à zéro émission et le stockage d'énergie.

Risques

- Les actifs de gaz naturel australiens de TransAlta pourraient être exposés aux risques politiques relatifs aux changements apportés aux politiques gouvernementales, mais demeurent en bonne position pour atténuer ces risques (se reporter à la section «Mesures prises par la direction» ci-après).

Possibilités

- Notre plan de croissance de l'électricité propre vise à construire de nouveaux actifs de production d'énergie propre en Australie et dans d'autres marchés. Les politiques et les programmes de financement du gouvernement sont généralement favorables aux types de projets envisagés dans la stratégie de TransAlta.
- La forte demande des entreprises pour des solutions d'énergie propre dans les secteurs des ressources naturelles en Australie présente pour TransAlta une occasion de tirer parti de son expertise afin d'aider les clients à atteindre leurs objectifs de décarbonation.

Mesures prises par la direction

- Dans le cadre de son plan de croissance de l'électricité propre, TransAlta continue d'offrir des solutions d'énergie propre à ses clients du secteur des ressources naturelles en Australie-Occidentale. Grâce à notre portefeuille croissant de technologies, notamment la production d'énergies renouvelables et le stockage d'énergie, nous offrons à nos clients des solutions visées par des contrats axés sur les besoins en matière d'énergie fiable et durable.
- TransAlta continue également d'examiner les possibilités d'augmenter sa capacité de production d'énergie propre conformément aux objectifs climatiques nationaux et étatiques de l'Australie.
- Les actifs de TransAlta font principalement l'objet de contrats assortis de dispositions de transfert des coûts de conformité liés au carbone et desservent des charges industrielles éloignées. Par conséquent, la Société est exposée à des risques politiques moindres.

Risques liés à la technologie

Les changements liés à la technologie qui appuient la transition vers une économie à faible émission de carbone présentent à la fois des risques et des possibilités pour TransAlta. Nous évaluons les répercussions existantes et émergentes de la technologie à l'aide de notre équipe responsable de l'innovation en matière d'énergie et de notre processus de gestion des risques d'entreprise. Les risques et possibilités liés à la technologie comprennent notamment les modifications des infrastructures (telles que la transition vers la production d'énergie décentralisée et l'abandon des infrastructures et des projets de production d'électricité à grande échelle) et la numérisation combinées à une adoption plus répandue de mesures d'efficacité énergétique (réduction de l'utilisation de notre produit final). Le stockage par batteries à des prix concurrentiels favorisera une plus grande adoption des énergies renouvelables et le passage à un modèle de production d'énergie décentralisée. Nous continuerons à évaluer le stockage par batteries pour son aspect économique, tout en surveillant l'incidence éventuelle de la technologie du stockage par batteries sur la production d'électricité au gaz naturel. En 2020, nous avons achevé notre premier projet de stockage par batteries (10 MW) dans l'un de nos parcs éoliens du sud de l'Alberta. En 2021, nous avons convenu de fournir de l'électricité au moyen d'un système hybride d'énergie solaire et de stockage par batteries (48 MW) en Australie-Occidentale. Nous continuons d'étudier la possibilité du stockage par batteries sur nos autres sites. Nos équipes adoptent continuellement une technologie améliorée dans chacun de nos nouveaux projets, ce qui nous permet de protéger notre valeur pour les actionnaires et de maintenir la distribution d'une électricité fiable et abordable.

Nous sommes bien placés pour tirer parti des possibilités technologiques liées au stockage d'énergie au moyen de l'hydroélectricité ou de batteries. Nous sommes également bien positionnés pour profiter des avancées technologiques en matière d'énergie renouvelable à mesure que nous construisons de nouvelles centrales. Nous nous efforçons d'accélérer la mise en œuvre de notre stratégie de croissance liée aux énergies renouvelables grâce à des investissements de 3,6 milliards de dollars et à une croissance planifiée de 2 GW d'ici 2025. Nous continuerons de surveiller les nouvelles technologies, telles que le stockage, l'hydrogène et les CUSC en vue d'un déploiement futur.

Se reporter à la rubrique «Favoriser l'innovation et l'adoption de technologies» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur la technologie et l'innovation.

Risques liés au marché

Nos principaux risques liés au marché sont associés à nos actifs de charbon et de gaz naturel. L'augmentation des coûts d'approvisionnement en gaz naturel en raison, notamment, de l'évolution de la tarification du carbone pourrait avoir une incidence sur nos coûts d'exploitation. Nous surveillons activement les risques de marché à l'aide de nos équipes axées sur la commercialisation de l'énergie et l'optimisation des actifs et dans le cadre de notre processus de gestion des risques d'entreprise. Nous gérons les risques liés au marché auxquels sont exposés nos actifs alimentés au charbon en les convertissant au gaz naturel et prévoyons l'abandon complet du charbon d'ici 2025. En outre, les fonctions du siège social établissent 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. Pour gérer simultanément nos risques et tirer parti des possibilités du marché, nous continuons d'exploiter nos centrales hydroélectriques, parcs éoliens et installations solaires, et nous investissons en vue d'élargir notre portefeuille d'énergie renouvelable.

Nous comptons actuellement plus de 20 projets d'énergie renouvelable en construction ou à l'étape de l'élaboration. Nous sommes engagés à faire croître notre portefeuille d'actifs d'énergie propre et, depuis 2019, nous avons ajouté plus de 400 MW de capacité d'énergie renouvelable et de stockage, y compris le stockage par batteries à grande échelle. En outre, nous avons formé des équipes axées sur la croissance des énergies propres au Canada, aux États-Unis et en Australie. En 2022, la Société a annoncé de nouveaux projets de construction de 200 MW et établi un portefeuille de projets de croissance potentiels qui comprend 374 MW de projets à un stade de développement avancé ainsi que de 3 891 MW à 4 991 MW de projets aux premiers stades de développement. Notre portefeuille d'énergies renouvelables rend l'ensemble de nos activités plus résilientes aux risques liés aux changements climatiques, offre une plus grande flexibilité en matière de production et crée une plus-value environnementale grâce à des attributs environnementaux. Enfin, nous reconnaissons qu'il y a lieu d'accroître nos services auxiliaires, comme le soutien du réseau, en vue de fournir de la flexibilité pour la décarbonation du réseau.

Risques liés à la réputation

Les incidences négatives sur notre réputation, y compris la perte de produits des activités ordinaires et la diminution de la clientèle, sont évaluées dans le cadre de notre processus de gestion des risques d'entreprise. Par le passé, notre réputation a subi des incidences négatives en raison de nos activités de combustion du charbon, notamment des répercussions négatives sur le cours de nos actions ordinaires. Notre plan clair d'abandon progressif du charbon atténue ces risques liés à la réputation. Pour suivre les tendances de consommation qui évoluent en faveur de l'électricité renouvelable et propre, nous investissons dans une gamme diversifiée d'actifs de production d'énergie renouvelable et optimisons notre portefeuille de centrales alimentées au gaz naturel. Nous continuons de surveiller et de gérer activement les risques liés à la réputation en fournissant des solutions d'énergie renouvelable tout en maintenant des prix concurrentiels et en faisant preuve de fiabilité.

Risques matériels liés aux changements climatiques

À mesure que nous en apprenons davantage sur les risques matériels associés aux changements climatiques, nous poursuivons l'examen des risques élevés et chroniques, qui pourraient avoir un impact important sur nos activités. Nous continuons d'enquêter sur les impacts physiques des changements climatiques sur nos actifs d'exploitation.

Risques matériels élevés

Nous détenons des actifs d'exploitation dans trois pays et dans différentes régions, et bon nombre d'entre eux pourraient être touchés par des événements météorologiques extrêmes. Nous évaluons continuellement l'incidence potentielle de changements climatiques marqués sur nos activités. Nos centrales, nos projets de construction et nos activités sont exposés à des interruptions potentielles ou à des pertes résultant de catastrophes environnementales (p. ex., les inondations, les vents forts, les feux de forêt, les tempêtes de verglas, les tremblements de terre, les tornades et les cyclones). Un événement marquant attribuable aux changements climatiques pourrait nous empêcher de produire et de vendre de l'électricité pendant une période prolongée. Par conséquent, nous nous efforçons d'atténuer les effets futurs grâce à des solutions d'adaptation aux changements climatiques.

Par exemple, notre centrale alimentée au gaz de South Hedland, en Australie, a été construite en prévision de l'adaptation au climat. Nous avons conçu la centrale pour qu'elle résiste aux cyclones de catégorie 5 (la catégorie de cyclone la plus élevée). Nous avons atténué le risque d'inondation de la centrale en la construisant au-dessus du niveau normal d'inondation observé dans la région. En 2019, un cyclone de catégorie 4 a frappé cette centrale, mais les activités n'ont pas été touchées. Nous avons pu continuer à produire de l'électricité pendant la tempête, malgré les inondations généralisées et la fermeture du port voisin. Au Canada, à l'approche du 10^e anniversaire des inondations de 2013 dans le sud de l'Alberta, nous continuons de mettre en œuvre des projets qui renforcent la résilience de nos centrales hydroélectriques en cas de phénomènes climatiques extrêmes. Nous avons également modifié nos activités d'exploitation dans plusieurs de nos installations conformément à une entente conclue avec le gouvernement de l'Alberta, qui vise à réduire le risque d'inondation au printemps tout en reconnaissant que les changements climatiques pourraient entraîner une multiplication des sécheresses dans l'avenir. TransAlta continue de participer à des groupes réunissant de multiples parties prenantes qui cherchent à trouver des options pour assurer la résilience climatique dans le sud de l'Alberta.

Se reporter à «Conditions météorologiques» sous la rubrique «Pratiques progressistes de gérance environnementale» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur les risques liés aux conditions météorologiques.

Risques matériels chroniques

Nous enquêtons constamment sur les impacts physiques des changements à long terme du régime climatique sur nos actifs d'exploitation et nous efforçons d'intégrer la modélisation climatique dans notre planification à long terme. Par exemple, les fluctuations des débits d'eau ou des configurations des vents pourraient influencer sur nos activités de production d'énergie hydroélectrique et d'énergie éolienne et sur les produits des activités ordinaires connexes.

Changements climatiques : mesures et cibles

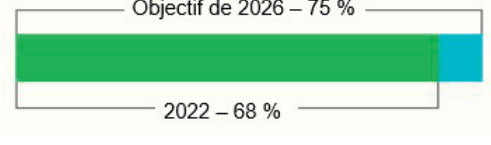

Mesures et cibles

Pour TransAlta, la gestion et la performance en matière de changements climatiques sont une priorité absolue. Nous avons fixé nos objectifs et cibles en matière de changements climatiques en nous appuyant sur les ODD des Nations Unies. Au fil du temps, nous nous sommes distingués par des mesures qui témoignent de notre leadership en matière de changements climatiques.

Les progrès accomplis dans l'atteinte de nos cibles en matière de climat sont présentés ci-dessous :

Croissance de l'énergie propre		
Cible de développement durable	Mise en valeur de nouveaux projets d'énergie renouvelable 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	Fin de la production au charbon; capacité de production nette détenue provenant entièrement d'énergies renouvelables et de gaz
Exercice	2022	2025
Progrès	<p>Croissance en matière d'énergies renouvelables</p> <p>The first chart shows a green bar representing 40% growth in 2021, with a target of 2 GW for 2025. The second chart shows a green bar representing 89% progress in 2022 towards a 100% objective.</p>	
Remarques	<p>En 2022, nos projets d'énergie renouvelable comprenaient la construction des projets suivants : le projet de parc éolien Garden Plain en Alberta, visé par un CAÉ avec Pembina Pipeline (100 MW) et par un contrat conclu avec un nouveau client de première qualité reconnu mondialement (30 MW); les projets de parcs éoliens White Rock en Oklahoma (300 MW), visés par deux CAÉ conclus avec Amazon; le projet de parc éolien Horizon Hill en Oklahoma (200 MW), visé par un CAÉ conclu avec une filiale de Meta; et le projet d'énergie solaire avec système de stockage par batteries dans le nord de la région de Goldfields en Australie-Occidentale (48 MW), visé par un CAÉ avec BHP.</p>	<p>En 2022, la production à partir d'énergies renouvelables et de gaz naturel représentait environ 89 % de notre capacité totale de production nette détenue de 6 246 MW. En 2021, nous avons achevé l'élimination complète du charbon au Canada. Aux États-Unis, l'unité restante de Centralia devrait être mise hors service le 31 décembre 2025.</p>
Rapprochement avec les ODD des Nations Unies	Objectif 7.2 : «D'ici 2030, augmenter substantiellement la part des énergies renouvelables dans la combinaison énergétique mondiale.»	Objectif 7.1 : «D'ici 2030, garantir l'accès de tous à des services énergétiques fiables, durables et modernes, à un coût abordable.»

Réduction des émissions

Cible de développement durable	D'ici 2026, réduire de 75 % les émissions de GES de portée 1 et 2 par rapport à l'année de référence 2015.	Atteinte de la carboneutralité
Exercice	2026	2050
Progrès		
Remarques	Nous sommes en bonne voie d'atteindre notre objectif de réduire de 75 % nos émissions de GES d'ici 2026. Depuis 2015, nous avons réduit nos émissions de GES de 22 millions de tonnes d'éq. CO ₂ , ou 68 %.	En 2022, nous avons réduit nos émissions d'environ 2,3 millions de tonnes d'éq. CO ₂ , ou 18 %, par rapport aux niveaux de 2021. Nous avons également adopté une cible plus rigoureuse visant l'atteinte de la carboneutralité d'ici 2045. Nous croyons que notre plan de croissance de l'électricité propre nous permettra d'atteindre cette cible.
Rapprochement avec les ODD des Nations Unies	Objectif 13.2 : «Intégrer les mesures de lutte contre les changements climatiques dans les politiques, les stratégies et la planification à l'échelle nationale.»	Objectif 13.2 : «Intégrer les mesures de lutte contre les changements climatiques dans les politiques, les stratégies et la planification à l'échelle nationale.»

Informations sur les émissions de GES

Nos émissions de GES sont calculées selon des méthodes différentes en fonction des technologies disponibles dans nos installations. 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. Nous fournissons l'information sur les émissions sur la base du contrôle opérationnel, et par conséquent, nous indiquons la totalité des émissions des installations que nous exploitons.

Selon le Protocole des gaz à effet de serre, 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 les émissions de portée 1 ou 2) qui sont liées à la chaîne de valeur de la société déclarante, y compris les émissions en aval et en amont.

Nous réalisons l'inventaire des GES de la Société en utilisant les calculs de GES de nos secteurs d'activité. Par conséquent, les facteurs d'émission et le potentiel de réchauffement planétaire utilisés dans nos calculs de GES peuvent varier en raison de différences dans les directives de conformité régionales. Le Clean Energy Regulator d'Australie a modifié le potentiel de réchauffement planétaire en août 2020. Ainsi, le potentiel de réchauffement planétaire utilisé dans nos calculs de GES relatifs à nos actifs australiens diffère de celui utilisé pour le reste de nos installations. L'application du potentiel de réchauffement planétaire harmonisé à l'ensemble de nos installations entraînerait une variation mineure dans le calcul de nos totaux globaux de GES.

Nos données sur les GES pour 2022 ont été 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 est 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 stationnaire de charbon et de gaz naturel.

Les tableaux suivants présentent nos émissions de GES ventilées par portée, par secteur d'activité et par pays, en millions de tonnes d'éq. CO₂. Certains totaux ne correspondent pas à la somme indiquée, les émissions présentées ayant été arrondies. Les zéros (0,0) indiquent des valeurs tronquées.

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Portée 1	10,2	12,4	16,3
Portée 2	0,1	0,1	0,1
Total des émissions de GES	10,2	12,5	16,4

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Hydroélectricité	0,0	0,0	0,0
Énergie éolienne et énergie solaire	0,0	0,0	0,0
Gaz	6,3	6,5	7,7
Transition énergétique	4,0	6,0	8,6
Siège social et Commercialisation de l'énergie	0,0	0,0	0,0
Total des émissions de GES	10,2	12,5	16,4

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Australie	0,9	1,0	1,1
Canada	5,2	7,9	9,4
États-Unis	4,1	3,6	5,9
Total des émissions de GES	10,2	12,5	16,4

En 2022, nos émissions de GES (de portée 1 et 2) produites dans le cours normal des activités d'exploitation se sont élevées à 10,2 millions de tonnes, ce qui représente une réduction d'environ 18 %, ou 2,3 millions de tonnes d'éq. CO₂, par rapport à 2021. Comme nous vendons des attributs environnementaux générés par nos centrales d'énergie renouvelable, nous ne soustrayons pas ce montant de nos émissions totales, mais il convient de noter que les clients de TransAlta déclarent des réductions des émissions de GES grâce à nos actifs, à nos projets et à nos activités d'exploitation liés aux énergies renouvelables.

Les émissions de GES sont vérifiées à un niveau d'assurance raisonnable dans les emplacements où nous exerçons nos activités dans un cadre réglementaire sur le carbone. Toute révision des données historiques sur les GES sera saisie et signalée dans la communication de l'information future. La plus grande partie de nos émissions de GES résulte d'émissions de dioxyde de carbone émanant de la combustion stationnaire de charbon et de gaz naturel.

Le tableau suivant présente les faits saillants des réductions des émissions de GES de portée 1 et 2 depuis 2015 et de nos émissions cibles pour 2026 (selon notre nouvel objectif en matière de GES). Les émissions de GES réelles de la Société en 2026 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	2026 (prévisions)	2022	2015
Total des émissions de GES (en millions de tonnes éq. CO₂)	8,1	10,2	32,2

Émissions de portée 3

Nous estimons que nos émissions de GES de portée 3 en 2022 sont de l'ordre de quatre millions de tonnes d'éq. CO₂, ce qui est principalement attribuable à nos participations dans des coentreprises hors exploitation.

Finance durable

La finance durable consiste à prendre en compte les facteurs ESG (p. ex., les changements climatiques, la biodiversité, les droits de la personne) dans les décisions d'investissement. La finance durable est un pilier central du plan de transition climatique de TransAlta. Ainsi, nous utiliserons les sources de financement disponibles pour les activités économiques et les projets durables afin de financer notre transition énergétique vers des activités d'exploitation carboneutres.

TransAlta déploie du financement vert et durable en vue d'élargir son portefeuille d'énergie renouvelable et de faire progresser sa transition vers l'énergie propre. Ce placement soutient notre objectif visant à répondre aux besoins de nos clients en matière d'électricité propre. Depuis 2020, nous avons émis des obligations vertes de 703 millions de dollars et converti notre facilité de crédit renouvelable de 1,3 milliard de dollars d'une durée de quatre ans en emprunt lié au développement durable.

En novembre 2022, TransAlta a émis des obligations vertes de premier rang de 400 millions de dollars américains (533 millions de dollars); un montant égal au produit net des obligations servira à financer de nouveaux projets verts admissibles ou à refinancer des projets verts admissibles existants. Les obligations ont été émises aux termes du cadre des obligations vertes de TransAlta, qui s'appuie sur les Principes applicables aux obligations vertes publiés par l'International Capital Market Association. Pour plus de précisions, se reporter à «Appel public à l'épargne pour les obligations vertes de premier rang en dollars américains et publication du cadre des obligations vertes en prévision de l'émission inaugurale» sous la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion. En 2021, la filiale en propriété exclusive indirecte de la Société, Windrise Wind LP, a réalisé un placement d'obligations vertes garanties d'environ 173 millions de dollars (valeur nominale) par voie de placement privé.

En 2021, TransAlta a converti une facilité de crédit renouvelable consortiale existante de 1,3 milliard de dollars en emprunt lié au développement durable. Selon les modalités de l'emprunt, le coût d'emprunt est lié aux cibles de la Société en matière de réduction des émissions de GES et de diversité femmes-hommes. Les emprunts liés au développement durable sont définis comme étant tout type d'instrument d'emprunt ou de facilité conditionnelle (lignes de cautionnement, lignes de garanties ou lettres de crédit, par exemple) qui incitent les emprunteurs à atteindre des cibles de performance prédéterminées et ambitieuses en matière de développement durable.

Le tableau ci-dessous présente la valeur comptable des obligations vertes émises et le montant total de la facilité de crédit pour notre portefeuille d'activités financières liées aux questions ESG.

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2022	2021	2020
Obligations vertes ¹	703	171	s. o.
Emprunts liés au développement durable	1 250	1 250	s. o.

1) Les obligations vertes sont liées aux obligations vertes de premier rang émises en 2022 et à l'obligation verte du parc éolien Windrise émise en 2021.

Mesures financières relatives aux changements climatiques

Selon les résultats des analyses de scénarios liés aux changements climatiques réalisées en 2021, compte tenu d'un réchauffement planétaire de 1,5 °C, il existe des possibilités de croissance du portefeuille d'énergie renouvelable dans tous les scénarios et tous les emplacements. En 2022, nos produits des activités ordinaires tirés de la production d'énergie renouvelable (énergies solaire, éolienne et hydroélectrique) se sont élevés à 1 014 millions de dollars (731 millions de dollars en 2021), soit 29 % du total des produits des activités ordinaires en 2022.

Nous continuons de mettre en œuvre le plan de croissance de l'électricité propre visant à fournir une capacité supplémentaire de 2 GW et un portefeuille de croissance de 5 GW d'ici 2025 grâce à des décisions d'investissement définitives visant des projets d'énergie propre supplémentaires d'une capacité de 500 MW au Canada, aux États-Unis et en Australie en 2023. Les dépenses d'investissement de croissance liées à la production d'énergie renouvelable se sont élevées à 666 millions de dollars en 2022 (326 millions de dollars en 2021).

Dans le cadre du plan de croissance de l'électricité propre, notre objectif est que 70 % du BAIIA ajusté provienne des énergies renouvelables et du stockage d'ici la fin de 2025. En 2022, le BAIIA ajusté lié à la production d'énergie renouvelable s'est élevé à 838 millions de dollars (584 millions de dollars en 2021), soit 51 % du BAIIA ajusté total. Notre portefeuille d'énergies renouvelables rend l'ensemble de nos activités plus résilientes aux risques liés aux changements climatiques, offre une plus grande flexibilité en matière de production et crée une plus-value environnementale grâce à des attributs environnementaux. Nos produits tirés de la vente d'attributs environnementaux en 2022 se sont élevés à 53 millions de dollars (40 millions de dollars en 2021).

Les informations fournies concernant les mesures financières relatives aux risques et aux possibilités liés aux changements climatiques de TransAlta sont conformes aux recommandations du GIFCC. Le tableau ci-dessous résume nos mesures financières relatives aux changements climatiques.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2022	2021	2020
Dépenses d'investissement liées à la production d'énergie renouvelable ¹	666	326	158
BALIA ajusté lié à la production d'énergie renouvelable ²	838	584	353
Produits tirés de la vente d'attributs environnementaux ³	53	40	25
Produits des activités ordinaires ajustés liés à la production d'énergie renouvelable ⁴	1 014	731	486

- 1) Les dépenses d'investissement de croissance englobent les montants engagés pour des projets de croissance et des acquisitions liés à la production d'énergie renouvelable, notamment la construction du parc éolien Windrise achevée en novembre 2021, l'acquisition du portefeuille de parcs solaires en Caroline du Nord en novembre 2021, et la construction du projet de parc éolien Garden Plain, des projets de parcs éoliens White Rock, du projet de parc éolien Horizon Hill et du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, dans le cadre de notre plan de croissance de l'électricité propre. Le projet d'expansion du réseau de transport à Mount Keith est exclu.
- 2) Le BALIA ajusté lié à la production d'énergie renouvelable englobe les centrales hydroélectriques, les parcs éoliens, les parcs solaires et les centrales de stockage par batteries. Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.
- 3) Les produits tirés de la vente d'attributs environnementaux correspondent au montant total des crédits environnementaux liés à l'énergie hydroélectrique, à l'énergie éolienne et à l'énergie solaire, compte non tenu de toute autre incidence de la consolidation.
- 4) Les produits des activités ordinaires ajustés liés à la production d'énergie renouvelable englobent les centrales hydroélectriques, les parcs éoliens, les parcs solaires et les centrales de stockage par batteries.

Conformité aux recommandations du GIFCC

Le tableau ci-dessous présente le rapprochement de nos informations sur la gestion du changement climatique avec les recommandations du GIFCC.

Informations à fournir recommandées	Section
Gouvernance	
Description de la surveillance exercée par le conseil sur les risques et les possibilités liés aux changements climatiques	Surveillance exercée par le conseil d'administration
Description du rôle de la direction dans l'évaluation et la gestion des risques et des possibilités liés aux changements climatiques	Rôle de la haute direction
Stratégie	
Description des risques et des possibilités liés aux changements climatiques que l'entreprise a recensés à court, moyen et long terme	Principales constatations issues de l'analyse de scénarios climatiques
Description de l'incidence des risques et des possibilités liés aux changements climatiques sur les activités, la stratégie et la planification financière de l'entreprise	Stratégie en matière de changements climatiques – Principales constatations issues de l'analyse de scénarios climatiques
Description de la viabilité de la stratégie de l'entreprise, compte tenu de différents scénarios liés au climat, y compris un scénario prévoyant une variation de 2 °C ou moins	Scénarios climatiques – Principales constatations issues de l'analyse de scénarios climatiques
Gestion du risque	
Description des processus de l'entreprise pour recenser et évaluer les risques liés aux changements climatiques	Stratégie en matière de changements climatiques
Description des processus de l'entreprise pour gérer les risques liés aux changements climatiques	Gestion des risques et des possibilités liés aux changements climatiques
Description de la manière dont les processus permettant de recenser, d'évaluer et de gérer les risques liés aux changements climatiques sont intégrés dans la gestion globale des risques de l'entreprise	Gestion des risques et des possibilités liés aux changements climatiques
Mesures et cibles	
Présentation des données utilisées par l'entreprise pour évaluer les risques et les possibilités liés aux changements climatiques, conformément à sa stratégie et à son processus de gestion des risques	Changements climatiques : mesures et cibles
Présentation des émissions de GES de portée 1, de portée 2 et, le cas échéant, de portée 3, ainsi que les risques qui y sont associés	Changements climatiques : mesures et cibles
Description des cibles utilisées par l'entreprise pour gérer les risques et les possibilités liés aux changements climatiques, et des résultats obtenus par rapport aux cibles	Changements climatiques : mesures et cibles

Favoriser l'innovation et l'adoption de technologies

TransAlta accorde de plus en plus une véritable importance à la technologie et à l'innovation. Nous innovons depuis longtemps. TransAlta a été à l'avant-garde de l'innovation dans le secteur de la production d'électricité depuis le début du 20^e siècle lorsque nous avons développé nos actifs hydroélectriques. Nous avons fait partie des pionniers de la technologie éolienne au Canada et, aujourd'hui, nous sommes l'un des plus importants producteurs d'énergie éolienne au pays. En 2015, nous avons fait notre premier investissement dans la technologie solaire au Massachusetts et en 2020, nous avons installé la toute première batterie à grande échelle de l'Alberta. Nous cherchons maintenant à promouvoir l'adoption de nouvelles technologies qui cadrent avec le plan de croissance de l'électricité propre. Cette rubrique présente la gestion du capital d'ordre manufacturier et intellectuel conformément aux directives de l'International Integrated Reporting Framework.

Notre équipe responsable de l'innovation en matière d'énergie

En 2021, dans le cadre de notre plan de croissance de l'électricité propre, nous avons mis sur pied une équipe responsable de l'innovation en matière d'énergie, chargée d'explorer, de privilégier et de déployer de nouvelles technologies de production d'électricité carboneutres qui respectent les quatre piliers sous-tendant nos activités : l'abordabilité, la fiabilité, la sécurité et l'absence d'émissions. Au fil de l'expansion de nos activités dans le secteur des énergies renouvelables, l'équipe responsable de l'innovation en matière d'énergie étudie ce que nous devrions ajouter à nos actifs de production éolienne, solaire et hydroélectrique afin d'offrir à nos clients de l'électricité propre, fiable et abordable. Parallèlement, elle adopte une vue d'ensemble à l'égard de l'électrification afin de déceler les nouvelles possibilités commerciales connexes qui pourraient se présenter à TransAlta.

Énergie renouvelable

Actuellement, nous exploitons 944 MW d'énergie hydroélectrique, 1 906 MW d'énergie éolienne et de stockage par batteries, et 143 MW d'énergie solaire. Nous continuons à chercher des possibilités de développer et d'exploiter l'énergie solaire.

En 2022, TransAlta a conclu un contrat d'achat d'énergie renouvelable à long terme avec une filiale de Meta visant la totalité de la production de son projet de parc éolien Horizon Hill de 200 MW situé en Oklahoma. En vertu de ce contrat, Meta recevra l'électricité renouvelable et les attributs environnementaux du projet de parc éolien Horizon Hill. Le parc éolien comprendra un total de 34 éoliennes Vestas. La construction a commencé à l'automne 2022 et la mise en service devrait avoir lieu au deuxième semestre de 2023.

Nous avons également conclu un CAÉ à long terme visant la capacité résiduelle de 30 MW du projet de parc éolien Garden Plain de 130 MW, qui sera situé en Alberta. Nous fournirons de l'électricité renouvelable et des attributs environnementaux à un nouveau client de première qualité reconnu mondialement. En 2021, TransAlta a conclu un CAÉ à long terme avec Pembina Pipeline visant l'enlèvement de 100 MW sur la capacité de production du projet de parc éolien Garden Plain. Le projet a commencé en 2021, et la mise en service est prévue au début de 2023.

En 2022, TransAlta a identifié Amazon comme le client pour les projets de parcs éoliens White Rock de 300 MW, qui seront situés en Oklahoma. En 2021, nous avons conclu deux CAÉ à long terme avec Amazon visant l'enlèvement de la totalité de la production des projets. Les activités de construction ont commencé à l'automne 2022 et la date de mise en service devrait se situer au deuxième semestre de 2023.

En 2021, TransAlta a acquis un portefeuille de sites solaires en exploitation de 122 MW situés en Caroline du Nord, qui a grandement contribué à l'expansion de notre production d'énergie solaire. Nous comptons ajouter d'autres capacités de production solaire en saisissant les occasions de ce secteur dans les marchés américain et australien. La Société se concentre également sur le développement de solutions hybrides et intégrées d'approvisionnement en énergie avec les clients.

En 2021, TransAlta a convenu de fournir à BHP de l'électricité solaire renouvelable au moyen d'un système de stockage d'énergie par batteries pour ses activités dans la région de Goldfields grâce à la construction du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, en Australie-Occidentale. Le projet comprend la centrale solaire de Mount Keith de 27 MW, la centrale solaire de Leinster de 11 MW, le système de stockage d'énergie par batteries de Leinster de 10 MW/5 MWh et l'infrastructure de transport d'interconnexion, qui seront tous intégrés au réseau éloigné du nord de Southern Cross Energy de 169 MW de TransAlta. Le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields devrait réduire les émissions de GES de portée 2 (liées à l'électricité) de BHP découlant des activités à Leinster et à Mount Keith de 540 000 tonnes d'éq. CO₂ au cours des dix premières années d'exploitation. La construction du projet a commencé au début de 2022, et la mise en service est prévue au premier semestre de 2023.

TransAlta travaille à l'expansion de sa filière de développement. En 2022, la Société a annoncé de nouveaux projets de construction de 200 MW et établi un portefeuille de projets de croissance potentiels qui comprend 374 MW de projets à un stade de développement avancé ainsi que de 3 891 MW à 4 991 MW de projets aux premiers stades de développement.

Expansion des solutions en matière d'énergie

Stockage par batteries

Nous continuons d'investir dans le stockage par batteries. En 2020, nous avons mis en service le projet WindCharger, la première installation de stockage par 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.

Le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, en Australie-Occidentale, fournira de l'électricité solaire renouvelable et un système de stockage d'énergie par batteries. Le projet de stockage d'énergie comprend le système de stockage d'énergie par batteries de Leinster de 10 MW/5 MWh, qui sera intégré au réseau éloigné de TransAlta. Le réseau et la nouvelle capacité de production aideront BHP à réaliser ses objectifs de réduction des émissions et à produire du nickel de façon durable et à faible teneur en carbone pour ses clients.

Solutions futures

Hydrogène

En février 2022, nous avons annoncé un placement en titres de capitaux propres de 2 millions de dollars dans la ronde de financement de série A d'Ekona. Le placement permettra de soutenir la commercialisation de la nouvelle plateforme technologique de pyrolyse du méthane d'Ekona, qui produit de l'hydrogène turquoise plus propre et à moindre coût. Si elle s'avère efficace, la technologie distribuée par Ekona permettra la production d'hydrogène sur place, éliminant ainsi les frais élevés de transport d'hydrogène, et son sous-produit de carbone solide permettra la production d'hydrogène à faible coût et à faible émission sans qu'il soit nécessaire de séquestrer le carbone. TransAlta, qui est membre du comité stratégique d'Ekona, continuera de travailler avec l'entreprise à mesure qu'elle développe sa technologie de pyrolyse.

Solutions fondées sur la nature

Les solutions fondées sur la nature sont des actions visant à protéger, gérer durablement et restaurer les écosystèmes naturels et modifiés, qui répondent aux défis de la société de manière efficace et adaptative tout en bénéficiant aux personnes et à la nature. TransAlta évalue activement les solutions fondées sur la nature comme mesures d'élimination du carbone afin de neutraliser les émissions, bien que limitées, que nous ne pouvons pas éliminer pour le moment.

Extraction directe dans l'air

Les technologies d'extraction directe dans l'air permettent d'extraire le CO₂ directement de l'atmosphère. Le CO₂ peut être stocké de manière permanente dans des formations géologiques souterraines, et est ainsi éliminé de façon permanente. TransAlta continue d'examiner les avantages de l'extraction directe dans l'air comme solution pour éliminer le dioxyde de carbone afin de soutenir sa transition et celle de ses clients vers des activités carboneutres.

Captage, utilisation et stockage du carbone («CUSC»)

Nos équipes continuent d'explorer l'utilisation de technologies appliquées ou de nouvelles technologies, comme le CUSC, en vue de réduire les émissions de GES. 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.

Technologies disruptives

En mai 2022, nous nous sommes engagés à investir 25 millions de dollars américains au cours des quatre prochaines années dans le Fonds Frontier, lequel investira dans des entreprises de technologies novatrices en phase de démarrage qui permettront d'accélérer la transition vers la carboneutralité. Le placement de TransAlta dans le Fonds Frontier d'EIP lui donne l'occasion de mettre en commun des fonds avec certaines des plus importantes entreprises de services publics aux États-Unis et en Europe afin de repérer, de tester, de commercialiser et de proposer des technologies qui appuieront ses objectifs de décarbonation. Pour plus de précisions, se reporter à «Placement dans Energy Impact Partners» sous la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion.

Fusion

Les technologies de fusion cherchent à recréer les réactions de fusion qui alimentent le soleil en fusionnant deux molécules d'hydrogène. Si elle s'avère efficace, la fusion fait miroiter une promesse d'énergie à faible coût qui produit des déchets nucléaires de plus courte durée de vie. La technologie de fusion a atteint un tournant important en 2022, notamment grâce à l'équipe du Lawrence Livermore National Laboratory, qui a réussi à obtenir un gain d'énergie net. Conjuguée avec un investissement de capitaux sans précédent dans des entreprises de fusion, cette avancée a fait naître un enthousiasme renouvelé à l'idée que la fusion pourrait dépasser les technologies de production d'énergie actuelles.

Par l'intermédiaire d'EIP, TransAlta a établi un partenariat avec ZAP Energy, une entreprise en démarrage chef de file dans le domaine de la fusion. La technologie de Zap Energy stabilise le plasma d'hydrogène grâce à un flux cisailé (envoi de courant le long d'une colonne, créant un champ magnétique qui confine et comprime le plasma) plutôt qu'à des champs magnétiques. En septembre 2022, ZAP a annoncé qu'elle réaliserait une étude de faisabilité concernant la rénovation de l'ancienne centrale au gaz de Big Hanaford de TransAlta située à Centralia afin de la convertir en centrale pilote à fusion à striction axiale (Z-pinch), la première du genre. ZAP a reçu 1 million de dollars du Centralia Coal Transition Grants Energy Technology Board dans le cadre de nos investissements liés à la transition énergétique en vue de l'abandon du charbon dans l'État de Washington.

Développement des idées et innovation

Développement des idées

Chez TransAlta, le programme Rise (anciennement appelé Greenlight) continue d'être une force motrice de la forte culture de conception d'idées et de résolution de problèmes. Le programme est axé sur l'innovation issue de la base, ce qui signifie que les idées portant sur l'amélioration des activités proviennent des employés. Ces idées sont élaborées et transformées en analyses de rentabilité, en adhérant aux meilleures pratiques de gestion de projet afin de garantir la mise en œuvre réussie de la possibilité d'amélioration. Les employés dirigent le processus, de la conceptualisation à l'élaboration et la mise en œuvre, avec l'aide de dirigeants dans l'ensemble de l'organisation.

Conférences Supplier Innovation

Nous faisons également la promotion d'une autre initiative, la série de conférences Supplier Innovation, qui vise à outiller nos employés en leur offrant des connaissances sectorielles pertinentes sur des concepts novateurs. Nous y invitons 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. Les conférences, qui reflètent invariablement les valeurs et la culture organisationnelle de TransAlta axées sur l'innovation et l'apprentissage, ont pour but d'informer nos employés sur les différents concepts novateurs et les différentes technologies en cours de développement dans notre secteur qu'ils peuvent mettre à profit dans l'organisation, de même que d'établir des relations avec des entreprises à la fine pointe. En 2022, la série de conférences a également permis de parrainer plusieurs organismes de bienfaisance qui ont tiré parti des technologies abordées ou que le conférencier soutient dans le cadre des initiatives ESG et des initiatives en matière d'équité, de diversité et d'inclusion de son organisation.

En 2022, nous avons présenté huit séances portant sur quatre catégories différentes : l'innovation en matière d'énergie, l'innovation opérationnelle, l'innovation numérique et la mentalité axée sur l'innovation. Lors de la séance sur l'innovation en matière d'énergie, nous nous sommes penchés sur l'évolution des questions ESG. Ces dernières, qui étaient des exigences fonctionnelles il y a quelques années, sont devenues des inducteurs de valeur fondamentaux pour les sociétés. Nous en avons appris davantage sur le rôle prometteur des petits réacteurs nucléaires modulaires à l'échelle nationale et internationale. Nous avons également tenu une causerie avec un de nos clients, qui a expliqué comment son partenariat avec TransAlta lui donne accès à des solutions qui soutiennent la transition vers l'énergie propre. Dans la séance consacrée à l'innovation opérationnelle, nous avons discuté de ce à quoi pourraient ressembler les réunions à l'avenir dans un environnement de travail hybride et souligné l'importance d'adopter un modèle d'affaires prônant des services partagés centrés sur le client. Dans le volet sur l'innovation numérique, nous avons examiné des applications en matière de santé et sécurité pour nos travailleurs de première ligne et réfléchi à la possibilité d'utiliser le renseignement géospatial afin d'optimiser et de transformer le secteur des services publics. Enfin, lors de la séance portant sur le développement d'une mentalité axée sur l'innovation, nous avons examiné le tableau périodique de l'innovation, qui regroupe 10 principaux types d'innovation, et réfléchi à la façon dont nous pouvons utiliser cet outil pour stimuler notre propre créativité.

Analyse et automatisation

Analyse et optimisation des actifs

L'équipe responsable de l'analyse et de l'optimisation des actifs de TransAlta a été créée en 2008. Cette équipe surveille les centrales à vapeur alimentées au charbon, les centrales à vapeur alimentées au gaz, les unités à cycle simple, les unités à cycle combiné, les centrales de cogénération ainsi que les parcs éoliens au Canada, aux États-Unis et en Australie. Une équipe centralisée d'ingénieurs et de spécialistes de l'exploitation surveille à distance nos centrales afin de régler les problèmes liés à la fiabilité du matériel et à la performance. L'équipe responsable de l'analyse et de l'optimisation des actifs s'occupe également des fonctions relatives aux rapports sur la production pour ces actifs, et elle participe activement aux projets visant à améliorer ces rapports.

Le personnel de l'équipe responsable de l'analyse et de l'optimisation des actifs a reçu une formation quant à la mise en œuvre et à l'utilisation du logiciel de surveillance du matériel spécialisé et d'évaluation de la performance et tire parti de son expérience dans l'exploitation d'une centrale. Si un problème est détecté, l'équipe évalue d'abord le problème puis transmet ses constatations au service de l'exploitation de la centrale afin de l'aider à mener une enquête et à régler 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 montrer des signes indiquant la nécessité de procéder à un changement de matériel beaucoup plus tôt 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 l'équipe visent la détection rapide de problèmes de matériel selon une analyse des tendances à long terme et complètent les activités quotidiennes des centrales.

Automatisation et robotique

TransAlta a créé l'équipe responsable des données et de l'innovation en 2019 pour moderniser son infrastructure de données et tirer parti des nouvelles possibilités dans le domaine de l'analyse et de la science des données. L'équipe est multifonctionnelle et se compose d'architectes de données, d'ingénieurs de données, d'analystes de données, de développeurs de logiciels, d'ingénieurs et de spécialistes en intégration de données. L'équipe concentre ses efforts sur la création de valeur grâce à l'innovation numérique, notamment par la modernisation de la stratégie et des plateformes de gestion des données, la distribution rapide d'applications basées sur des données, la conception et la mise en œuvre de modèles d'analytique avancée et d'apprentissage automatique et l'automatisation des processus robotiques afin d'éliminer les tâches manuelles.

Voici quelques points saillants des travaux accomplis en 2022 :

- L'équipe responsable des données et de l'innovation a fait appel à des partenaires à l'échelle de l'entreprise pour faire progresser sa plateforme de gestion de la performance, GenOS, afin d'offrir de nouvelles caractéristiques qui améliorent la performance et la gestion de notre portefeuille d'actifs d'énergie renouvelable. Grâce à des améliorations clés des processus, notamment l'analyse avancée de la performance, qui tire parti de l'apprentissage machine, de modèles d'analytique avancée et de sciences des données, nos exploitants disposent de renseignements plus détaillés leur permettant d'optimiser la performance des actifs dans l'ensemble du portefeuille. Conçue en interne, la plateforme GenOS présente de l'information axée sur les données concernant nos actifs éoliens, solaires, alimentés au gaz et hydroélectriques.
- L'expansion importante de notre programme d'automatisation avancé a entraîné une hausse du nombre de processus que nous avons automatisés; les experts peuvent ainsi consacrer plus de temps à des possibilités représentant une plus grande valeur. En s'associant à des chefs de file dans le domaine de l'automatisation, TransAlta peut tirer parti de technologies d'envergure afin de concevoir rapidement des outils personnalisés d'automatisation des processus par la robotique à l'échelle de la Société.
- Nous avons poursuivi le 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. La cohorte de 2022 a travaillé sur six cas, notamment la surveillance du bon état des composantes pour nos modèles de prévision relatifs aux actifs éoliens et solaires.

- Tournée vers l'avenir, l'équipe responsable des données et de l'innovation a lancé le programme TransAlta numérique, qui vise à relever et à planifier les principales capacités commerciales requises pour répondre à l'évolution du secteur d'activité et de l'environnement technologique au cours des cinq prochaines années. Le programme vise à mettre à profit l'innovation numérique dans les principaux axes de possibilités au sein des équipes d'exploitation, de croissance, du siège social et de négociation. En 2022, nous avons tenu des séances de création d'idées au sein de la Société et avec des partenaires du secteur.

Drones

En avril 2022, TransAlta a mis sur pied le conseil d'inspection robotique. Le conseil a pour mission de coordonner et d'évaluer l'utilisation de drones aux fins d'inspections robotiques afin d'accroître la valeur pour l'entreprise grâce au renforcement de la sécurité, à la diminution des coûts d'inspection et à l'amélioration de la communication. Conformément à la valeur fondamentale de sécurité de TransAlta, le conseil a défini les obligations de l'entreprise relativement à l'utilisation sécuritaire d'aéronefs télépilotés dans le portefeuille de TransAlta. Le conseil a également rencontré des fournisseurs et des pairs du secteur afin d'en savoir plus sur les possibilités associées à ces technologies et sur leur mode de déploiement. Des inspections robotiques des actifs alimentés au gaz et des actifs hydroélectriques de TransAlta ont été réalisées. Le conseil examine d'autres applications dans notre portefeuille d'énergie renouvelable pour 2023.

Dialoguer avec nos parties prenantes pour bâtir des relations positives

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 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, ainsi que la santé et la sécurité du public. Cette rubrique présente les facteurs de développement durable liés au capital d'ordre social, sociétal et intellectuel conformément aux directives de l'International Integrated Reporting Framework.

Transition inclusive

En guise de soutien à la transition énergétique, TransAlta honore depuis 2015 son engagement d'investir 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 dans l'État de Washington. L'investissement 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 américains : le Weatherization Board (10 millions de dollars américains), l'Economic and Community Development Board (20 millions de dollars américains) et l'Energy Technology Board (25 millions de dollars américains). Jusqu'à présent, le Weatherization Board a investi 9,5 millions de dollars américains, l'Economic and Community Development Board, 15 millions de dollars américains, et l'Energy Technology Board, 15 millions de dollars américains.

Parmi les projets particuliers que les conseils ont financés en 2022 figurent l'octroi d'une subvention au Twin Transit afin de soutenir l'installation du premier électrolyseur d'hydrogène vert conteneurisé au port de Chehalis, dans le sud-ouest de l'État de Washington, qui fournira une source fiable d'hydrogène local, à proximité du marché; l'octroi d'un soutien financier pour le projet de démonstration d'énergie propre qui utilise l'acide formique comme porteur d'hydrogène liquide au port de Tacoma et ailleurs dans l'État de Washington, une initiative visant à remplacer l'utilisation de combustibles fossiles pour la réfrigération des conteneurs; et l'attribution d'un soutien financier pour les systèmes d'énergie solaire à l'intention des organisations ou des organismes sans but lucratif dans l'État de Washington.

De plus, en 2016, TransAlta a annoncé qu'elle avait conclu un accord avec le gouvernement de l'Alberta relativement à la cessation des émissions provenant des centrales de production d'électricité alimentées au charbon en Alberta (entente sur l'élimination du charbon). Dans le cadre de l'entente sur l'élimination du charbon, TransAlta investit dans des programmes et des initiatives appuyant les collectivités établies autour des centrales qui subissent les répercussions de l'abandon progressif de la production à partir du charbon pendant la transition.

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. Nous misons sur une croissance axée sur des solutions d'énergie renouvelable centrées sur le client afin d'offrir à ce dernier des services fiables et de grande qualité en vue d'un avenir à faible émission de carbone. En tant que l'un des plus grands producteurs d'électricité au Canada, nous pouvons compter sur une équipe qui offre aux entreprises :

- des solutions de développement durable dès l'étape de conception
- 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
- 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. Notre travail a été reconnu par nos clients, dont le taux de fidélisation moyen des trois dernières années s'élève à 88 %.

Dans l'ensemble de l'entreprise au Canada, aux États-Unis et en Australie, nous assurons la production sur place pour de grands clients industriels et du secteur minier. 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 continuons d'examiner la possibilité de fournir aux clients en tout temps de l'énergie sans émissions de carbone afin de les aider à atteindre leurs objectifs de décarbonation.

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 émissions de GES. La production à partir d'énergies renouvelables en 2022 nous a permis d'éviter l'émission d'environ 2,7 millions de tonnes d'éq. CO₂ pour nos clients.

Notre expérience dans le développement et l'exploitation d'installations de production d'énergie à faible teneur en carbone est mise en évidence ci-dessous.

Sources de production d'électricité	Expérience en exploitation (années)
Hydroélectricité	111
Gaz naturel	72
Énergie éolienne	25
Énergie solaire	8
Systèmes de stockage d'énergie par batteries	2

Se reporter à la rubrique «Favoriser l'innovation et l'adoption de technologies» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur la façon dont nous appuyons les objectifs de développement durable de nos clients.

Droits de la personne

TransAlta s'engage à respecter les normes du travail reconnues à l'échelle nationale et internationale et soutient la protection des droits de la personne de tous ses employés, entrepreneurs, fournisseurs, partenaires, partenaires autochtones et autres parties prenantes. Nous nous conformons à la législation sur les droits de la personne et sur l'esclavage moderne au Canada, aux États-Unis et en Australie. 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 la personne ni à des études d'impact, mais nous avons mis en place des pratiques de gouvernance à l'égard de la protection des droits de la personne.

Notre politique relative aux droits de la personne et à la discrimination reflète notre engagement à respecter les droits de la personne dans nos activités et notre chaîne d'approvisionnement et vise à nous assurer que les politiques et les pratiques appliquées à l'égard de notre personnel dans l'ensemble de nos activités à l'échelle mondiale respectent les droits fondamentaux. Le code de conduite de la Société décrit les comportements qui sont attendus de tous les employés. Nous nous engageons à créer un environnement de travail dans lequel tous les travailleurs se sentent en sécurité et sont valorisés pour la diversité qu'ils apportent à la Société. Les employés doivent obligatoirement suivre notre formation annuelle sur le code de conduite avant de signer le code de conduite. Nous avons également adopté un code de conduite à l'intention des fournisseurs qui définit les principes et les normes que doivent respecter les fournisseurs ainsi que leurs employés et entrepreneurs lorsqu'ils fournissent des biens ou des services à TransAlta.

Notre politique de dénonciation établit un mécanisme afin que nos employés, nos membres de la direction, nos administrateurs et nos entrepreneurs puissent dénoncer, entre autres, toute violation réelle ou soupçonnée de nature éthique ou juridique. Le cas échéant, nous nous efforcerions de contrer rapidement les répercussions et d'établir un plan de mesures correctives en collaboration avec les personnes et les parties prenantes concernées.

En Australie, produisons des déclarations en vertu de la *Modern Slavery Act* de l'Australie. Ces déclarations relatives à l'esclavage moderne sont un exemple des mesures que nous prenons pour évaluer et atténuer les risques liés à l'esclavage moderne dans nos activités et notre chaîne d'approvisionnement. Ces déclarations annuelles sont approuvées par notre conseil d'administration et sont accessibles au public.

Chaîne d'approvisionnement et approvisionnement durable

Nous continuons de chercher des solutions pour améliorer la chaîne d'approvisionnement dans une optique de développement durable. 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. Pour certains engagements d'approvisionnement par exemple, nous voulons 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

La chaîne d'approvisionnement est un pilier de notre plan de croissance de l'électricité propre en vue de mener des activités carboneutres. Nous avons amélioré la fonction de gestion des fournisseurs dans le système d'approvisionnement de la Société et travaillons à mettre en place une capacité de présentation des données sur les questions ESG. Au cours des prochaines années, nous élaborerons des critères ESG applicables à la chaîne d'approvisionnement et nous efforcerons de comprendre le profil des fournisseurs directs en matière d'émissions de GES et leurs cibles de réduction. Notre plan à long terme consiste à collaborer avec les fournisseurs afin d'évaluer les possibilités d'améliorer leurs cibles de réduction des émissions de GES et établir des lignes directrices relatives à la participation des fournisseurs à l'atteinte des cibles de réduction des GES.

En 2022, TransAlta a approuvé une nouvelle cible consistant à intégrer les considérations liées au développement durable dans nos chaînes d'approvisionnement. Notre cible se lit comme suit : «D'ici 2024, 80 % de nos dépenses seront faites auprès de fournisseurs ayant une politique de développement durable ou s'étant engagés à soutenir le développement durable.» Cette cible est conforme à l'intention de l'objectif 12.7 des ODD des Nations unies : «Promouvoir des pratiques durables dans le cadre de la passation des marchés publics, conformément aux politiques et priorités nationales.»

Notre code de conduite à l'intention des fournisseurs 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.

Relations et partenariats avec les groupes autochtones

Chez TransAlta, nous valorisons nos relations et nos partenariats avec nos voisins autochtones, et nous respectons les normes les plus élevées dans nos relations avec les peuples autochtones. Nos valeurs fondamentales – la sécurité, l'innovation, le développement durable, le respect et l'intégrité – incarnent notre façon d'exercer nos activités et de nous engager auprès des peuples autochtones. Notre engagement à l'égard des relations avec les Autochtones est dirigé par une équipe interne centralisée qui mise sur une approche axée les relations, qui fait intervenir des employés dans les centrales et dans chaque unité fonctionnelle. Ces employés et ces équipes nouent des liens avec les collectivités autochtones voisines et cherchent à établir des relations fondées sur le respect et la confiance afin d'aider TransAlta à améliorer continuellement ses pratiques commerciales.

Notre politique en matière de relations avec les Autochtones est axée sur cinq piliers : l'engagement communautaire et la consultation, le développement commercial, l'investissement dans les collectivités, l'emploi, et la formation et la sensibilisation. 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 de TransAlta et ses initiatives de croissance, de recueillir des commentaires pour guider la planification des projets, et de comprendre les priorités et intérêts des collectivités afin de mieux répondre aux préoccupations et saisir les possibilités.

Les formes d'engagement sont les suivantes :

- Établissement de relations grâce à des communications régulières et des réunions avec des représentants de différents échelons au sein des collectivités et des organisations autochtones
- Organisation d'activités entre la Société et la collectivité en vue de favoriser 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 s'engage de façon proactive en établissant la communication dès le début de la mise en valeur du projet, afin de pouvoir cerner les préoccupations et y répondre, et de réduire ainsi au minimum les retards éventuels. Nous nous efforçons d'entretenir les relations d'un bout à l'autre de nos activités : lors de la mise en valeur et de la construction du projet et de son exploitation, jusqu'au démantèlement. Nous travaillons avec les collectivités pour établir des relations fondées sur une communication continue et un respect mutuel. Ces principes sont reconnus dans notre politique en matière de relations avec les Autochtones, qui a récemment été mise à jour afin de refléter notre reconnaissance et notre compréhension de l'intention des recommandations de la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones.

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 devenir les futurs leaders de 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 aux élèves des écoles primaires autochtones peut faire naître chez eux une passion pour l'apprentissage permanent.

En 2022, TransAlta a offert plus de 457 000 \$ pour appuyer des programmes favorisant la jeunesse, l'éducation et l'emploi autochtones, soit 20 % du total des investissements de TransAlta dans les collectivités. Notre soutien se traduit notamment par ce qui suit :

- **Mother Earth's Children's Charter School («MECCS»)** – Située sur le territoire du traité n° 6, en Alberta, la MECCS offre des cours de la maternelle à la 9^e année et est citée comme la première et la seule école à charte pour enfants autochtones au Canada. La population étudiante est diversifiée et comprend des Métis, des Cris, des Sioux Nakoda et des Stoney. Des bénévoles de TransAlta se rendent à l'école pour livrer des cadeaux de Noël, ce qui donne à nos employés et aux élèves l'occasion de faire connaissance.

- **Spirit North** – TransAlta est fière de soutenir Spirit North, un organisme de bienfaisance national qui offre des activités liées à la terre pour améliorer la santé et le bien-être des jeunes Autochtones. Grâce au pouvoir transformateur du sport et du jeu, les jeunes Autochtones font d'importants apprentissages, découvrent un potentiel jusque-là inconnu et se forgent la confiance et le courage nécessaires pour surmonter les difficultés qui se présentent souvent à eux.
- **Read On Literacy Program** – En 2022, TransAlta a soutenu la création d'un programme d'alphabétisation à l'intention des Autochtones qui vise à encadrer des jeunes dans des écoles des Premières Nations afin qu'ils atteignent leur plein potentiel sur les plans académique, personnel et social grâce à la promotion de valeurs de base, notamment l'éducation, l'alphabétisation, la fierté culturelle et la prise de bonnes décisions de vie. TransAlta a parrainé le Read On Literacy Program afin que des élèves du primaire en Alberta puissent bénéficier de l'initiative en 2023.
- **Books In Homes** – Un financement est offert pour soutenir un programme d'alphabétisation destiné aux enfants des membres de la Tjiwarl Aboriginal Corporation en Australie-Occidentale.

Formation de sensibilisation à la culture autochtone offerte aux employés de TransAlta

En 2021, nous avons adopté une nouvelle cible de développement durable selon laquelle tous les employés doivent suivre une formation de sensibilisation à la culture autochtone avant la fin de 2023. Nous sommes convaincus que l'éducation est un facteur essentiel permettant de garantir des relations respectueuses et solides avec les peuples autochtones dans l'avenir. En 2022, tous les employés au Canada ont suivi la formation de sensibilisation à la culture autochtone. La formation sera offerte aux employés aux États-Unis et en Australie en 2023.

Relations avec les parties prenantes

Favoriser des relations positives avec ses parties prenantes est important pour TransAlta. Inspirés par nos valeurs fondamentales, nous estimons que la transparence envers nos parties prenantes est un élément essentiel de nos relations. Nous adoptons une approche proactive pour établir des relations et comprendre les incidences que notre entreprise et nos activités peuvent avoir sur les acteurs locaux.

Nos parties prenantes

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

- renforcer les relations en nous entretenant 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 la mise en valeur ou l'acquisition de projets potentiels. Au fil de décennies à établir des relations avec les parties prenantes dans les régions où se trouvent nos centrales, nous avons approfondi notre connaissance de ces parties prenantes 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	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 ordres 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 de services publics
Municipalités	Universitaires	Employés

Engagement des parties prenantes

Afin de mener nos activités avec succès, nous maintenons des canaux de communication ouverts avec nos parties prenantes. Nous nous engageons à trouver une solution de façon rapide et professionnelle en dialoguant avec elles. Nos pratiques en matière d'engagement des parties prenantes sont fondées sur les exigences réglementaires, les meilleures pratiques du secteur, les normes internationales et les politiques établies par la Société. Nous travaillons en interne et avec les parties prenantes pour trouver et 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 et participation à des 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 au Canada, aux États-Unis et en Australie afin de créer et d'entretenir des relations, d'évaluer les besoins et la pertinence et de trouver de nouvelles occasions 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 de mise en valeur et de construction des projets et maintenons une communication engagée pendant toute la durée des activités, jusqu'au démantèlement.

En 2022, l'engagement des parties prenantes a été mis de l'avant notamment dans le cadre d'une journée portes ouvertes virtuelle concernant le projet de stockage d'énergie par batteries WaterCharger, d'une journée portes ouvertes publique concernant le démantèlement et la remise en état de la mine de Highvale, d'une journée portes ouvertes publique concernant le projet de parc éolien Tempest, d'une réunion virtuelle sur la gestion de Bow River avec les parties prenantes et les utilisateurs à des fins récréatives, et du plan de réfection du parc éolien de Kent Hills.

Investissements dans les collectivités

En 2022, TransAlta a remis environ 2,3 millions de dollars sous forme de dons et de commandites (3,0 millions de dollars en 2021), en continuant de concentrer son attention sur trois domaines prioritaires : la jeunesse et l'éducation, le leadership en matière d'environnement, et la santé et les services sociaux.

Chaque année, l'un de nos principaux investissements dans les collectivités 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 1,2 million de dollars pour Centraide. TransAlta soutient Centraide depuis plus de 30 ans et a versé plus de 22 millions de dollars au cours de cette période.

En 2022, TransAlta a réalisé d'autres investissements importants, dont voici quelques-uns des principaux :

- **Calgary Health Foundation** – En 2022, TransAlta a annoncé l'octroi d'un soutien de 2 millions de dollars à la Calgary Health Foundation dans le cadre de la campagne Newborn Needs, qui vise à soutenir la mise en place d'une unité néonatale de soins intensifs au centre médical Foothills, qui sert la région du sud de l'Alberta.
- **Aide à des banques alimentaires** – En décembre 2022, TransAlta a versé 250 000 \$ à des banques alimentaires locales situées à proximité de ses actifs d'exploitation au Canada, aux États-Unis et en Australie. Cette initiative vise à reconnaître les difficultés auxquelles se heurtent des gens dans de nombreuses collectivités et le recours grandissant aux banques alimentaires par des familles qui peinent à joindre les deux bouts.
- **Centralia College** – TransAlta (par l'intermédiaire du Centralia Coal Transition Board) a investi 1,3 million de dollars dans le Southwest Washington Flexible Training Center, situé sur le campus du Centralia College. D'une superficie de 12 000 pieds carrés, le centre permettra d'accroître la capacité du collège d'offrir des possibilités de formation à la demande afin de répondre aux besoins du secteur.

Santé et sécurité du public

Nous nous engageons à protéger le public et nos actifs, de même que le bien-être physique, psychologique et social de nos employés.

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 centrales en 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. Parrainé par la direction, 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. 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, 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 travaillons avec diligence afin de protéger nos actifs numériques, notamment nos données d'entreprise et nos identités numériques, lesquelles nous donnent accès aux applications des secteurs d'activité. 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.

TransAlta respecte les normes de protection des infrastructures essentielles de la North American Electric Reliability Corporation («NERC»). Ces normes visent à assurer la réglementation, le contrôle, la surveillance et la gestion de la sécurité du réseau d'électricité en Amérique du Nord, et s'appliquent expressément aux risques liés à la cybersécurité.

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

Favoriser un effectif diversifié et inclusif

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. En 2022, nous avons amélioré notre performance en matière d'ESG grâce aux efforts que nous avons déployés afin de promouvoir un effectif conforme aux principes d'équité, diversifié et inclusif. Cette rubrique présente les facteurs de développement durable liés au capital humain, conformément aux directives de l'International Integrated Reporting Framework.

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 défendent les valeurs d'équité et d'inclusion à tous les échelons. Cet engagement est décrit dans notre politique concernant la diversité du conseil et des effectifs et dans notre engagement en faveur de la diversité et de l'inclusion. Nous croyons qu'en mettant l'accent sur l'équité, la diversité et l'inclusion, nous créerons une culture d'appartenance, permettant aux employés d'être eux-mêmes au travail, où ils pourront prospérer, innover, améliorer le service à la clientèle et avoir une incidence favorable sur les collectivités dans lesquelles nous vivons.

En 2022, TransAlta a conclu la deuxième année de sa stratégie d'équité, de diversité et d'inclusion sur cinq ans visant à faciliter la réalisation des aspirations et des objectifs énoncés dans notre engagement en matière d'équité, de diversité et d'inclusion.

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 le taux de participation des femmes au sein de l'équipe de direction et du conseil. Au 31 décembre 2022, les femmes représentaient 30 % de l'équipe de la haute direction et 36 % du conseil. D'après les données de toutes les sociétés canadiennes cotées à la Bourse de Toronto, ces pourcentages sont plus élevés que la moyenne en ce qui concerne les sièges au conseil occupés par des femmes (24 %) et les postes détenus par des femmes dans les équipes de direction (21 %).

Pour soutenir davantage la promotion des femmes, nous avons fixé des objectifs visant i) le maintien de l'égalité de rémunération pour les femmes occupant des postes équivalents, ii) une représentation de 50 % de femmes au sein de notre conseil d'ici 2030 et iii) une représentation de 40 % de femmes parmi tous les employés d'ici 2030. À l'heure actuelle, les femmes représentent 26 % de l'ensemble des employés. Bien que la majorité de nos postes opérationnels soient actuellement à prédominance masculine, nous restons déterminés à atteindre l'objectif de 40 % dans le délai prévu.

En 2022, 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 2022, la Société a été récipiendaire du prix Women Lead Here du *Globe and Mail*, qui évalue le ratio des personnes qui s'identifient comme étant des femmes par rapport à celles qui s'identifient comme des hommes aux trois échelons les plus élevés de la direction des sociétés cotées en Bourse au Canada.

En 2022, nous avons continué d'offrir la bourse d'études Women in Trades, offerte dans 13 différents établissements d'enseignement à des étudiantes admissibles inscrites dans des programmes postsecondaires de métiers spécialisés. En 2022, nous avons poursuivi la prestation d'un programme d'apprentissage à l'intention des femmes dans le cadre de nos activités de production, dont l'objectif stratégique est de recruter des étudiantes et de les former afin qu'elles puissent acquérir une expérience précieuse pour apprendre des métiers spécialisés.

Santé et sécurité du personnel

La sécurité de nos gens, de nos collectivités et de l'environnement est l'une de nos valeurs fondamentales. L'accent que nous mettons sur l'excellence opérationnelle reflète la valeur de TransAlta visant à offrir un environnement de travail sécuritaire pour nos gens et nos collectivités. L'excellence opérationnelle consiste à alimenter nos collectivités et à en renforcer l'autonomie d'une manière sécuritaire, respectueuse de l'environnement et durable en investissant dans la production d'électricité propre et en nous assurant que nos actifs fonctionnent de manière fiable et efficace.

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.

Nous avons fait d'importants progrès dans la transformation de notre culture de la sécurité. Les initiatives de formation et de perfectionnement étaient une priorité absolue, et nous avons donné une formation sur la sécurité axée sur les comportements à tous les employés. Cette formation fournit les outils et stratégies nécessaires pour permettre aux employés d'influer sur leurs comportements individuels et pour encourager l'appropriation personnelle quant aux résultats en matière de sécurité. Cela contribue à créer un environnement de travail sécuritaire sur le plan psychologique, puisqu'elle encourage la responsabilité personnelle à l'égard de la sécurité.

Un de nos indicateurs clés en matière de sécurité est le taux de fréquence totale des accidents enregistrables. Ce taux permet de faire le suivi du nombre de blessures qui requièrent des soins plus sérieux que des premiers soins, par rapport aux heures d'exposition totales travaillées. En 2022, le taux de fréquence totale des accidents enregistrables s'est établi à 0,39, par rapport à 0,82 en 2021. En 2022, le taux de fréquence totale des accidents enregistrables a dépassé la cible de 0,61 et a été notre meilleur résultat annuel jamais enregistré. À titre comparatif, nous avons constaté 6 blessures enregistrables en 2022, contre 17 en 2021. Nous n'avons compté aucune blessure ayant entraîné un arrêt de travail ou du travail restreint.

Notre solide performance en matière de sécurité est en partie attribuable au travail considérable que nous avons fait pour soutenir nos trois principales stratégies : renforcer notre culture de la sécurité, évaluer et améliorer la tolérance au risque, et normaliser les informations et la technologie en matière de sécurité. Pour maintenir et améliorer sa culture de la sécurité, TransAlta a organisé plus de 100 séances entre pairs d'une heure pour les dirigeants de l'ensemble de nos installations. Ces séances renforcent les concepts appris lors de la formation sur la sécurité axée sur les comportements et fournissent aux dirigeants des informations clés à transmettre à leurs équipes sur le sujet.

Les données du tableau suivant représentent la performance de l'entreprise en matière de sécurité et incluent les employés et les entrepreneurs :

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Blessures ayant entraîné un arrêt de travail	0	3	5
Blessures avec soins médicaux	6	9	9
Travail restreint	0	5	2
Heures d'exposition	3 058 000	4 134 000	3 948 000
Taux de fréquence totale des accidents enregistrables	0,39	0,82	0,81

Nous nous concentrons également sur la fréquence totale des accidents enregistrables. 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. Nous signalons et reconnaissons également les comportements positifs sur le lieu de travail afin de créer un environnement sécuritaire. Cela nous permet non seulement de gérer les incidents lorsqu'ils se produisent, mais aussi de relever les possibilités de prévenir les incidents avant même qu'ils ne se produisent. En 2022, nous avons enregistré 12 signalements par travailleur, ce qui excède notre cible seuil de 10. Les effets positifs associés à des pratiques rigoureuses de signalement sont évidents lorsque l'on examine notre performance globale en matière de sécurité. Le prix d'excellence en matière de sécurité décerné par l'Alberta Mine Safety Association à SunHills Mining LP en juin 2022 témoigne de l'engagement de TransAlta en matière de sécurité. Ce prix a été décerné à la mine albertaine la plus performante de 2021 en matière de sécurité parmi les mines de moins d'un million d'heures de travail. En 2022, nos équipes du secteur Gaz ont également célébré une année sans blessures ayant entraîné un arrêt de travail, blessures avec soins médicaux, ni blessures avec travail restreint.

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 histoire de 111 ans. Nos valeurs sont la sécurité, l'innovation, le développement durable, le respect et l'intégrité. Ces cinq valeurs 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 aux collectivités, 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.

Transformation de la culture

En 2022, nous avons amorcé un parcours vers la transformation de notre culture avec comme objectif la mise en place d'une culture axée sur l'apprentissage, la raison d'être et les résultats. Nous avons élaboré une stratégie en matière de culture, une charte culturelle et une feuille de route culturelle sur trois ans qui définissent les jalons à atteindre. Pour assurer l'harmonisation et la transparence, tous ces documents sont à la disposition des employés.

Nous avons lancé un sondage sur l'engagement des employés pour évaluer l'expérience des employés, et en fonction des résultats, les dirigeants ont établi des plans d'action pour favoriser l'amélioration et accroître l'engagement à l'échelle des unités fonctionnelles et des équipes.

Enfin, nous mettons l'accent sur le bien-être des employés. Pour accroître la sensibilisation à cet égard, nous avons lancé des séances de formation sur divers sujets tels que la santé mentale, la santé des femmes, la santé des hommes, la nutrition, la résilience, etc.

Structure organisationnelle

Au 31 décembre 2022, nous avons un effectif de 1 222 employés (1 282 en 2021). Ce nombre a diminué de 5 % par rapport au niveau de 2021, à la suite d'une réduction des postes de notre portefeuille de centrales alimentées au charbon dans le cadre des conversions au gaz et de l'arrêt des activités d'exploitation minière. Nos employés étant syndiqués dans une proportion d'environ 31 %, 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.

Notre structure organisationnelle est restée inchangée en 2022. Notre entreprise exploite quatre secteurs de production, dont Gaz, Énergie éolienne et énergie solaire, Hydroélectricité et Transition énergétique. En outre, notre unité fonctionnelle en Alberta et l'équipe du secteur Commercialisation de l'énergie optimisent notre portefeuille d'actifs tout en gérant les risques liés aux produits de base. Notre secteur Siège social, qui comprend les fonctions financières, juridiques, administratives, des ressources humaines, 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 de la technologie de l'information, de la chaîne d'approvisionnement, 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.

Fidélisation et reconnaissance des employés

Rémunération liée aux questions ESG

TransAlta a intégré la performance ESG dans la rémunération des employés, y compris dans celle de l'équipe de direction. Nos plans incitatifs annuels et à long terme de rémunération fondée sur la performance sont liés à la réalisation de divers objectifs ESG par TransAlta, les cibles et les mesures étant revues et approuvées chaque année par le conseil d'administration.

En 2022, 20 % du plan incitatif annuel était lié à l'atteinte d'objectifs ESG précis : 5 % pour notre performance en matière d'équité, de diversité et d'inclusion, 5 % pour nos améliorations de la culture organisationnelle et 10 % pour la sécurité. De plus, 30 % du plan incitatif annuel était lié à la croissance, laquelle est axée sur l'expansion du portefeuille de production d'énergie renouvelable de TransAlta, ce qui aidera la Société à réduire l'intensité globale de ses émissions de GES. Nos plans incitatifs à long terme comprennent des objectifs

stratégiques liés à nos efforts axés sur l'électricité propre, la forte croissance des énergies renouvelables, l'élaboration de politiques ESG, la réalisation de notre plan culturel, et notre stratégie d'équité, de diversité et d'inclusion. Se reporter à la circulaire de sollicitation de procurations de la direction pour plus de précisions concernant la rémunération liée aux questions ESG.

Performance et reconnaissance des employés

Nous nous efforçons d'être un employeur de choix grâce à nos programmes de rémunération globale, qui incluent des plans incitatifs de rémunération fondée sur la performance, examinés et approuvés par le conseil d'administration. Les plans incitatifs annuels et à long terme de TransAlta sont conçus pour mesurer et reconnaître les contributions des employés à l'égard des mesures et des cibles. Afin de motiver les employés et de susciter leur engagement en temps opportun, nous avons mis en place des programmes de reconnaissance des employés, notamment un programme de reconnaissance trimestriel et un programme de reconnaissance entre pairs.

Développement des talents

TransAlta accorde une grande importance au développement des talents et à la fidélisation des employés. Chaque année, les employés suivent une combinaison de formations obligatoires, facultatives et personnalisées dans le cadre de leurs fonctions. Tous les employés ont accès à des conférenciers qui sont experts de sujets aussi variés que l'équité, la diversité et l'inclusion, la santé mentale, la culture, le développement des compétences générales et le bien-être financier.

Pratiques progressistes de gérance environnementale

Nous continuons d'accroître la valeur financière des activités liées au capital naturel ou environnemental tout en réduisant notre empreinte environnementale et les éventuels facteurs de risque liés aux impacts environnementaux. Cette rubrique présente la gestion du capital naturel conformément aux directives de l'International Integrated Reporting Framework.

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'énergie renouvelable 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 durant la transition vers l'électricité propre. Nos processus de gestion environnementale renforcent notre stratégie d'entreprise qui consiste à abandonner nos activités de combustion du charbon à forte intensité de GES. En 2026, notre production sera uniquement composée de gaz naturel et d'énergies renouvelables, l'objectif quant au BAIIA provenant des énergies renouvelables étant fixé à 70 %.

Politique environnementale

La réduction de l'impact environnemental 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. Notre nouvelle politique environnementale définit la manière dont nous intégrons la protection de la nature et de l'environnement dans la stratégie de TransAlta, dans sa politique de gestion totale de la sécurité, ainsi que dans ses principes de conduite pour la gestion des ressources naturelles.

Système de gestion de l'environnement

Chez TransAlta, nous exploitons nos centrales conformément aux meilleures pratiques en matière de respect des normes de gestion environnementale. Nos processus de gestion de l'environnement sont examinés chaque année afin d'assurer l'amélioration constante de notre performance environnementale. Nous avons renforcé notre compréhension des systèmes de gestion de l'environnement depuis que nous avons harmonisé nos processus à l'ISO 14001, norme reconnue à l'échelle internationale en matière de gestion de l'environnement. Actuellement, les incidences les plus importantes sur nos activités au titre du capital naturel ou environnemental sont les émissions de GES, les émissions atmosphériques (c.-à-d. des polluants) et l'utilisation de l'énergie.

Parmi les autres incidences importantes que nous gérons et dont nous suivons le rendement au moyen de nos pratiques de gestion de l'environnement, mentionnons l'utilisation de terrains, l'utilisation de l'eau et la gestion des déchets.

En plus de nos pratiques de gestion environnementale, nous sommes assujettis à des lois et règlements environnementaux qui ont une incidence sur certains aspects de nos activités, notamment les émissions atmosphériques, la qualité de l'eau, les déversements d'eaux usées et la production, le transport et l'élimination de déchets et de substances dangereuses. Les activités de la Société sont susceptibles d'endommager l'habitat naturel, d'altérer la végétation et la faune, ou de provoquer une contamination du sol ou de l'eau qui pourrait nécessiter des mesures correctives en vertu des lois et règlements applicables. Ces lois et règlements exigent que nous obtenions et respections des homologations, licences, permis et autres approbations de diverses natures en matière d'environnement. La réglementation environnementale des territoires où nous exerçons nos activités est rigoureuse. Tant les fonctionnaires que les particuliers peuvent chercher à faire appliquer à l'égard de la Société les lois et règlements environnementaux. Nous interagissons de manière continue avec un certain nombre d'organismes de réglementation.

Performance environnementale

Notre performance en matière de gestion des aspects environnementaux, de réduction de notre empreinte environnementale et de mise en œuvre d'initiatives environnementales comprend ce qui suit :

Biodiversité

Dans notre nouvelle politique environnementale, 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 entrepreneur de TransAlta. En 2022, la Société a approuvé deux nouveaux objectifs de développement durable pour la protection de la nature et de la biodiversité. Se reporter à la rubrique «Cibles de développement durable pour 2023 et au-delà» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Surveillance des questions liées à la biodiversité

Le CGSDD de TransAlta 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, des changements apportés à la politique publique, et de l'établissement de stratégies, de politiques et de pratiques en matière d'environnement. Pour plus d'informations, se reporter à la rubrique «Gouvernance du développement durable» du présent rapport de gestion.

Évaluation des incidences de notre chaîne de valeur sur la biodiversité

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 santé de la biodiversité. Les sections qui suivent donnent plus de précisions sur la façon dont nous évaluons les incidences de notre chaîne de valeur sur 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 stratégies 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. 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 nos projets gaziers, qui s'intègrent dans des installations industrielles existantes.

En outre, chaque nouveau projet de mise en valeur est associé à un plan détaillé d'engagement communautaire conçu pour veiller à ce que 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 avant de présenter des demandes de permis importantes pour tous nos projets.

Activités quotidiennes

En 2022, nos centrales en Alberta disposaient toujours 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, un plan de gestion opérationnelle de l'environnement a été élaboré pour chaque actif 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. Les initiatives environnementales appuyant nos efforts en faveur de la biodiversité comprennent nos pratiques de protection des oiseaux et des chauves-souris (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 en exploitation ou à proximité) et la collecte de l'ensemble des données à long terme (p. ex., des études sur la faune avant et après la construction). De plus, nous continuons à collaborer avec l'industrie et la communauté scientifique afin de répondre aux préoccupations et aux impacts environnementaux liés à la biodiversité.

Pour ce qui est de nos activités à Centralia, en 2022, nous avons élaboré une stratégie de reboisement riverain pour les zones sous-boisées le long de la rivière Skookumchuck situées dans notre zone de gestion de l'habitat faunique de Skookumchuck. Environ 40 acres seront restaurés en 2023 au moyen de types forestiers dominés par des conifères le long des deux côtés de la rivière, ce qui améliorera des fonctions écologiques importantes pour l'habitat que constitue la rivière, notamment l'ombre, la filtration des sédiments, l'apport de gros débris ligneux, l'apport de nutriments et la protection des berges. De plus, nous avons planté 1 600 arbres dans la zone de compensation écologique des terres humides du bassin de Chehalis et nous avons mené à bien un vigoureux programme de désherbage pour lutter contre l'alpiste roseau et les mauvaises herbes envahissantes ou nuisibles.

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 2025 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 combustible, nous surveillons également la combustion de l'essence ou du diesel dans nos véhicules ainsi que la consommation d'électricité et de combustible 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.

Le tableau qui suit présente notre utilisation d'énergie (en millions de gigajoules). En 2022, l'utilisation d'énergie a diminué de 4 % par rapport à celle de 2021. La somme de certaines valeurs peut ne pas correspondre au total indiqué en raison de l'arrondissement. Les valeurs à zéro ont été tronquées :

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Hydroélectricité	0	0	0
Énergie éolienne et énergie solaire	0	0	0
Gaz	130	118	138
Transition énergétique	64	86	141
Siège social et Commercialisation de l'énergie	0	0	0
Total de l'utilisation d'énergie (en millions de gigajoules)	195	204	279

Émissions atmosphériques

Notre centrale alimentée au charbon émet des émissions atmosphériques que nous surveillons, analysons et signalons aux organismes de réglementation. Nous élaborons également des mesures d'atténuation en fonction du type d'émission atmosphérique. Nous signalons nos principales émissions atmosphériques provenant du charbon, qui comprennent du NO_x, du SO₂, des particules fines et du mercure. Nous continuons à réduire les émissions atmosphériques de nos installations existantes en convertissant et en mettant hors service des unités alimentées au charbon en Alberta (achevé en 2021) et dans l'État de Washington (achèvement prévu d'ici la fin de 2025).

En 2022, nous avons atteint notre objectif 2026 de réduire les émissions de SO₂ de 95 % et celles de NO_x de 80 % par rapport aux niveaux de 2005. Depuis 2005, nous avons réduit les émissions de SO₂ de 98 % et les émissions de NO_x de 83 %. D'ici la fin de 2025, les émissions de mercure seront éliminées après la mise hors service prévue de l'unité restante de Centralia. Les émissions de particules fines et de SO₂ seront pratiquement éliminées ou considérées comme négligeables.

Aucune de nos anciennes centrales alimentées au charbon en Alberta n'est située à moins de 50 kilomètres d'une zone urbaine ou densément peuplée, et ces centrales ont toutes été mises hors service ou converties au gaz en 2021. 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 alimentées au gaz émettent de faibles niveaux de NO_x qui doivent être signalés aux organismes de réglementation nationaux. Ces centrales produisent également des quantités infimes de SO₂ et des particules fines, mais à des niveaux jugés négligeables qui n'entraînent pas d'obligation de déclaration ni de problème de conformité. Bon nombre de nos centrales au gaz sont situées dans des régions très éloignées et peu peuplées, loin des zones urbaines. Nos centrales au gaz de Sarnia, de Windsor, d'Ottawa et de Fort Saskatchewan ainsi que la centrale Ada sont nos centrales qui dégagent des émissions atmosphériques dans un rayon de 49 kilomètres d'un milieu urbain ou densément peuplé.

En 2022, le total de nos émissions atmosphériques a diminué par rapport aux niveaux de 2021. Plus précisément, le NO_x a été réduit de 21 %, les particules fines de 82 % et le SO₂ de 86 % par rapport aux niveaux de 2021. Les émissions de mercure ont également diminué de 50 % par rapport au niveau de 2021. La réduction des émissions découle en grande partie des fermetures liées aux conversions du charbon au gaz et de la mise hors service d'unités alimentées au charbon.

Le tableau suivant présente nos principales émissions atmosphériques. Les chiffres ont été arrondis au millier près, à l'exception de ceux liés aux particules fines (qui ont été arrondis à la centaine près) et de ceux liés au mercure (qui ont été arrondis à la dizaine près) :

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
SO ₂ (tonnes)	1 000	7 000	12 000
NO _x (tonnes)	11 000	14 000	21 000
Particules fines (tonnes)	400	800	4 000
Mercure (kilogrammes)	20	40	60

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 charbon et au gaz vient principalement de rivières pour lesquelles nous détenons des permis 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.

Notre objectif de réduction de la consommation d'eau permettra, d'ici 2026, de réduire de 20 millions de m³, ou de 40 %, la consommation d'eau de l'ensemble de nos installations (prélèvements moins déversements) par rapport à celle de 2015. En 2015, la consommation d'eau s'est élevée à 45 millions de m³. Cet objectif est conforme aux ODD 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.

Généralement, TransAlta extrait entre 220 millions et 240 millions de m³ d'eau pour l'ensemble de ses centrales. En 2022, nous avons utilisé environ 230 millions de m³ d'eau (240 millions de m³ en 2021) et retourné à la source environ 210 millions de m³ d'eau (210 millions de m³ en 2021), ou 89 %. La consommation d'eau totale s'est élevée à environ 30 millions de m³ (30 millions de m³ en 2021).

Le tableau qui suit présente la consommation d'eau totale (en millions de m³) au cours des trois derniers exercices. La somme de certaines valeurs peut ne pas correspondre au total indiqué en raison de l'arrondissement. Les chiffres ci-après ont été arrondis à la dizaine de millions de m³ près :

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Prélèvement d'eau	230	240	230
Déversement d'eau	210	210	200
Consommation d'eau totale (en millions de m³)	30	30	40

Sécurité de l'eau

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 97 % 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. 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 réduire au minimum 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 d'inondation. Lors d'un cyclone de catégorie 4 qui a provoqué des inondations dans la région en 2019, la centrale de South Hedland 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.

Sécurité des barrages

Nos programmes de sécurité des barrages englobent tous les aménagements hydroélectriques, les bassins construits et les structures de rétention des fluides telles que les bassins et les canaux de cendres, ainsi que les équipements et structures connexes et le personnel nécessaire pour exploiter, entretenir et inspecter ces éléments. Ils sont régis par notre politique de sécurité des barrages et notre système de gestion de la sécurité des barrages, comprenant des exigences en matière de conception, de modification et de mise hors service, d'exploitation, d'entretien et de surveillance, de sécurité du public, de gestion des urgences et de gestion des risques.

Le conseil de TransAlta et son président et chef de la direction supervisent l'efficacité de nos programmes de sécurité des barrages et reçoivent des mises à jour régulières. En 2022, un membre du conseil a été nommé conseiller de la sécurité des barrages de la Société pour aider le conseil à s'acquitter de son rôle de surveillance à l'égard des pratiques de sécurité des barrages de la Société étant donné les aspects techniques et uniques que présente la sécurité des barrages. De plus, TransAlta fait appel à un comité externe d'examen de la sécurité des barrages chargé d'effectuer un examen du programme et de sa gestion, y compris une évaluation globale et une comparaison avec d'autres programmes nationaux et internationaux.

Nos programmes de surveillance comprennent ce qui suit :

- Inspections des activités et inspections techniques régulières
- Tests des pièces d'équipement essentielles
- Présence de nombreux instruments dans les barrages qui permettent le suivi du niveau d'eau, de la température et des mouvements et la détection des tremblements de terre
- Recours à des drones et à la télésurveillance des mouvements par satellite
- Plans et exercices d'urgence avec les parties prenantes internes et externes
- Examens réguliers par des tiers qui sont présentés aux organismes de réglementation

Nous travaillons en étroite collaboration avec les acteurs locaux, notamment les offices de protection de la nature et les organismes publics, sur la gestion des bassins hydrographiques, la planification d'urgence et les mesures d'intervention en cas d'inondation. Par exemple, 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 2021, nous avons renouvelé notre accord précédent avec le gouvernement de l'Alberta pour une période supplémentaire de cinq ans 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 qu'à notre réseau de la rivière Kananaskis (qui comprend les centrales hydroélectriques d'Interlakes, de Pocaterra et de Barrier) afin de participer aux efforts visant à réduire la sécheresse. En 2022, nous avons commencé le démantèlement du bassin de cendres de la centrale de Keephills, une installation qui n'est plus nécessaire pour le stockage des cendres depuis la conversion du charbon au gaz de l'unité 2 de la centrale. Ce projet d'une durée de trois ans permettra de remodeler le bassin existant afin qu'il soit stable à long terme et constitue la première étape vers la mise hors service de la structure.

TransAlta est fière de sa réputation en matière de sécurité des barrages. Nous sommes membres de l'Association canadienne des barrages, du groupe d'intérêt sur la sécurité des barrages du Centre for Energy Advancement through Technological Innovation, de l'United States Society on Dams, de la Société canadienne de géotechnique, et de l'Association of State Dam Safety Officials.

Pour plus d'informations sur notre programme de gestion des urgences, se reporter à «Santé et sécurité du public» sous la rubrique «Dialoguer avec nos parties prenantes pour bâtir des relations positives» du présent rapport de gestion.

Déchets

Dans notre politique environnementale, l'importance de la protection de l'environnement et de la gestion des déchets est présentée comme la responsabilité sociale de TransAlta et des employés et entrepreneurs de TransAlta. Nos données sur les déchets sont communiquées chaque année à divers organismes de réglementation.

L'objectif de réduction des déchets de TransAlta consiste à réduire, d'ici 2022, 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. En 2022, nous avons atteint cet objectif, enregistrant une réduction de 86 % par rapport au niveau de 2019.

En 2022, nos activités ont généré l'équivalent d'environ 208 000 tonnes de déchets (515 000 tonnes en 2021). Les déchets non dangereux représentent 89 % de la production totale de déchets, et 1 % de la production totale a été envoyée à la décharge (0,2 % en 2021).

Le tableau qui suit présente la production totale de déchets au cours des trois derniers exercices. Les chiffres ont été arrondis au millier près :

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Total de la production de déchets (tonne d'éq.)	208 000	515 000	1 135 000
Déchets mis en décharge (tonne d'éq.)	2 000	1 000	11 000
Déchets recyclés (tonne d'éq.)	27 000	31 000	31 000
Déchets réutilisés (tonne d'éq.)	151 000	176 000	533 000
Total des déchets mis en décharge (en pourcentage)	1	0,2	1
Total des déchets dangereux (en pourcentage)	11	5	2
Total des déchets dangereux mis en décharge (en pourcentage)	0,6	1,0	0,4

Nos déchets de réutilisation ou déchets de sous-produits sont généralement vendus à des tiers. 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.

Gestion des cendres de charbon

Étant donné que nous abandonnons le charbon, nous avons cessé de produire des déchets de cendres volantes à la fin de 2021 au Canada et nous n'en produisons plus 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.

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.

Le 31 décembre 2021, notre mine de Highvale en Alberta a été fermée dans le cadre de notre objectif d'abandonner la production d'électricité au charbon au Canada à la fin de 2021. La mine est progressivement remise en état dans le cadre de nos approbations réglementaires, notre objectif étant de la remettre entièrement en état d'ici 2046. En 2022, notre équipe de remise en état a présenté nos plans de remise en état définitif. Les nouveaux plans s'alignent sur les priorités de la collectivité concernant les terrains remis en état. 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 de la mise en valeur. 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.

Incidents et déversements accidentels dans l'environnement

La réduction de notre empreinte écologique favorise la santé des écosystèmes et atténue les risques liés à la conformité environnementale et à notre réputation. Dans le cadre de notre système de gestion totale de la sécurité, nous appliquons des procédures de gestion des incidents de la Société concernant l'intervention initiale appropriée, l'enquête et les leçons tirées afin de réduire au minimum les incidents environnementaux. 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 2022, nous avons recensé un incident environnemental de non-conformité à la réglementation (deux incidents en 2021). L'incident est survenu dans notre centrale de cogénération de Sarnia et est lié à un débordement d'eaux usées dans notre bassin de neutralisation lors du traitement de l'eau. L'incident a donné lieu à deux mesures d'application des lois environnementales pour un montant total de 35 000 \$.

Incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation :

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation	1	2	2

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 immédiate à tous les déversements accidentels dans l'environnement afin de garantir que l'évaluation, le confinement et la récupération des matériaux déversés entraînent une incidence minimale sur l'environnement.

Le volume estimatif des déversements accidentels en 2022 a été de 246 m³ (6 m³ en 2021). Les volumes de déversement accidentel en 2022 ont été plus élevés en raison d'un incident environnemental à notre centrale de Sarnia. L'incident concernait le rejet d'eaux usées à faible pH pendant le traitement de l'eau et a eu des incidences négligeables sur l'environnement.

Incidents environnementaux importants :

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Incidents environnementaux importants	0	0	6

Il existe un risque de défaillance des bassins de cendres liés à nos centrales au charbon restantes. 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.

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 des conditions météorologiques en fonction des saisons. Les variations de température en hiver ont une incidence sur la demande de chauffage électrique, tandis que 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 nos centrales 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, feux de forêt, tremblements de terre, tornades et cyclones), de pannes de matériel 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. 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.

Fournir de l'énergie fiable, durable et à faible coût

L'objectif de TransAlta est d'être un chef de file dans la production d'électricité propre centré sur le client et soucieux d'assurer un avenir durable. Notre stratégie vise à répondre aux besoins de nos clients en matière d'électricité propre, fiable et à faible coût et à assurer l'excellence opérationnelle et l'amélioration continue dans tout ce que nous faisons. Cette rubrique présente la gestion du capital d'ordre manufacturier, intellectuel, social et sociétal conformément aux directives de l'International Integrated Reporting Framework.

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 d'énergie renouvelable, de systèmes de stockage par batteries et de solutions hybrides, et à la préparation d'accords d'enlèvement à long terme à partir de ses centrales alimentées au gaz et à partir d'énergie renouvelable, actuelles et futures.

Efficience 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 si leurs sites affichent un facteur de puissance inférieur à 90 %, afin qu'ils puissent envisager d'installer du matériel 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.

Résilience du réseau

En tant que grand producteur d'électricité, TransAlta travaille 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 à des clients industriels des solutions énergétiques décentralisées et adaptées. En 2021, TransAlta a convenu de construire le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, en Australie-Occidentale, pour fournir à BHP de l'électricité solaire renouvelable pour ses activités dans la région de Goldfields au moyen d'un système de stockage d'énergie par batteries. Nous alimentons également des réseaux électriques centralisés, et nous possédons et exploitons une infrastructure de transport en Alberta qui répond aux besoins de fiabilité du réseau.

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. 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. En outre, nous nous engageons à respecter les normes de la NERC et les normes de fiabilité de l'Alberta à l'égard des centrales et des infrastructures de transport que nous possédons et exploitons.

En tant qu'entreprise, nous nous concentrons sur le déploiement de capacités de production d'énergie propre et de nouvelles solutions technologiques afin de répondre aux besoins émergents et futurs du réseau électrique dans lequel nous exerçons nos activités. En Alberta, par exemple, en 2020, nous avons mis en service la première centrale de stockage par batteries, appelée WindCharger, à l'unité 2 de notre parc éolien Summerview afin de créer une ressource de production de pointe à faible émission. Cette ressource fait partie du projet pilote de réponse en fréquence rapide de l'AESO afin de soutenir les activités d'interconnexion. En plus de l'initiative de réponse en fréquence rapide, WindCharger utilise une ressource dont la rapidité de réponse est inégalée parmi les technologies de production existantes et qui peut être exploitée avec beaucoup de fiabilité, ce qui permet de répondre au besoin grandissant de réponse en fréquence primaire, de réponse inertielle et de résilience afin de favoriser la décarbonation du réseau grâce à un approvisionnement diversifié provenant de sources d'énergie renouvelable intermittentes.

Se reporter à la rubrique «Favoriser l'innovation et l'adoption de technologies» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur les technologies qui renforcent la résilience du réseau. Se reporter à «Conditions météorologiques» sous la rubrique «Pratiques progressistes de gérance environnementale» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur les événements météorologiques extrêmes et les catastrophes naturelles.

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 et de la direction. Elle nécessite une compréhension des questions 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 CGSDD du conseil de TransAlta. 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 de changements climatiques, d'environnement, de santé et de sécurité, des changements apportés à la politique publique, et de l'établissement de stratégies, de politiques et de pratiques en matière de changements climatiques, d'environnement, de santé et de sécurité, et de bien-être social, y compris les droits de la personne, les conditions de travail et l'approvisionnement responsable.

Les documents suivants aident à régir le développement durable chez TransAlta et sont accessibles au public sur notre site Web, sous la rubrique «Gouvernance» de la section «Investor Centre» :

- Code de conduite de la Société
- Code de conduite à l'intention des fournisseurs
- Politique de dénonciation
- Politique de gestion totale de la sécurité
- Politique relative aux droits de la personne et à la discrimination
- Politique en matière de relations avec les Autochtones
- Politique concernant la diversité du conseil et des effectifs et engagement en faveur de la diversité et de l'inclusion
- Politique environnementale

Nous sommes membres d'organisations et de groupes de travail clés en matière de développement durable, notamment EXCEL Partnership, Canadian Business for Social Responsibility et le comité directeur de l'électricité durable d'Électricité Canada, ce qui nous permet de valider et de soutenir notre stratégie et nos pratiques de développement durable.

En 2022, nous avons revisité nos facteurs de développement durable importants. Ils sont présentés ci-dessous par ordre alphabétique :

- Chaîne d'approvisionnement et approvisionnement durable
- Changements climatiques et émissions de GES
- Droits de la personne et pratiques de travail
- Énergie renouvelable et technologies innovatrices
- Engagement des parties prenantes et investissement dans les collectivités
- Équité, diversité et inclusion
- Éthique et conduite des affaires
- Finance durable
- Gestion de la biodiversité et des terres
- Gestion de l'eau
- Gestion des déchets
- Gouvernance du développement durable
- Intégrité des actifs et résilience du réseau
- Protection de l'actif informationnel et cybersécurité
- Qualité de l'air et émissions atmosphériques
- Recrutement, fidélisation et développement des talents
- Relations et partenariats avec les groupes autochtones
- Santé, sécurité et bien-être
- Sécurité des barrages
- Sécurité, préparation aux situations d'urgence et intervention d'urgence
- Utilisation et conservation de l'énergie

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

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.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, l'économie mondiale a continué de se remettre de la pandémie de COVID-19. L'invasion de l'Ukraine par la Russie le 24 février 2022 a entraîné l'adoption de mesures politiques sans précédent et la coordination mondiale de sanctions et d'engagements visant à réduire la dépendance à l'égard de l'énergie russe, y compris le gaz naturel, ce qui a intensifié les perturbations de la chaîne d'approvisionnement mondiale et la volatilité des prix des produits de base et contribué à l'augmentation potentielle du risque lié à la cybersécurité. La Société continue d'atténuer les risques liés à l'inflation et à la chaîne d'approvisionnement en ce qui concerne les projets de mise en valeur actuels en fixant les prix des matériaux clés lorsque cela est possible et en recourant à d'autres stratégies d'atténuation des risques liés à la chaîne d'approvisionnement. Un conflit prolongé et la récente dynamique inflation-chaîne d'approvisionnement pourraient avoir une incidence sur les coûts des projets de construction futurs, notamment le risque de hausse des prix des matériaux clés. Par conséquent, les répercussions indirectes du conflit russo-ukrainien qui continue d'évoluer et de la hausse des taux d'inflation sur les marchés mondiaux restent incertaines à l'heure actuelle, mais la direction continue de surveiller et d'évaluer les répercussions qui en découlent.

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 président 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.
- La direction et le conseil favorisent un dialogue ouvert avec les actionnaires et les parties prenantes 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

Le code de conduite de la Société énonce 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 conduite applicables. Aux termes de cette attestation, les employés, membres de la direction et administrateurs doivent également reconnaître qu'ils ont respecté les normes prévues dans nos codes respectifs au cours de la dernière année civile.

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

Pour permettre au conseil d'établir et de gérer les aspects financier, environnemental et social de nos pratiques de gouvernance, le conseil a créé le CAFR, le CGSDD, le comité des ressources humaines («CRH») et le CPI.

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 de changements climatiques, d'environnement, de santé et de sécurité, des changements apportés à la politique publique, et de l'établissement de stratégies, de politiques et de pratiques en matière de changements climatiques, d'environnement, de santé et de sécurité, et de bien-être social, y compris les droits de la personne, les conditions de travail et l'approvisionnement responsable. Le CGSDD reçoit aussi un rapport annuel sur le processus d'attestation annuel des codes de conduite. Se reporter à «Gouvernance en matière de changements climatiques» sous la rubrique «Questions environnementales, sociales et de gouvernance» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur la surveillance exercée par le conseil sur les facteurs liés aux changements climatiques.

Dans le cadre de ses fonctions de surveillance visant à s'assurer que la Société obtient systématiquement une solide performance en matière d'environnement, de santé et de sécurité, le CGSDD prend un certain nombre de mesures, y compris : i) recevoir des rapports réguliers de la direction concernant la conformité aux règles environnementales et les tendances en matière d'environnement et les réactions de TransAlta à cet égard; ii) recevoir des rapports et des comptes rendus portant sur les initiatives de la direction à l'égard des changements apportés à la législation sur les changements climatiques, sur l'évolution des politiques et des autres projets de loi ainsi que sur leur incidence éventuelle sur nos activités; iii) évaluer l'incidence de la mise en œuvre des politiques et autres mesures législatives relatives aux GES sur les activités de la Société; iv) examiner avec la direction les politiques en matière d'environnement, de santé et de sécurité de la Société; v) examiner avec la direction les pratiques en matière de santé et sécurité mises en œuvre au sein de la Société, ainsi que les processus d'évaluation et de formation mis en place pour traiter des problématiques; vi) analyser avec la direction des façons d'améliorer les processus et les pratiques en matière d'environnement, de santé et de sécurité; et vii) examiner l'efficacité de notre réaction aux 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 du 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 CPI est habilité par le conseil à superviser les conclusions de la direction en matière d'investissement et l'exécution des grands projets de dépenses d'investissement approuvés par le conseil qui favorisent les plans stratégiques de la Société. Le CPI aide le conseil à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance en ce qui a trait à l'examen et au suivi des processus de gestion de projet et de contrôle, du profil financier, des coûts en capital, des pratiques d'approvisionnement et des calendriers de projet de façon plus approfondie que lors des réunions ordinaires du conseil sur lesquelles pèsent des contraintes de temps.

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

Le 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 vice-président directeur, Finances et chef des finances.

Le comité des investissements est un comité de gestion présidé par notre vice-président directeur, Fusions et acquisitions, stratégie et trésorier, et se compose du président et chef de la direction; du vice-président directeur, Finances et chef des finances; de la vice-présidente directrice, Affaires juridiques, commerciales et externes; du vice-président directeur, Production; du vice-président directeur, Activités en Alberta; et de la vice-présidente, Financement stratégique et relations avec les investisseurs. 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 vice-président directeur, Finances et chef 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 en Alberta de TransAlta. Il atteint ses objectifs en procédant à un examen 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 de l'exploitation hydroélectrique 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 et lignes directrices en matière de gouvernance de la Bourse de Toronto et des Autorités canadiennes en valeurs mobilières suivantes : i) le *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*; ii) le *Règlement 52-110 sur le comité d'audit*; iii) l'*Instruction générale 58-201 relative à la gouvernance*; et iv) le *Règlement 58-101 sur l'information concernant les pratiques en matière de gouvernance*. À titre d'«émetteur privé étranger», soit au sens de «foreign private issuer» aux termes des lois sur les valeurs mobilières américaines, il nous est généralement permis de nous conformer aux exigences en matière de gouvernance canadiennes. Pour de plus amples renseignements sur les pratiques en matière de gouvernance, consultez notre circulaire de sollicitation de procurations la plus récente.

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 entrepreneurs, 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 au code de conduite de la Société. Elles peuvent être présentées soit directement au CAFR ou en communiquant avec le service d'aide en matière d'éthique de TransAlta par téléphone au numéro sans frais ou en ligne. Le président du CAFR est immédiatement avisé de toute plainte majeure, sinon le CAFR reçoit à chaque réunion trimestrielle du comité un rapport sur les conclusions relatives à toute plainte majeure ou à toute plainte relative à des questions de comptabilité ou d'information financière ou à de prétendus manquements liés au contrôle interne 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 d'analyse de scénarios. 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 2022 au titre de nos activités de gestion du risque lié aux produits de base pour compte propre était de 4 millions de dollars (2 millions de dollars en 2021). 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. De plus amples renseignements sur les facteurs de risque touchant la Société, lesquels sont intégrés par renvoi aux présentes, sont fournis à la rubrique «Facteurs de risque» de la notice annuelle qui se trouve sur notre site Web à l'adresse www.transalta.com et sous notre profil sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur EDGAR à l'adresse www.edgar.gov.

Un renvoi aux présentes à une incidence défavorable importante sur la Société signifie que la Société ou ses activités, son fonctionnement, sa situation financière, ses résultats d'exploitation ou ses flux de trésorerie, selon le contexte, subissent une telle incidence.

Pour certains facteurs de risque, nous indiquerons l'incidence après impôts des fluctuations de certaines variables clés sur le résultat net. L'analyse est fondée sur les conditions commerciales et les volumes de production de 2022. 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 hydriques 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 (en millions)
Disponibilité et production	1	14 \$

Risque lié au matériel 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 opérationnels, 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 à la production. 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 du matériel requis pour produire l'électricité.

Nous gérons le risque lié à notre matériel 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 de matériel 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 du matériel;
- 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 de matériel 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 surveillant l'état de nos actifs et en effectuant des analyses prédictives, et en ajustant nos programmes de travaux d'entretien pour maintenir la disponibilité;
- 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 2022, environ 83 % de notre production totale (78 % en 2021) 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 2022, 82 % (70 % en 2021) du coût du gaz que nous utilisons pour la production d'électricité était fixé par contrat ou relayé à nos clients, et 100 % (80 % en 2021) 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.

Approvisionnement en gaz naturel et risque lié au prix

Pour maintenir la fiabilité et la disponibilité de nos centrales alimentées au gaz, il est essentiel de disposer de volumes de gaz naturel et de services de transport de gaz naturel suffisants. La garantie d'un service de transport par gazoduc et d'un approvisionnement en gaz naturel adéquats pour nos unités alimentées au gaz 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.

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, en Australie 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 réduction des émissions ou 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 réalisant des audits des systèmes de gestion de l'environnement et de gestion de la santé et de la sécurité afin d'évaluer la conformité à notre système de gestion totale de la sécurité, conçu pour améliorer continuellement notre performance;
- en déployant d'importantes ressources d'expérience pour qu'elles collaborent avec les organismes de réglementation du Canada, de l'Australie et des États-Unis afin de veiller à ce que toute modification à la réglementation soit bien conçue et efficace;
- en élaborant des programmes de conformité visant à nous permettre de respecter ou de dépasser les normes d'émission relatives aux GES, au mercure, au SO₂ et au NO_x, qui seront ajustées lorsque les règlements seront finalisés;
- en achetant des crédits compensatoires ou des crédits carbone aux fins de réduction des émissions;
- en investissant dans des projets d'énergie renouvelable, notamment la production d'énergie éolienne, d'énergie solaire et d'énergie hydroélectrique, ainsi que dans des technologies de stockage;
- 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.

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 gestion du risque de crédit et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2021. En 2022, 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 2022 :

	Note de qualité investissement (%)	Note de qualité inférieure (%)	Total (%)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs ^{1, 2}	87	13	100	1 585
Créances au titre de contrats de location-financement non courantes	100	—	100	129
Actifs de gestion du risque ¹	92	8	100	870
Prêt à recevoir ²	—	100	100	37
Total				2 621

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) Comprennent un prêt à recevoir de 37 millions de dollars inclus au poste Autres actifs à l'égard duquel la contrepartie n'a aucune note de solvabilité externe. La tranche courante de 4 millions de dollars a été exclue du poste Créances clients et autres débiteurs, puisqu'elle est incluse au poste Prêt à recevoir dans le tableau ci-dessus.

L'exposition maximale au risque de crédit à l'égard d'un seul client sur le plan des activités liées aux produits de base, compte tenu de la juste valeur des positions de négociation ouvertes, déduction faite des garanties détenues, est de 64 millions de dollars (37 millions de dollars en 2021).

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.

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, les flux de trésorerie ou 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 de premier rang 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 et au dollar australien, déduction faite du service de la dette et des dépenses d'investissement de maintien, est gérée au moyen 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 (en millions)
Taux de change	0,03 \$	14 \$

Risque de liquidité

Le risque de liquidité est lié à notre capacité d'avoir accès au capital requis pour le financement de nos projets en immobilisations, le refinancement de la dette, le règlement des passifs, nos activités de négociation et de couverture, 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 ou 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.

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 2022, 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, déduction faite du découvert bancaire.

Nous gérons le risque de liquidité de la façon suivante :

- 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 et les activités de gestion du risque;
- en maintenant un bilan solide;
- en maintenant des lignes de crédit consenties non utilisées suffisantes pour soutenir les besoins de liquidités possibles;
- en surveillant les positions de négociation.

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;
- en couvrant de façon opportune le risque lié aux émissions de titres d'emprunt et les emprunts à taux variable en cours à l'aide de swaps de taux d'intérêt.

Au 31 décembre 2022, environ 9 % (3 % en 2021) du total de notre dette à long terme était exposé aux fluctuations des taux d'intérêt variables en raison d'une combinaison de titres d'emprunt à taux d'intérêt variable 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 (en millions)
Taux d'intérêt	50 pdb	1 \$

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 en dollars canadiens de la Société et l'obligation sans recours de Poplar Creek détenue par une filiale de TransAlta. Les facilités utilisent comme taux de référence 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. Le CDOR à trois mois cessera d'être publié le 28 juin 2024, ce qui aura une incidence sur les facilités et l'obligation sans recours.

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 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 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 le secteur 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 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.

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 la mise en valeur 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 de matériel;
- en garantissant que les contrats de construction et de matériel important 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 de matériel important afin de fixer les principales modalités telles que le prix, la disponibilité du matériel 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 l'offre de main-d'œuvre ainsi que les coûts et la productivité de celle-ci.

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 des 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 ce risque de la façon suivante :

- en possédant une stratégie de relations de travail;
- en appliquant une approche centrée sur l'humain qui met l'accent sur l'expérience des employés, notamment en améliorant activement notre culture organisationnelle, en nous concentrant sur des stratégies d'équité, de diversité et d'inclusion, et en proposant des programmes et des initiatives en matière de santé et de bien-être;
- en mettant l'accent sur la formation et le perfectionnement des employés;
- 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 employés reçoivent la formation appropriée et possèdent les compétences requises pour exécuter leurs tâches.

En 2022, environ 31 % (33 % en 2021) de notre main-d'œuvre était visée par 11 conventions collectives (11 en 2021). En 2022, nous avons renégocié avec succès six conventions collectives (une en 2021). De ces six conventions, trois sont d'une durée de cinq ans, une est d'une durée de quatre ans, une est d'une durée de trois ans, et une est d'une durée d'un an. Nous prévoyons renégocier trois conventions collectives en 2023. Tout problème dans la négociation de ces conventions collectives pourrait mener à une augmentation des charges salariales ainsi qu'à un arrêt de travail ou à une grève, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur la Société.

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 prenantes de la collectivité;
- en communiquant clairement de façon périodique et transparente nos objectifs et priorités d'affaires à diverses parties prenantes;
- en utilisant des technologies novatrices en vue d'améliorer nos activités, notre environnement de travail et notre empreinte environnementale;
- en entretenant des relations positives avec les différentes instances gouvernementales;
- en faisant du développement durable une stratégie d'entreprise à plus long terme;
- en nous assurant que chaque décision d'affaires est prise en toute intégrité et conformément aux valeurs de notre Société;
- en expliquant aux parties prenantes, en temps opportun, l'incidence et le motif des décisions d'affaires;
- en maintenant des valeurs d'entreprise solides qui soutiennent les initiatives associées à la gestion du risque lié à la réputation, y compris la signature annuelle du code de conduite.

Risque lié à la structure de l'entreprise

Nous menons une part importante de nos activités par l'intermédiaire de filiales et de partenariats. Notre capacité à nous acquitter de nos obligations quant au service de la dette dépend des résultats d'exploitation de nos filiales et 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. Au cours des quelques dernières années, les tensions géopolitiques et la pandémie ont lourdement affecté l'écosystème de cybersécurité, augmentant la fréquence et la diversité des cyberattaques, y compris les menaces de cyberattaques en contexte de guerre (c.-à-d. le terrorisme) visant des infrastructures essentielles et les auteurs de menaces qui profitent de la pandémie (p. ex., les faux organismes de bienfaisance) et des environnements de travail hybrides. Nous prévoyons que les cybermenaces continueront à évoluer, et que les menaces de rançongiciel, les menaces internes liées à des comptes compromis, les attaques de la chaîne d'approvisionnement, les attaques d'hameçonnage ciblées complexes et les menaces liées à l'intelligence artificielle augmenteront.

Les cybermenaces proviennent de sources et de vecteurs divers, qu'il s'agisse d'États-nations, de groupes de piratage organisés ou de logiciels malveillants ou de rançongiciels. Les cybermenaces continuent à évoluer, les attaques traditionnelles contre les systèmes périmétriques de technologie de l'information cédant la place à des attaques plus efficaces, comme l'hameçonnage et les rançongiciels.

TransAlta a mis en place un programme complet de cybersécurité, qui constitue la base de la mise en œuvre de pratiques de sécurité efficaces, et qui comprend des plans structurés et adaptés pour gérer les risques liés à la cybersécurité. Puisque les systèmes de technologie de l'information et de technologie opérationnelle font partie intégrante des activités de TransAlta, le risque d'un incident de cybersécurité menace la sécurité du public, mais aussi du personnel ou des fonctions d'affaires, de la prestation de services, de la réputation et de la rentabilité de TransAlta.

TransAlta se conforme aux exigences réglementaires, législatives et commerciales (p. ex., les normes de protection des infrastructures essentielles de la NERC, la loi Sarbanes-Oxley, les exigences relatives à la protection des renseignements personnels) en adoptant des normes et des cadres approuvés par l'industrie (p. ex., le National Institute of Standards and Technology («NIST»), les normes de protection des infrastructures essentielles / de fiabilité) pour mettre en œuvre un programme de cybersécurité pragmatique et adapté aux besoins, en mettant en œuvre des contrôles et des processus de cybersécurité dans les domaines suivants :

- Identifier : TransAlta effectue des évaluations exhaustives des risques pour identifier et documenter les actifs, les systèmes et les données de l'organisation, ainsi que les risques et les vulnérabilités potentiels.
- Protéger : TransAlta met en œuvre des contrôles, politiques et procédures de sécurité pour protéger les actifs, les systèmes et les données de l'organisation contre tout accès, utilisation, divulgation, perturbation, modification ou destruction non autorisés. Cela inclut la mise en place de contrôles d'accès, de chiffrement, de pare-feu et de systèmes de détection/prévention des intrusions pour protéger les réseaux et systèmes de l'organisation.
- Détecter : TransAlta met en œuvre des capacités de détection des cyberincidents et d'intervention en cas de cyberincident. Cela inclut la surveillance des systèmes, des réseaux et des données pour détecter toute activité suspecte.
- Intervenir : TransAlta a mis en place des plans, des procédures et des équipes d'intervention en cas d'incident, en plus d'avoir fourni de la formation et mené des exercices pour s'assurer que ces plans et procédures fonctionnent efficacement.
- Rétablir : TransAlta a élaboré des plans de reprise après sinistre et de continuité des activités, et effectue des exercices de test de ces plans pour en garantir l'efficacité. Il s'agit notamment d'identifier les systèmes, données et processus critiques pour assurer la continuité des activités commerciales, ainsi que de mettre en œuvre des solutions de sauvegarde et de récupération pour garantir que les données de l'organisation peuvent être restaurées en cas de sinistre.

Bien que l'élimination complète des cyberrisques ne soit pas réalisable étant donné les cybermenaces qui continuent d'évoluer, les contrôles de sécurité mis en œuvre pour détecter et prévenir les cyberincidents et pour intervenir en cas de cyberincident réduisent considérablement le cyberrisque que court TransAlta et l'incidence potentielle d'un incident, les ramenant à des niveaux acceptables. En outre, la cyberassurance est utilisée pour gérer et transférer le cyberrisque résiduel lié aux activités de TransAlta. Nous continuons à améliorer notre maturité globale en matière de sécurité et nos capacités de défense contre les cybermenaces et à aligner nos pratiques en matière de cybersécurité sur les normes du secteur, les objectifs d'affaires et les exigences de conformité réglementaire.

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.

Risque lié à la croissance

Notre plan d'affaires vise notamment la croissance grâce à la réalisation d'acquisitions appropriées ou à l'obtention de nouveaux projets de construction. Rien ne garantit que nous serons en mesure de repérer des occasions de croissance à l'avenir, de mener à bien des occasions de croissance qui augmenteront le montant des liquidités disponibles à des fins de distribution ou de réussir à intégrer ces occasions de croissance dans nos activités existantes. La mise en œuvre réussie de notre stratégie de croissance exige non seulement qu'elle soit réalisée au moment opportun, mais aussi qu'elle fasse l'objet d'une appréciation commerciale prudente, et que des ressources suffisantes soient disponibles pour effectuer un contrôle préalable et une évaluation de telles occasions et pour acquérir et intégrer avec succès ces actifs dans notre entreprise.

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 à la *Loi de l'impôt sur le revenu* et 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 (en millions)
Taux d'imposition	1	4 \$

Litiges éventuels

Nous sommes à l'occasion partie à divers litiges et à diverses réclamations et procédures fondés sur la loi ou la réglementation 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 procédures ou au fait que nos obligations à l'égard de ces réclamations, le cas échéant, n'auront pas d'incidence négative importante 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. Au moment du renouvellement des contrats d'assurance le 31 décembre 2021, une restriction de garantie a été ajoutée uniquement à l'égard des pertes découlant de la défaillance des fondations des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills. Aucun autre changement important n'a été apporté à nos garanties d'assurance au moment du renouvellement des contrats d'assurance le 31 décembre 2022. 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.

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 2022, la majorité de l'effectif qui soutient et réalise le CIIF et les CPCI a effectué un retour au travail et continue de travailler à distance en mode hybride. La Société a mis en place une surveillance et des contrôles appropriés pour le travail au bureau et à distance. L'incidence sur la conception et le fonctionnement des contrôles internes est minimale.

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 au chef de la direction et au chef des finances, selon le cas, pour permettre la prise de décisions en temps opportun se rapportant à l'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 le CIIF et les 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, et la direction est tenue de faire preuve de jugement dans l'évaluation et la mise en œuvre d'éventuels contrôles et procédures. 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 du chef de la direction et du chef des finances, l'efficacité du CIIF et des CPCI à la fin de la période visée par le présent rapport de gestion. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, le chef de la direction et le chef des finances ont conclu que, en date du 31 décembre 2022, fin de la période visée par le présent rapport de gestion, le CIIF et les CPCI étaient efficaces.

États financiers consolidés

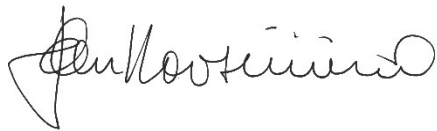
Rapport de la direction

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 («TransAlta») a adopté un code d'éthique visant l'ensemble des employés, signé tous les ans. Le code de conduite de la Société peut être consulté sur le site Web de TransAlta (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.



John Kousiniaris

Président et chef de la direction



Todd Stack

Vice-président directeur, Finances et
chef des finances

Le 22 février 2023

États financiers consolidés

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 l'entreprise commune Sheerness Generating Station et comptabilise son placement dans SP Skookumchuck Investment, 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.

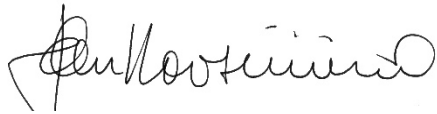
Les comptes des entreprises communes et des placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence inclus dans les états financiers consolidés de 2022 de TransAlta représentaient 4 % de l'actif total et 17 % des actifs nets de la Société au 31 décembre 2022, de même que 9 % des produits de la Société.

Modifications du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Aucun changement dans le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société survenu au cours de l'exercice visé dans le présent rapport annuel n'a influé de façon significative, ou n'est raisonnablement susceptible d'influer de façon significative, sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société.

La direction a évalué l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta au 31 décembre 2022 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 2022, 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.



John Kousinioris

Président et chef de la direction



Todd Stack

Vice-président directeur, Finances et
chef des finances

Le 22 février 2023

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant

Aux actionnaires et au conseil d'administration 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 2022 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 (la «Société») maintenait, dans tous ses aspects significatifs, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2022 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 de l'entreprise commune Sheerness Generating Station et de la coentreprise SP Skookumchuck Investment, LLC comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence, qui sont comprises dans les états financiers consolidés de 2022 de la Société et qui représentaient 4 % de l'actif total et 17 % des actifs nets au 31 décembre 2022, et 9 % des produits pour l'exercice clos à cette date. Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société n'a également pas comporté une évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière de l'entreprise commune Sheerness Generating Station et de la coentreprise SP Skookumchuck Investment, LLC comptabilisée 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 2022 et 2021, 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 2022, ainsi que les notes annexes, et nous avons exprimé une opinion sans réserve à leur égard dans notre rapport daté du 22 février 2023.

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 la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société fondée sur notre audit. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et sommes tenus d'être indépendants de la Société 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 consolidés.

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.R.L./S.E.N.C.R.L.

Comptables professionnels agréés

Calgary, Canada

Le 22 février 2023

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant

Aux actionnaires et au conseil d'administration 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 2022 et 2021, 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 chacun des trois exercices de la période close le 31 décembre 2022, 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 la Société aux 31 décembre 2022 et 2021, ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour chacun des trois exercices de la période close le 31 décembre 2022, 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 la Société au 31 décembre 2022 selon les critères établis dans le document intitulé *Internal Control – Integrated Framework* (2013), publié par le Committee of Sponsoring Organization de la Treadway Commission («COSO»), et nous avons exprimé une opinion sans réserve à cet égard dans notre rapport daté du 22 février 2023.

Fondement de l'opinion

La responsabilité de ces états financiers consolidés incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés de la Société fondée sur nos audits. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et sommes tenus d'être indépendants de la Société 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.

Évaluation des actifs à long terme liés à certaines unités génératrices de trésorerie («UGT») du secteur Énergie éolienne et énergie solaire, du secteur Hydroélectricité, et du goodwill lié au secteur Énergie éolienne et énergie solaire

Description de la question Comme il en est question aux notes 2 G), 2 H), 2 P) I), 7 et 22 des états financiers consolidés, la Société détient des actifs de production éolienne et solaire, et hydroélectrique importants 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 ou lorsque des indicateurs de dépréciation sont présents. La valeur comptable du goodwill lié au secteur Énergie éolienne et énergie solaire s'élevait à 176 millions de dollars et la valeur comptable des actifs à long terme du secteur Énergie éolienne et énergie solaire et du secteur Hydroélectricité pour lesquels il existait des indicateurs de dépréciation s'élevait à respectivement 748 millions de dollars et 88 millions de dollars au 31 décembre 2022.

Nous avons établi que le calcul de la valeur recouvrable pour le secteur Énergie éolienne et énergie solaire aux fins du test de dépréciation du goodwill et de certaines UGT du secteur Énergie éolienne et énergie solaire, et du secteur Hydroélectricité ayant des indicateurs de dépréciation («UGT du secteur Énergie éolienne et énergie solaire» et «UGT du secteur Hydroélectricité») aux fins du test de dépréciation des actifs 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 production d'électricité, des prix de vente, les coûts 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 estimer la valeur recouvrable du secteur Énergie éolienne et énergie solaire et des UGT du secteur Énergie éolienne et énergie solaire, et des UGT du secteur Hydroélectricité. Nous avons évalué la conception et testé l'efficacité du fonctionnement des contrôles des processus suivis par la Société pour calculer la valeur recouvrable. Nos procédures d'audit pour tester la valeur recouvrable calculée par la Société pour le secteur Énergie éolienne et énergie solaire et les UGT du secteur Énergie éolienne et énergie solaire, et les UGT du secteur Hydroélectricité ayant des indicateurs de dépréciation 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 d'électricité 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 de vente établis par la Société en comparant ces prix aux estimations des prix futurs de l'électricité 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 P) IV), 14 et 26 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 2022, la juste valeur des instruments financiers dérivés de la Société classés au niveau III consistait en un passif net de gestion du risque de 782 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, les taux d'actualisation, la volatilité, les ajustements de la valeur de crédit, la liquidité et les volumes des livraisons, 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 de la valeur de crédit et les hypothèses de liquidité à des données de tiers, et nous avons comparé des modalités telles que les volumes et le calendrier des livraisons aux contrats sur produits de base exécutés. Nous avons comparé les hypothèses sur le volume des livraisons aux données historiques. Nous avons effectué une analyse de sensibilité afin d'évaluer les hypothèses, notamment celles relatives aux prix futurs des produits de base, au volume des livraisons et aux taux d'actualisation. 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 de la juste valeur, en appréciant les hypothèses et méthodes importantes.

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

Comptables professionnels agréés

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

Calgary, Canada

Le 22 février 2023

Comptes de résultat consolidés

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Produits des activités ordinaires (note 5)	2 976	2 721	2 101
Coûts du combustible et des achats d'électricité (note 6)	1 263	1 054	805
Coûts de conformité liés au carbone	78	178	163
Marge brute	1 635	1 489	1 133
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration (note 6)	521	511	472
Amortissement	599	529	654
Imputations pour dépréciation d'actifs (note 7)	9	648	84
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	33	32	33
Autres (produits) pertes d'exploitation, montant net (note 8)	(58)	8	(11)
Résultats d'exploitation	531	(239)	(99)
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence (note 9)	9	9	1
Produits tirés des contrats de location-financement	19	25	7
Charge d'intérêts nette (note 10)	(262)	(245)	(238)
Profit de change	4	16	17
Profit à la vente d'actifs et autres (note 18)	52	54	9
Résultat avant impôts sur le résultat	353	(380)	(303)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat (note 11)	192	45	(50)
Résultat net	161	(425)	(253)
Résultat net attribuable aux :			
Actionnaires de TransAlta	50	(537)	(287)
Participations ne donnant pas le contrôle (note 12)	111	112	34
	161	(425)	(253)
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	50	(537)	(287)
Dividendes sur actions privilégiées (note 29)	46	39	49
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	4	(576)	(336)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice (en millions)			
	271	271	275
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué (note 28)	0,01	(2,13)	(1,22)

Voir les notes jointes.

États du résultat global consolidés

(en millions de dollars canadiens)

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Résultat net	161	(425)	(253)
Autres éléments du résultat global			
Gains actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts ¹	37	37	(11)
Pertes de réévaluation à la juste valeur des placements de tiers, déduction faite des impôts (note 9)	(1)	—	—
Pertes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	(1)
Total des éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net	36	37	(12)
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts	21	(14)	(11)
Profits (pertes) sur les instruments financiers désignés comme couvertures des investissements dans des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts ²	(25)	—	11
Profits (pertes) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ³	(556)	(200)	20
Reclassement en résultat net des pertes (profits) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ⁴	100	(8)	(110)
Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net	(460)	(222)	(90)
Autres éléments du résultat global	(424)	(185)	(102)
Total du résultat global	(263)	(610)	(355)
Total du résultat global attribuable aux :			
Actionnaires de TransAlta	(318)	(693)	(439)
Participations ne donnant pas le contrôle (note 12)	55	83	84
	(263)	(610)	(355)

1) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 12 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 (charge de 11 millions de dollars en 2021 et recouvrement de 3 millions de dollars en 2020).

2) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 3 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 (néant en 2021 et 2020).

3) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 138 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 (recouvrement de 55 millions de dollars en 2021 et charge de 8 millions de dollars en 2020).

4) Déduction faite du reclassement de la charge d'impôts sur le résultat de 26 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 (recouvrement de 2 millions de dollars en 2021 et recouvrement de 31 millions de dollars en 2020).

Voir les notes jointes.

États de la situation financière consolidés

(en millions de dollars canadiens)

Aux 31 décembre	2022	2021
Actifs courants		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 134	947
Liquidités soumises à restrictions (note 25)	70	70
Créances clients et autres débiteurs (note 13)	1 589	651
Charges payées d'avance	33	29
Actifs de gestion du risque (notes 14 et 15)	709	308
Stocks (note 16)	157	167
Actifs détenus en vue de la vente (note 18)	22	25
	3 714	2 197
Actifs non courants		
Placements (note 9)	129	105
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 17)	129	185
Actifs de gestion du risque (notes 14 et 15)	161	399
Immobilisations corporelles (note 19)		
Coût	14 012	13 389
Amortissement cumulé	(8 456)	(8 069)
	5 556	5 320
Actifs au titre de droits d'utilisation (note 20)	126	95
Immobilisations incorporelles (note 21)	252	256
Goodwill (note 22)	464	463
Actifs d'impôt différé (note 11)	50	64
Autres actifs (note 23)	160	142
Total de l'actif	10 741	9 226
Passifs courants		
Découvert bancaire (note 14)	16	—
Dettes fournisseurs et charges à payer (note 13)	1 346	689
Partie courante de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 24)	70	48
Passifs de gestion du risque (notes 14 et 15)	1 129	261
Partie courante des passifs sur contrat	8	19
Impôts sur le résultat à payer	73	8
Dividendes à verser (notes 28 et 29)	68	62
Partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives (note 25)	178	844
	2 888	1 931
Passifs non courants		
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives (note 25)	3 475	2 423
Titres échangeables (note 26)	739	735
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 24)	659	779
Passifs d'impôt différé (note 11)	352	354
Passifs de gestion du risque (notes 14 et 15)	333	145
Passifs sur contrat	12	13
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants (note 27)	294	253
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 28)	2 863	2 901
Actions privilégiées (note 29)	942	942
Surplus d'apport	41	46
Déficit	(2 514)	(2 453)
Cumul des autres éléments du résultat global (note 30)	(222)	146
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	1 110	1 582
Participations ne donnant pas le contrôle (note 12)	879	1 011
Total des capitaux propres	1 989	2 593
Total du passif et des capitaux propres	10 741	9 226
Engagements et éventualités (note 37)		
Voir les notes jointes.		



Au nom du conseil :

John P. Dielwart
Administrateur

Bryan Pinney
Président du comité d'audit,
des finances et des risques

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 ¹	Attribuables aux actionnaires	Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2020	2 896	942	38	(1 826)	302	2 352	1 084	3 436
Résultat net	—	—	—	(537)	—	(537)	112	(425)
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	—	—	—	—	(14)	(14)	—	(14)
Pertes nettes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(208)	(208)	—	(208)
Gains actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	37	37	—	37
Participations intersociétés évaluées à la JVAERG	—	—	—	—	29	29	(29)	—
Total du résultat global				(537)	(156)	(693)	83	(610)
Dividendes sur actions ordinaires (note 28)	—	—	—	(51)	—	(51)	—	(51)
Dividendes sur actions privilégiées (note 29)	—	—	—	(39)	—	(39)	—	(39)
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions (note 31)	5	—	8	—	—	13	—	13
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	(156)	(156)
Solde au 31 décembre 2021	2 901	942	46	(2 453)	146	1 582	1 011	2 593
Résultat net	—	—	—	50	—	50	111	161
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	—	—	—	—	(4)	(4)	—	(4)
Pertes nettes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(456)	(456)	—	(456)
Gains actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	37	37	—	37
Participations intersociétés et placements de tiers évalués à la JVAERG	—	—	—	—	55	55	(56)	(1)
Total du résultat global				50	(368)	(318)	55	(263)
Dividendes sur actions ordinaires (note 28)	—	—	—	(57)	—	(57)	—	(57)
Dividendes sur actions privilégiées (note 29)	—	—	—	(46)	—	(46)	—	(46)
Actions rachetées dans le cadre de l'OPRA (note 28)	(46)	—	—	(8)	—	(54)	—	(54)
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions (note 31)	8	—	(5)	—	—	3	—	3
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	(187)	(187)
Solde au 31 décembre 2022	2 863	942	41	(2 514)	(222)	1 110	879	1 989

1) Se reporter à la note 30 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

(en millions de dollars canadiens)

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Activités d'exploitation			
Résultat net	161	(425)	(253)
Amortissement (note 38)	599	719	798
Profit net à la vente d'actifs	(32)	(54)	(9)
Désactualisation des provisions (notes 10 et 24)	49	32	30
Frais de démantèlement et de remise en état réglés (note 24)	(35)	(18)	(18)
Charge (recouvrement) d'impôt différé (note 11)	127	(11)	(85)
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion du risque	385	(34)	42
(Profit latent) perte latente de change	(82)	(24)	1
Provisions et passifs sur contrat	19	(41)	9
Imputations pour dépréciation d'actifs (note 7)	9	648	84
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, déduction faite des distributions reçues des placements (note 9)	(4)	(5)	(1)
Autres éléments sans effet de trésorerie	(3)	40	15
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	1 193	827	613
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation (note 34)	(316)	174	89
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	877	1 001	702
Activités d'investissement			
Ajouts d'immobilisations corporelles (notes 19 et 38)	(918)	(480)	(486)
Ajouts d'immobilisations incorporelles (notes 21 et 38)	(31)	(9)	(14)
Liquidités soumises à restrictions (note 25)	—	(1)	(39)
Remboursements (avances) sur le prêt à recevoir (note 23)	18	(3)	(5)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise (notes 4 et 27)	(10)	(120)	(32)
Placements (note 9)	(10)	—	(102)
Produit de la vente du gazoduc Pioneer (note 18)	—	128	—
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	66	39	6
Profit réalisé (perte réalisée) sur les instruments financiers	27	(6)	2
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	46	41	17
Divers	45	(16)	(12)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	26	(45)	(22)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(741)	(472)	(687)
Activités de financement			
Augmentation (diminution) nette des emprunts sur les facilités de crédit (notes 25 et 34)	449	(114)	(106)
Remboursement de la dette à long terme (notes 25 et 34)	(621)	(92)	(489)
Émission de dette à long terme (notes 25 et 34)	532	173	753
Émission de titres échangeables (note 26)	—	—	400
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 28)	(54)	(48)	(47)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 29)	(43)	(39)	(39)
Rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (note 28)	(52)	(4)	(57)
Produit tiré de l'émission d'actions ordinaires	3	8	—
Profits réalisés sur les instruments financiers	42	3	3
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 12)	(187)	(156)	(97)
Diminution des obligations locatives (notes 25 et 34)	(9)	(8)	(25)
Frais de financement et autres	(13)	(4)	(11)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités de financement	(2)	(1)	(13)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	45	(282)	272
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement	181	247	287
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	6	(3)	5
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	187	244	292
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	947	703	411
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	1 134	947	703
Impôts au comptant payés	67	57	36
Intérêts au comptant payés	229	220	201

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. Le siège social de la Société est situé à Calgary, en Alberta.

Secteurs opérationnels

Secteurs de production

Les quatre secteurs de production de la Société sont : Hydroélectricité, Énergie éolienne et énergie solaire, Gaz, et Transition énergétique. La Société, directement ou indirectement, détient et exploite des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens et solaires, des centrales alimentées au gaz naturel, une centrale au charbon, et exerce 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 («Skookumchuck»). Les produits des secteurs de production sont tirés de la disponibilité et de la production d'électricité et de vapeur ainsi que de services auxiliaires.

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 fournit également des services pour le compte de certains actifs à l'extérieur de l'Alberta pour la commercialisation de la capacité de production disponible de même que l'approvisionnement en combustible et les besoins en transport de ces actifs 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. Les résultats de ces activités de commercialisation de l'énergie sont inclus dans la marge brute de chaque secteur de production. Le secteur Commercialisation de l'énergie affecte au secteur de production applicable des charges pour tenir compte de la performance de ces activités au secteur de production applicable.

Secteur Siège social

Le secteur Siège social comprend les fonctions centrales de la Société, soit finance, services juridiques, administration, expansion de l'entreprise et relations avec les investisseurs. Les activités et les charges directement ou raisonnablement attribuables aux autres secteurs y sont affectées. Le secteur Siège social comprend notre placement dans EMG International, LLC («EMG»), une entreprise de traitement des eaux usées, lequel est comptabilisé selon la méthode de la mise en équivalence. Les produits sont tirés de la conception et de la construction de centrales 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, 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 22 février 2023.

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. Méthodes comptables significatives

La Société a révisé ses méthodes comptables significatives. Selon la définition du terme «significatif» que la direction a utilisée pour juger des informations à fournir, une information est significative si son omission ou son inexactitude pourrait influencer les décisions que les utilisateurs prennent en se fondant sur l'information financière.

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 modifications de contrats sont comptabilisées comme des contrats distincts lorsque le montant de contrepartie des biens additionnels promis reflète un prix de vente spécifique. Dans le cas contraire, les modifications de contrats sont comptabilisées comme faisant partie du contrat existant. Si les biens additionnels ne sont pas considérés comme distincts, le prix de transaction peut être touché et des ajustements peuvent être apportés aux produits des activités ordinaires comptabilisés antérieurement peuvent se produire. Si les biens additionnels sont distincts, les contrats existants et modifiés sont traités ensemble comme un nouveau contrat, les incidences étant reflétées de façon cumulative à partir de la date de la modification. 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 des biens ou des services 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 cumulé des produits des activités ordinaires ne se produira pas. La contrepartie variable qui a précédemment fait l'objet d'une limitation 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 :

Biens et services	Description
Capacité	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 (p. ex. 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.
Contrats d'électricité	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 (p. ex. 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.
Énergie thermique	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 (p. ex. 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.
Attributs environnementaux	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.
Sous-produits de la production	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 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.

II. Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources**Produits tirés des activités de détail**

Les produits tirés de la vente de capacité non visée par des contrats (c'est-à-dire des activités de détail) comprennent les paiements d'énergie, au cours du marché, pour chaque MWh produit et sont comptabilisés à la livraison.

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. La Société conclut également des contrats fondés sur les écarts et des contrats d'achat d'électricité virtuels («CAÉV»). Les contrats fondés sur les écarts constituent des contrats financiers en vertu desquels la Société reçoit un prix fixe par MWh et paie le cours du marché en vigueur et en temps réel de l'énergie par MWh. Les CAÉV constituent des contrats en vertu desquels la Société reçoit la différence entre le prix contractuel fixe par MWh et le prix du marché établi. Ces contrats constituent des instruments dérivés optionnels et un jugement est exercé pour déterminer si le contrat satisfait à l'exemption «pour utilisation par l'entité» ou si le traitement comptable des instruments dérivés doit être appliqué.

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. 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 («JVRN») ou à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global («JVAERG»).

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 JVAERG 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 et les placements en instruments de capitaux propres. Tous les autres actifs financiers sont par la suite évalués à la JVRN.

Les passifs financiers sont classés en tant que passifs évalués à la JVRN 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

accélééré, 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 JVRN. 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 JVRN 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 JVRN. 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 officielles 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.

C. 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.

D. 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 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 et de la valeur nette de réalisation, et ils sont évalués au coût moyen mobile.

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.

E. 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 sécurité, 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 pièces de rechange, quant à elles, 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 2 ans à 50 ans
Production d'énergie éolienne et d'énergie solaire	De 2 ans à 30 ans
Production d'énergie au gaz	De 2 ans à 35 ans
Transition énergétique	De 1 an à 10 ans
Pièces de rechange et autres	De 2 ans à 50 ans

TransAlta inscrit à l'actif les coûts d'emprunt sur le capital investi dans des projets en construction. 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.

F. 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 le poste Amortissement 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. 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 logiciels et des immobilisations incorporelles en cours de développement. La durée d'utilité résiduelle estimée des immobilisations incorporelles se présente comme suit :

Logiciels	De 1 an à 7 ans
Contrats de vente d'électricité	De 1 an à 18 ans

G. 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'unité génératrice de trésorerie («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.

H. 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 de la Société qui devraient bénéficier des synergies du regroupement d'entreprises qui a donné lieu au goodwill. Par conséquent, la Société effectue son test de dépréciation, dans le cadre duquel la valeur recouvrable des UGT ou des groupes d'UGT auxquels correspond le goodwill est comparée à leur valeur comptable, pour chaque secteur opérationnel. 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.

I. Impôts sur le résultat

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.

Les impôts au comptant payés présentés dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés comprennent les impôts sur le résultat et les impôts payés relativement à l'impôt de la partie VI.1 au Canada pour la période.

J. 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 des obligations 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 qualité investissement 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.

K. 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 E)), 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 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.

L. Contrats de location

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.

I. 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 de matériel 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.

II. 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.

M. 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 une filiale, 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.

N. 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.

O. 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.

Le test facultatif pour déterminer s'il y a concentration de la juste valeur est appliqué transaction par transaction pour simplifier 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.

P. 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. 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 de mise hors service, et des autres entrées et sorties de trésorerie sur la durée de vie des installations, qui peut s'échelonner entre trois et 50 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 2020 à 2022 est présentée aux notes 7, 19 et 22.

II. 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.

III. Impôts sur le résultat

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 différés des estimations de la Société pourrait avoir des effets importants sur les montants comptabilisés au titre des actifs et des passifs d'impôt différé. L'information sur les incidences des politiques fiscales de la Société est présentée à la note 11.

IV. 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 14. 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. La Société conclut également des CAÉ et des contrats fondés sur les écarts, et un jugement est exercé pour déterminer si le contrat satisfait à l'exemption «pour utilisation par l'entité» ou si le traitement comptable des instruments dérivés doit être appliqué.

V. Frais de mise en valeur de projets

Les frais de mise en valeur de projets sont comptabilisés dans les charges d'exploitation jusqu'à ce qu'il soit probable 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 la Société. Dans ces cas-là, les coûts engagés par la suite sont inclus dans les immobilisations corporelles ou les autres actifs. Le caractère approprié de l'inscription à l'actif de ces coûts est évalué chaque période, et les montants inscrits à l'actif à l'égard de projets devenus improbables ou de projets dont le moment de la mise en œuvre est incertain sont passés en charges. 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, lors de la détermination du montant à incorporer dans le coût de l'actif. De l'information sur les frais de mise en valeur de projets est fournie à la note 23 et de l'information sur la radiation des frais de mise en valeur de projets est fournie à la note 7.

VI. 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 K). 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 dans la période de 2020 à 2022 relativement à la provision au titre du démantèlement et de la remise en état est présentée aux notes 7, 19 et 24.

VII. 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 courants 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 19.

VIII. 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. Les informations relatives aux avantages futurs du personnel sont présentées à la note 32.

IX. 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 litiges en cours 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 8 et 24.

X. 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.

Lorsque des contrats sont modifiés, la direction doit faire preuve de jugement pour déterminer, selon les faits et les circonstances relatifs aux changements apportés au contrat, si la modification est comptabilisée comme un nouveau contrat ou comme faisant partie du contrat existant. Si elle doit être comptabilisée comme faisant partie du contrat existant, le prix de transaction peut être touché et des ajustements peuvent être apportés aux produits des activités ordinaires comptabilisés antérieurement peuvent se produire, ou les incidences peuvent être reflétées de façon cumulative à partir de la date de la modification.

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.

XI. Classement des partenariats

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

XII. 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, 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.

XIII. Changements dans les estimations

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, des changements ont été apportés aux estimations relatives à la durée d'utilité et à l'amortissement des actifs (note 19), à la provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 24) et aux obligations au titre des prestations définies (note 27). Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, des changements ont été apportés aux estimations relatives à la provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 24) et aux obligations au titre des prestations définies (note 27).

3. Modifications comptables

A. Modifications comptables de la période considérée

Modifications à la Norme comptable internationale («IAS») 37, Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels

Le 14 mai 2020, l'IASB a publié *Contrats déficitaires – Coût d'exécution du contrat* et des modifications à l'IAS 37, *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels*, afin de préciser les coûts qu'une entité doit prendre en compte pour déterminer si un contrat est déficitaire. Ces modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2022 et la Société les a adoptées à cette date. Les modifications s'appliquent aux contrats pour lesquels une entité ne s'est pas encore acquittée de toutes ses obligations à compter de la date d'entrée en vigueur. L'adoption des modifications le 1^{er} janvier 2022 n'a entraîné aucun ajustement.

B. Modifications comptables futures

La Société surveille étroitement les nouvelles normes comptables et les modifications aux normes comptables existantes publiées par l'IASB. La norme suivante a été publiée, mais n'est pas encore entrée en vigueur.

Modifications à l'IAS 12 ayant trait à l'impôt différé rattaché à des actifs et des passifs issus d'une même transaction

Le 7 mai 2021, l'IASB a publié des modifications à l'IAS 12 intitulées *Impôt différé rattaché à des actifs et des passifs issus d'une même transaction*. Les modifications précisent que l'exception prévue par l'IAS 12 en ce qui a trait à la comptabilisation initiale ne s'applique pas aux transactions comme les contrats de location et les obligations de démantèlement. Ces transactions donnent lieu à des montants égaux de différences temporaires compensatoires au titre desquelles un impôt différé doit être comptabilisé.

Ces modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2023, et l'application anticipée est permise. La situation actuelle de la Société est conforme aux modifications et, par conséquent, aucune incidence financière ne devrait découler de leur application à la date d'entrée en vigueur.

Modifications à l'IAS 1 ayant trait au classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants

En octobre 2022, l'IASB a publié des modifications afin de préciser dans quelle mesure les conditions qu'une entité doit respecter dans les 12 mois suivant la date de clôture ont une incidence sur le classement d'un passif, en plus des modifications à l'IAS 1, *Présentation des états financiers*, que l'IASB a publiées en janvier 2020 afin de fournir une approche plus générale concernant la présentation des passifs en tant que passifs courants ou non courants d'après les accords contractuels en vigueur à la date de clôture. Ces modifications précisent que les droits et les conditions existant à la date de clôture sont pertinents lorsqu'il s'agit de déterminer si la Société a le droit de différer le règlement d'un passif pour au moins 12 mois, indiquent que les attentes de la direction ne constituent pas un facteur pertinent quant à savoir si la Société exercera son droit de différer le règlement d'un passif, et apportent des éclaircissements quant aux circonstances dans lesquelles un passif est considéré comme réglé.

Ces modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2024 et doivent être appliquées rétrospectivement. La Société n'a pas encore évalué les incidences de ces modifications sur ses états financiers consolidés.

Modifications à l'IFRS 16 ayant trait à une obligation locative découlant d'une cession-bail

En septembre 2022, l'IASB a publié le document intitulé *Obligation locative découlant d'une cession-bail*, qui modifie l'IFRS 16, *Contrats de location*, afin d'apporter des précisions relatives à l'évaluation ultérieure de l'obligation locative selon lesquelles le vendeur-preneur doit déterminer les «paiements de loyers» et les «paiements de loyers révisés» de façon à ce qu'il ne comptabilise aucun profit ni aucune perte au titre du droit d'utilisation qu'il conserve. Cette modification entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2024. La Société examine actuellement les incidences de cette modification sur ses états financiers consolidés.

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. Acquisitions d'entreprises

Acquisition de parcs solaires en Caroline du Nord

Le 5 novembre 2021, la Société a acquis une participation de membre de 100 % dans CI-II Mitchell Holding LLC, qui détient un portefeuille de parcs solaires photovoltaïques en exploitation de 122 MW situés en Caroline du Nord (collectivement, les «parcs solaires en Caroline du Nord»), pour une contrepartie en trésorerie de 99 millions de dollars américains (y compris les ajustements liés au fonds de roulement) et la prise en charge des obligations existantes liées à un financement donnant droit à des avantages fiscaux.

Selon l'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises*, la nature des transactions présentées ci-après constituait un regroupement d'entreprises pour TransAlta. Le tableau suivant présente la juste valeur des actifs et passifs identifiables de l'entité acquise dans le cadre des regroupements d'entreprises à la date d'acquisition :

	Parcs solaires en Caroline du Nord 5 novembre 2021
Actifs	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	4
Créances clients	4
Immobilisations corporelles	146
Actifs au titre de droits d'utilisation	13
Passifs	
Dettes fournisseurs et charges à payer	(4)
Obligations locatives	(13)
Passifs liés à un financement donnant droit à des avantages fiscaux	(20)
Impôts différés	(3)
Provision pour frais de démantèlement	(4)
Actifs nets acquis	123
Contrepartie en trésorerie	120
Contrepartie liée au fonds de roulement	3
Total de la contrepartie d'acquisition transférée	123

En 2021, TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables»), une filiale de la Société, a acquis une participation financière de 100 % dans les parcs solaires en Caroline du Nord auprès d'une filiale en propriété exclusive de la Société au moyen d'une structure d'actions privilégiées reflète pour une contrepartie totale d'environ 102 millions de dollars américains.

5. Produits des activités ordinaires

A. Ventilation des produits des activités ordinaires

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 décembre 2022	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Électricité et autres	33	220	462	10	—	—	725
Attributs environnementaux ¹	1	50	—	—	—	—	51
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	34	270	462	10	—	—	776
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ²	—	—	32	—	—	—	32
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation ³	—	(87)	(821)	243	160	(2)	(507)
Produits tirés des activités de détail	564	86	1 529	461	—	—	2 640
Autres	8	20	7	—	—	—	35
Total des produits des activités ordinaires	606	289	1 209	714	160	(2)	2 976
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires							
À un moment précis	1	50	—	12	—	—	63
Au fil du temps	33	220	462	(2)	—	—	713
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	34	270	462	10	—	—	776

1) Les attributs environnementaux représentent les ventes d'attributs environnementaux qui ne sont pas combinées aux ventes d'électricité et autres.

2) Total des produits tirés des contrats de location provenant des contrats à long terme qui respectent les critères des contrats de location simple.

3) Représentent les profits ou les pertes réalisés et latents des positions de couverture et de dérivés.

Exercice clos le 31 décembre 2021	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Électricité et autres	28	207	395	24	—	—	654
Attributs environnementaux ¹	—	28	—	—	—	—	28
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	28	235	395	24	—	—	682
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ²	—	—	19	—	—	—	19
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation ³	—	(14)	(118)	138	211	4	221
Produits tirés des activités de détail	345	68	808	546	—	—	1 767
Autres	10	16	5	1	—	—	32
Total des produits des activités ordinaires	383	305	1 109	709	211	4	2 721
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires							
À un moment précis	—	28	2	23	—	—	53
Au fil du temps	28	207	393	1	—	—	629
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	28	235	395	24	—	—	682

1) Les attributs environnementaux représentent les ventes d'attributs environnementaux qui ne sont pas combinées aux ventes d'électricité et autres.

2) Total des produits tirés des contrats de location provenant des contrats à long terme qui respectent les critères des contrats de location simple.

3) Représentent les profits ou les pertes réalisés et latents des positions de couverture et de dérivés. Les données du secteur Énergie éolienne et énergie solaire ont été modifiées afin de rendre la présentation du classement des produits des activités ordinaires conforme à la période considérée.

Exercice clos le 31 décembre 2020	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Électricité et autres	141	238	465	156	—	—	1 000
Attributs environnementaux ¹	—	23	—	—	—	—	23
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	141	261	465	156	—	—	1 023
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ²	—	—	123	—	—	—	123
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation ³	—	8	(8)	283	122	12	417
Produits tirés des activités de détail	3	49	200	264	—	—	516
Autres ⁴	8	11	7	1	—	(5)	22
Total des produits des activités ordinaires	152	329	787	704	122	7	2 101
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires							
À un moment précis	—	25	7	26	—	—	58
Au fil du temps	141	236	458	130	—	—	965
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	141	261	465	156	—	—	1 023

1) Les attributs environnementaux représentent les ventes d'attributs environnementaux qui ne sont pas combinées aux ventes d'électricité et autres.

2) Total des produits tirés des contrats de location provenant de certains CAÉ et de contrats à long terme qui respectent les critères des contrats de location simple.

3) Représentent les profits ou les pertes réalisés et latents des positions de couverture et de dérivés. Les données du secteur Énergie éolienne et énergie solaire ont été révisées afin de rendre la présentation du classement des produits des activités ordinaires conforme à celle de la période considérée.

4) Comprennent les produits tirés des incitatifs gouvernementaux et de diverses autres sources.

B. Obligations de prestation

Les obligations de prestation en vertu des contrats de la Société conclus avec ses clients comprennent la fourniture de capacités en électricité et en vapeur, la livraison d'électricité, l'énergie thermique, les attributs environnementaux, la prestation des services d'exploitation et d'entretien et des services de gestion de l'eau, et la fourniture de sous-produits de la production au charbon.

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) au 31 décembre 2022 s'élevait à environ 2 790 millions de dollars, un montant d'environ 465 millions de dollars devant être comptabilisé au cours de la période 2023–2025, un montant de 490 millions de dollars au cours de la période 2026–2028, un montant de 750 millions de dollars au cours de la période 2029–2033 et un montant de 1 085 millions de dollars pour 2034 et par la suite.

Ces montants ne tiennent pas compte des produits des activités ordinaires liés aux contrats admissibles à la mesure de simplification liée au droit de facturer et des produits des activités ordinaires futurs liés à la contrepartie variable faisant l'objet de limitations. 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. Par conséquent, les montants des produits des activités ordinaires futurs présentés ci-dessus ne reflètent qu'une tranche des produits des activités ordinaires futurs que la Société s'attend à tirer de son portefeuille de contrats.

6. Charges selon leur nature

Charges liées aux coûts du combustible et des achats d'électricité, ainsi qu'aux activités d'exploitation, d'entretien et d'administration

Les charges liées aux coûts du combustible et des achats d'électricité, ainsi qu'aux activités d'exploitation, d'entretien et d'administration sont classées selon leur nature comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2022		2021		2020	
	Coûts du combustible et des achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	Coûts du combustible et des achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	Coûts du combustible et des achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration
Coûts du combustible – gaz	578	—	306	—	159	—
Coûts du combustible – charbon ¹	141	—	164	—	269	—
Redevances, coûts de location des terrains et autres coûts directs	25	—	19	—	20	—
Achats d'électricité	514	—	339	—	163	—
Amortissement minier ²	—	—	190	—	144	—
Salaires et avantages sociaux	5	263	36	234	50	235
Autres charges d'exploitation ³	—	258	—	277	—	237
Total	1 263	521	1 054	511	805	472

1) Le poste Coûts du combustible – charbon pour les exercices 2021 et 2020 comprend respectivement un montant de 17 millions de dollars et un montant de 15 millions de dollars liés à la dépréciation des stocks de charbon.

2) Le poste Amortissement minier pour les exercices 2021 et 2020 comprend respectivement un montant de 48 millions de dollars et un montant de 22 millions de dollars liés à l'amortissement minier qui avaient été initialement comptabilisés comme composante du coût standard des stocks de charbon et qui avaient ensuite subi une réduction de valeur en 2021.

3) Pour l'exercice 2021, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration comprennent un montant de 28 millions de dollars lié à la réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux liés à la mine de Highvale et aux activités de combustion du charbon dans nos centrales converties au gaz naturel.

7. Imputations pour 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 (la valeur la plus élevée entre la valeur d'utilité et la juste valeur diminuée des coûts de sortie) pour les UGT touchées au moyen des projections actualisées des flux de trésorerie. Les évaluations sont assujetties à une incertitude relative à la mesure découlant des hypothèses posées et des données utilisées dans les taux d'actualisation, les prévisions des prix de l'électricité, la durée d'utilité des actifs allant jusqu'à la dernière mise hors service d'actifs (prévue en 2072 et les prévisions à long terme, y compris les fluctuations de la production, des coûts du combustible, des coûts d'exploitation et des dépenses d'investissement).

La Société a comptabilisé les imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs qui suivent :

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Secteurs :			
Hydroélectricité	21	5	2
Énergie éolienne et énergie solaire	43	12	—
Gaz	—	5	—
Transition énergétique	—	540	82
Siège social	(2)	27	—
Variations de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état d'actifs mis hors service ¹	(53)	32	—
Imputations pour dépréciation des immobilisations incorporelles – droits relatifs aux mines de charbon ²	—	17	—
Frais de mise en valeur de projets ³	—	10	—
Imputations pour dépréciation d'actifs	9	648	84

1) Variations liées aux variations des taux d'actualisation et aux révisions des flux de trésorerie des actifs mis hors service en 2022 et aux révisions des flux de trésorerie des actifs mis hors service en 2021. Se reporter à la note 24 pour plus de précisions.

2) Dépréciation à néant en 2021, car il n'y aura plus d'extraction de charbon dans cette zone de la mine.

3) En 2021, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 9 millions de dollars dans le secteur Hydroélectricité relativement au solde des frais de mise en valeur de projets à l'une de ses centrales hydroélectriques, étant donné l'incertitude quant au moment de la mise en œuvre du projet, et une dépréciation de 1 million de dollars relativement à des projets qui ne sont plus en cours.

A. Hydroélectricité

En 2022, la Société a comptabilisé des imputations pour dépréciation nette de 21 millions de dollars pour quatre centrales hydroélectriques à la suite des modifications apportées aux principales hypothèses, qui comprenaient des augmentations importantes des taux d'actualisation, des changements dans la tarification et dans les flux de trésorerie futurs estimatifs. La valeur recouvrable totale de 89 millions de dollars pour ces quatre actifs était fondée sur la juste valeur diminuée des coûts de sortie obtenue en utilisant la méthode d'actualisation des flux de trésorerie et est classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs. La valeur comptable des immobilisations corporelles, des actifs au titre de droits d'utilisation et des immobilisations incorporelles pour ces centrales hydroélectriques s'élevait à 88 millions de dollars au 31 décembre 2022.

B. Énergie éolienne et énergie solaire

En 2022, la Société a comptabilisé des imputations pour dépréciation nette de 43 millions de dollars pour cinq parcs éoliens et un parc solaire à la suite des modifications apportées aux principales hypothèses, qui comprenaient des augmentations importantes des taux d'actualisation, des changements dans la tarification et dans les flux de trésorerie futurs estimatifs. La valeur recouvrable totale de 754 millions de dollars pour ces six actifs était fondée sur la juste valeur diminuée des coûts de sortie obtenue en utilisant la méthode d'actualisation des flux de trésorerie et est classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs. La valeur comptable des immobilisations corporelles, des actifs au titre de droits d'utilisation et des immobilisations incorporelles pour ces parcs éoliens et ce parc solaire s'élevait à 748 millions de dollars au 31 décembre 2022.

En 2021, la Société a comptabilisé des imputations pour dépréciation de 10 millions de dollars à l'égard d'un actif éolien pour tenir compte d'une augmentation des frais de démantèlement estimés par suite de la revue d'une étude technique commandée à l'égard des parcs éoliens. L'évaluation de la juste valeur diminuée des coûts de sortie qui en découle est classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs, et la Société a ajusté à la baisse la valeur attendue, la ramenant à 65 millions de dollars au moyen d'un taux d'actualisation de 5,0 %.

De plus, en 2021, la Société a comptabilisé des imputations pour dépréciation de 2 millions de dollars attribuables à la défaillance de la tour de Kent Hills Wind LP. T Kent Hills Wind LP, une filiale de la Société, a déclaré que l'une des tours du parc éolien de Kent Hills d'une capacité de 167 MW, située à Kent Hills, au Nouveau-Brunswick, avait subi une défaillance. La défaillance est liée à l'effondrement d'une tour située dans l'unité 2 du parc éolien de Kent Hills.

Le calcul de la juste valeur diminuée des coûts de sortie de toutes les installations susmentionnées est surtout sensible aux hypothèses suivantes :

	Emplacement des actifs	Partie courante des taux d'actualisation des actifs visés par contrat et des actifs marchands de l'exercice considéré ¹	Taux d'actualisation des actifs visés par contrat et des actifs marchands de l'exercice précédent ¹
Énergie éolienne et énergie solaire	Canada	6,4 % et 7,1 %	5,0 % et 5,0 %
	É.-U.	6,5 % et 7,7 %	5,1 % et 5,0 %
Hydroélectricité	Canada	5,9 % et 6,4 %	3,6 % et 4,9 %

1) Les taux d'actualisation sont liés aux évaluations réalisées pour les secteurs Énergie éolienne et énergie solaire, et Hydroélectricité en 2022. Les taux d'actualisation de l'exercice précédent sont liés à l'évaluation détaillée précédente réalisée pour le secteur Énergie éolienne et énergie solaire en 2021 et pour le secteur Hydroélectricité en 2019.

C. Transition énergétique

En 2021, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation d'actifs dans le secteur Transition énergétique en raison de la décision d'interrompre le projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance (191 millions de dollars) et de la mise hors service prévue de l'unité 1 de la centrale de Keephills, le 31 décembre 2021 (94 millions de dollars), et de l'unité 4 de la centrale de Sundance, le 1^{er} avril 2022 (56 millions de dollars). Les tests de dépréciation de l'unité 1 de la centrale de Keephills et de l'unité 4 de la centrale de Sundance étaient fondés sur les valeurs de récupération estimatives de ces unités, qui étaient supérieures aux avantages économiques attendus de celles-ci. En ce qui a trait au projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance, la valeur recouvrable a été calculée d'après la juste valeur estimative diminuée des coûts de sortie à la vente des actifs en construction et d'après la valeur de récupération estimative pour ce qui est du reste des coûts. L'évaluation de la juste valeur des actifs en construction est classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs. Le total de la valeur recouvrable estimée et de la valeur de récupération estimative restantes du projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance s'établissait à 33 millions de dollars. L'actualisation n'a pas eu d'incidence importante sur ces dépréciations d'actifs. La Société a décidé de mettre hors service les actifs et d'interrompre le projet après avoir évalué les conditions futures du marché, l'âge et l'état des unités en service, et en tenant compte de l'orientation stratégique de TransAlta vers des solutions d'énergie renouvelable.

En 2021, compte tenu de la fermeture de la mine de Highvale prévue pour la fin de 2021, il a été déterminé que la valeur de récupération estimative dépassait l'avantage économique procuré à l'UGT marchande de l'Alberta. L'actif a été retiré de l'UGT marchande de l'Alberta pour les besoins des tests de dépréciation et a été soumis à un test de dépréciation séparément, ce qui a entraîné la comptabilisation d'une imputation pour dépréciation de 195 millions de dollars dans le secteur Transition énergétique, l'actif ayant été ramené à sa valeur de récupération.

En 2020, la Société a comptabilisé des imputations pour 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. 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 de récupération des matériaux de rebut. En outre, la Société a comptabilisé une dépréciation de 9 millions de dollars (7 millions de dollars américains) en raison d'une diminution de la juste valeur du terrain de la mine de Centralia établie par un tiers évaluateur.

D. Siège social

Energy Transfer Canada, auparavant SemCAMS Midstream ULC, a voulu mettre fin aux ententes liées à la mise en valeur et à la construction du projet de centrale de cogénération de Kaybob. Par conséquent, au premier trimestre de 2021, la Société a comptabilisé des imputations pour dépréciation de 27 millions de dollars dans le secteur Siège social étant donné que cette centrale n'était pas encore en service. La valeur recouvrable était fondée sur la juste valeur estimative diminuée des coûts de sortie à la revente du matériel acheté à ce jour. Au quatrième trimestre de 2022, le différend a été réglé. La Société a repris un montant de 2 millions de dollars de la perte de valeur comptabilisée antérieurement.

8. Autres (produits) pertes d'exploitation, montant net

Les autres (produits) pertes d'exploitation, montant net comprennent ce qui suit :

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Entente sur l'élimination du charbon en Alberta	(40)	(40)	(40)
Dommages-intérêts prédéterminés recouvrables	(12)	—	—
Recouvrements d'assurance	(7)	—	—
Règlements avec des fournisseurs et règlements d'autres contrats	5	34	—
Provisions pour contrats déficitaires	—	14	29
Amortissement des contrats d'électricité au détail (note 27)	(4)	—	—
Autres (produits) pertes d'exploitation, montant net	(58)	8	(11)

A. Entente sur l'élimination du charbon en Alberta

La Société reçoit des paiements du gouvernement de l'Alberta pour l'élimination des émissions de ses centrales alimentées au charbon au plus tard le 31 décembre 2030. Aux termes de l'entente, la Société reçoit des paiements de transition annuels au comptant d'environ 40 millions de dollars (37 millions de dollars, déduction faite de la participation ne donnant pas le contrôle liée à Sheerness) au plus tard le 31 juillet, à compter du 1^{er} 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. Cette condition a été satisfaite le 31 décembre 2021. 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.

B. Dommages-intérêts prédéterminés recouvrables

En 2022, la Société a comptabilisé un montant de 12 millions de dollars découlant des exigences que l'entrepreneur doit respecter en matière de disponibilité des éoliennes à la centrale éolienne de Windrise.

C. Recouvrements d'assurance

En 2022, la Société a reçu une indemnité d'assurance de 7 millions de dollars liée aux coûts de remplacement relatifs à la défaillance de la tour du parc éolien de Kent Hills.

D. Règlements avec des fournisseurs et règlements d'autres contrats

En 2022, un montant de 5 millions de dollars a été passé en charges relativement à des règlements de contrats survenus au cours de l'exercice.

En 2021, un montant de 34 millions de dollars a été passé en charges relativement aux décisions d'interrompre le projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance et de mettre hors service l'unité 1 de la centrale de Keephills, y compris un actif reporté de 10 millions de dollars (8 millions de dollars américains) puisqu'il est peu probable que la Société engage suffisamment de dépenses d'investissement ou charges d'exploitation pour utiliser le montant restant.

E. Provisions pour contrats déficitaires

En 2021, une provision pour contrat déficitaire concernant les paiements de redevances futurs de 14 millions de dollars a été comptabilisée à la suite de la fermeture de la mine de Highvale.

En 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 avant la fin de 2021. La dernière livraison de charbon a été reçue au cours du premier trimestre de 2021, tandis que les paiements aux termes du contrat d'approvisionnement en charbon se poursuivront jusqu'en 2025.

9. Placements

La variation des placements se présente comme suit :

	Skookumchuck	EMG	EIP	Ekona	Total
	Comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	Comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	JVRN	JVAERG	
Classement					
Solde au 31 décembre 2020	85	15	—	—	100
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	12	(3)	—	—	9
Distributions reçues	(4)	—	—	—	(4)
Solde au 31 décembre 2021	93	12	—	—	105
Placement	—	—	10	2	12
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	10	(1)	—	—	9
Distributions reçues	(5)	—	—	—	(5)
Variation des taux de change	7	1	1	—	9
Variation nette de la juste valeur comptabilisée dans les autres éléments du résultat global	—	—	—	(1)	(1)
Solde au 31 décembre 2022	105	12	11	1	129

Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence

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.

Projet de parc éolien Skookumchuck

TransAlta détient une participation de membre de 49 % dans SP Skookumchuck Investment, LLC. 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. Le projet est visé par un CAÉ de 20 ans avec Puget Sound Energy.

EMG International, LLC

TransAlta détient une participation de membre de 30 % dans EMG. En 2022, la contrepartie éventuelle du prix d'achat de 3,5 millions de dollars américains a été versée, laquelle a été calculée en fonction des résultats réellement obtenus en 2021 et ne variait pas du montant estimé inclus dans le prix d'achat initial.

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 :

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Résultats des activités d'exploitation			
Produits des activités ordinaires et autres produits d'exploitation	24	19	3
Charges	(15)	(10)	(2)
Quote-part du résultat net	9	9	1

Autres placements

Energy Impact Partners

Le 6 mai 2022, la Société s'est engagée à investir 25 millions de dollars américains au cours des quatre prochains exercices dans le Deep Decarbonization Frontier Fund 1 (le «Fonds Frontier») d'Energy Impact Partners («EIP»). Le placement de la Société dans le Fonds Frontier lui permet d'investir dans des technologies émergentes à partir d'un portefeuille et lui donne l'occasion de repérer, de tester, de commercialiser et de proposer de nouvelles technologies qui faciliteront la transition vers la carboneutralité. En 2022, la Société a investi 10 millions de dollars (8 millions de dollars américains). Le placement est comptabilisé comme étant à la JVRN.

Ekona Power Inc.

Le 1^{er} février 2022, la Société a effectué un placement en titres de capitaux propres de 2 millions de dollars dans des actions privilégiées de catégorie B d'Ekona. Le placement permettra de soutenir la commercialisation de la nouvelle plateforme technologique de pyrolyse du méthane d'Ekona, qui produit de l'hydrogène turquoise plus propre et à moindre coût. La Société a fait le choix irrévocable d'évaluer son placement dans Ekona à la JVAERG.

10. Charge d'intérêts nette

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

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Intérêt sur la dette	164	163	158
Intérêt sur les débiteures échangeables (note 26)	29	29	29
Intérêt sur les actions privilégiées échangeables (note 26)	28	28	5
Produits d'intérêts	(24)	(11)	(10)
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif (note 19)	(16)	(14)	(8)
Intérêts sur les obligations locatives	7	7	8
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	27	20	25
Réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux (note 25) ¹	(2)	(9)	1
Désactualisation des provisions (note 24)	49	32	30
Charge d'intérêts nette	262	245	238

1) Le solde du crédit en 2021 concerne essentiellement l'avantage fiscal lié aux crédits d'impôt à l'investissement réclamés en 2021 pour les parcs solaires en Caroline du Nord qui a été attribué aux investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux. Les financements donnant droit à des avantages fiscaux sont traités comme une dette aux termes des IFRS, et la monétisation des attributs fiscaux est considérée comme une réduction hors trésorerie du solde de la dette et est présentée à titre de réduction des charges d'intérêts.

11. Impôts sur le résultat

A. Comptes de résultat consolidés

I. Rapprochement des taux

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Résultat avant impôts sur le résultat	353	(380)	(303)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, non assujetti à l'impôt	(94)	(33)	2
Résultat ajusté avant impôts sur le résultat	259	(413)	(301)
Taux d'impôt canadien, fédéral et provincial, prévu par la loi (%)	23,4 %	23,6 %	24,5 %
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat prévu	61	(98)	(74)
Augmentation (diminution) des impôts sur le résultat résultant des éléments suivants :			
Écarts de taux d'impôt effectifs étrangers	(1)	4	3
Charge non déductible ¹	130	—	—
Gain en capital imposable	18	—	—
Charge (recouvrement) d'impôt différé lié(e) aux différences temporaires relatives au placement dans des filiales	(2)	—	9
Réduction (reprise de réduction) de valeur des actifs d'impôt différé non comptabilisés	(24)	134	8
Différences avec les taux prévus par la loi et autres différences	(3)	4	(7)
Ajustements au titre de l'impôt différé d'exercices antérieurs ²	6	(4)	(3)
Divers ²	7	5	14
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	192	45	(50)
Taux d'impôt effectif (%)	74 %	(11) %	17 %

- 1) Ce montant se rapporte aux ajustements fiscaux de la période considérée et des périodes précédentes aux États-Unis afin d'atténuer l'impôt au comptant lié à l'impôt anti-abus pour lutter contre l'érosion de la base d'imposition (Base Erosion and Anti-Abuse Tax («BEAT»).
- 2) En 2022, les montants de 2021 et 2020 ont été reclassés de Divers aux Ajustements au titre de l'impôt différé d'exercices antérieurs afin de mieux représenter la nature des éléments ayant une incidence sur la charge (le recouvrement) d'impôts sur le résultat. Ces reclassements n'ont pas eu d'incidence sur le total de la charge (du recouvrement) d'impôts sur le résultat ou le résultat net des exercices précédents.

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	2022	2021	2020
Charge d'impôt exigible	65	56	35
Charge (recouvrement) d'impôt différé lié à la naissance et à la résorption des différences temporaires	153	(145)	(95)
Charge (recouvrement) d'impôt différé lié(e) aux différences temporaires relatives au placement dans une filiale	(2)	—	9
Recouvrement d'impôt différé résultant de modifications apportées aux taux d'imposition ou aux lois fiscales	—	—	(7)
Charge (recouvrement) d'impôt différé découlant des actifs d'impôt différé non comptabilisés ¹	(24)	134	8
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	192	45	(50)

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Charge d'impôt exigible	65	56	35
Charge (recouvrement) d'impôt différé	127	(11)	(85)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	192	45	(50)

1) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, la Société a comptabilisé des actifs d'impôt différé de 24 millions de dollars (réduction de valeur de 134 millions de dollars en 2021 et réduction de valeur de 8 millions de dollars en 2020). Les actifs d'impôt différé ont trait principalement aux avantages fiscaux liés aux pertes fiscales subies dans le cadre des activités de la Société aux États-Unis détenues directement et à d'autres différences déductibles. La Société n'a pas comptabilisé des actifs d'impôt différé de 361 millions de dollars au motif qu'il n'est pas probable qu'ils pourront générer un résultat imposable futur suffisant sera généré pour lui permettre d'utiliser ces actifs d'impôt. La Société effectue une analyse de la recouvrabilité de ses actifs d'impôt chaque année.

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	2022	2021	2020
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat lié à :			
Incidence nette liée aux couvertures de flux de trésorerie	(112)	(57)	(23)
Incidence nette liée aux couvertures des investissements dans des établissements à l'étranger	(3)	—	—
Incidence nette sur les gains actuariels nets (pertes actuarielles nettes)	12	11	(3)
Recouvrement d'impôts sur le résultat présenté dans les capitaux propres	(103)	(46)	(26)

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	2022	2021
Pertes autres qu'en capital ¹	244	530
Frais de démantèlement et de remise en état futurs	119	183
Immobilisations corporelles	(553)	(651)
Actifs et passifs de gestion du risque, montant net	193	(53)
Régimes d'avantages du personnel et de rémunération	48	53
Intérêt déductible au cours de périodes futures	—	17
Écarts de change au titre de la dette libellée en dollars américains	13	16
Autres différences temporaires déductibles	(5)	(5)
Actif d'impôt différé, montant net, avant réduction de valeur des actifs d'impôt différé	59	90
Actifs d'impôt différé non comptabilisés	(361)	(380)
Passifs d'impôt différé, montant net, après réduction de valeur des actifs d'impôt différé	(302)	(290)

1) Les pertes autres qu'en capital arrivent à échéance entre 2033 et 2042. Les pertes d'exploitation nettes tirées des activités aux États-Unis n'ont pas d'échéance.

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

Aux 31 décembre	2022	2021
Actifs d'impôt différé ¹	50	64
Passifs d'impôt différé	(352)	(354)
Passifs d'impôt différé, montant net	(302)	(290)

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 2022, la Société avait comptabilisé un passif net de néant (néant en 2021) relatif à des positions fiscales incertaines.

En 2022, l'Agence du revenu du Canada a terminé son examen des déclarations de revenus de la Société pour l'année d'imposition 2015, y compris son examen d'une réorganisation interne achevée en 2015. À la fin de la vérification de 2015, aucune nouvelle cotisation n'a été établie.

12. 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 2022
TransAlta Cogeneration LP	49,99 % — Canadian Power Holdings Inc.
TransAlta Renewables	39,9 % — actionnaires publics
Kent Hills Wind LP ¹	17 % — Natural Forces Technologies Inc.

1) Détenu par TransAlta Renewables.

TransAlta Cogeneration LP («TA Cogen») exploite un portefeuille de centrales de cogénération au Canada et détient une participation de 50 % dans une centrale au bicarburant.

TransAlta Renewables («RNW») 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. Kent Hills Wind LP, une filiale de TransAlta Renewables, détient et exploite le parc éolien de Kent Hills (unités 1, 2 et 3) d'une capacité de 167 MW situé au Nouveau-Brunswick.

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 Kent Hills Wind LP.

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Produits des activités ordinaires	560	470	436
Résultat net	74	139	97
Total du résultat global	(67)	66	223
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :			
Résultat net	20	50	40
Total du résultat global	(36)	21	90
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	100	100	80

Aux 31 décembre	2022	2021
Actifs courants	240	430
Actifs non courants	2 989	3 319
Passifs courants	(306)	(593)
Passifs non courants	(1 118)	(1 033)
Total des capitaux propres	(1 805)	(2 123)
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	(732)	(869)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)	39,9	39,9

B. TA Cogen

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Produits des activités ordinaires	347	265	146
Résultat net	143	103	(13)
Total du résultat global	143	103	(13)
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :			
Résultat net	91	62	(6)
Total du résultat global	91	62	(6)
Distributions versées à Canadian Power Holdings Inc.	87	56	17

Aux 31 décembre	2022	2021
Actifs courants	127	66
Actifs non courants	253	312
Passifs courants	(62)	(52)
Passifs non courants	(27)	(36)
Total des capitaux propres	(291)	(290)
Capitaux propres attribuables à Canadian Power Holdings Inc.	(147)	(142)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)	49,99	49,99

13. Créances clients et autres débiteurs, et dettes fournisseurs

Aux 31 décembre	2022	2021
Créances clients	1 165	499
Garanties fournies (note 15)	304	55
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 17)	52	40
Prêt à recevoir (note 23)	4	55
Impôts sur le résultat à recevoir	64	2
Créances clients et autres débiteurs	1 589	651

Aux 31 décembre	2022	2021
Dettes fournisseurs et charges à payer	1 069	654
Intérêts à payer	17	17
Garanties détenues (note 15)	260	18
Dettes fournisseurs et charges à payer	1 346	689

14. 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 2022	Instruments dérivés utilisés à des fins de couverture	Instruments dérivés détenus à des fins de transaction (JVRN)	Coût amorti	Autres actifs financiers (JVRN)	Autres actifs financiers (JVAÉRG)	Total
Actifs financiers						
Trésorerie et équivalents de trésorerie ¹	—	—	1 134	—	—	1 134
Liquidités soumises à restrictions	—	—	70	—	—	70
Créances clients et autres débiteurs	—	—	1 589	—	—	1 589
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	129	—	—	129
Partie non courante du prêt à recevoir ²	—	—	33	—	—	33
Autres placements	—	—	—	11	1	12
Actifs de gestion du risque						
Courants	—	709	—	—	—	709
Non courants	—	161	—	—	—	161
Passifs financiers						
Découvert bancaire	—	—	16	—	—	16
Dettes fournisseurs et charges à payer	—	—	1 346	—	—	1 346
Dividendes à verser	—	—	68	—	—	68
Passifs de gestion du risque						
Courants	271	858	—	—	—	1 129
Non courants	76	257	—	—	—	333
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives ³	—	—	3 653	—	—	3 653
Titres échangeables	—	—	739	—	—	739

1) Comprennent des équivalents de trésorerie de néant.

2) Incluse dans les autres actifs. Se reporter à la note 23.

3) Comprennent la partie courante.

Valeur comptable au 31 décembre 2021	Instruments dérivés utilisés à des fins de couverture	Instruments dérivés détenus à des fins de transaction (JVRN)	Coût amorti	Total
Actifs financiers				
Trésorerie et équivalents de trésorerie ¹	—	—	947	947
Liquidités soumises à restrictions	—	—	70	70
Créances clients et autres débiteurs	—	—	651	651
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	185	185
Actifs de gestion du risque				
Courants	36	272	—	308
Non courants	252	147	—	399
Passifs financiers				
Dettes fournisseurs et charges à payer	—	—	689	689
Dividendes à verser	—	—	62	62
Passifs de gestion du risque				
Courants	—	261	—	261
Non courants	—	145	—	145
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives ²	—	—	3 267	3 267
Titres échangeables	—	—	735	735

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 lors de la vente d'un actif ou payé pour le transfert du passif connexe lors d'une transaction normale entre des intervenants du marché à la date d'évaluation. La juste valeur peut être établie en observant les cours du marché pour l'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. Le classement de niveau III est le niveau de classement le plus bas de la hiérarchie des justes valeurs.

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'analyse de simulation d'analyse de scénarios 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 la volatilité ainsi que les corrélations entre les produits provenant des rapports de prix historiques. Pour ce qui est des actifs et des passifs qui sont comptabilisés à la juste valeur de manière récurrente, la Société détermine si des transferts ont eu lieu entre les niveaux de la hiérarchie en réévaluant le classement (d'après la donnée d'entrée du niveau le plus bas qui est importante pour l'évaluation de la juste valeur prise dans son ensemble) à la fin de chaque période de présentation de l'information financière.

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.

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 2022 : niveau I – actif net de 23 millions de dollars (actif net de 12 millions de dollars en 2021), niveau II – actif net de 173 millions de dollars (actif net de 122 millions de dollars en 2021), niveau III – passif net de 782 millions de dollars (actif net de 159 millions de dollars en 2021).

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 2022 découlent essentiellement de la volatilité des prix du marché sur plusieurs marchés pour les contrats existants et les nouveaux contrats ainsi que des règlements de contrats.

Le tableau suivant résume 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 2022 et 2021 :

	Exercice clos le 31 déc. 2022			Exercice clos le 31 déc. 2021		
	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total
Solde d'ouverture	285	(126)	159	573	9	582
Variations attribuables aux :						
Variations des prix du marché pour les contrats existants	(611)	(298)	(909)	(181)	4	(177)
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	—	(124)	(124)	—	(134)	(134)
Contrats réglés	(38)	118	80	(107)	(5)	(112)
Variation des taux de change	17	(5)	12	—	—	—
Actifs (passifs) nets de gestion du risque à la fin de l'exercice	(347)	(435)	(782)	285	(126)	159
Informations supplémentaires sur le niveau III :						
Pertes comptabilisées dans les autres éléments du résultat global	(594)	—	(594)	(181)	—	(181)
Total des profits (pertes) compris dans le résultat avant impôts sur le résultat	38	(427)	(389)	107	(130)	(23)
Profits (pertes) latents compris dans le résultat avant impôts sur le résultat liés aux actifs nets détenus à la fin de l'exercice	—	(309)	(309)	—	(135)	(135)

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.

Le service de gestion du risque de la Société établit 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. 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.

Au 31 décembre 2022, le solde total des actifs de gestion du risque de niveau III s'élevait à 31 millions de dollars (305 millions de dollars en 2021) et le solde total des passifs de gestion du risque de niveau III s'élevait à 813 millions de dollars (146 millions de dollars en 2021). La juste valeur du contrat de vente d'électricité à long terme – États-Unis de niveau III et celle des contrats de vente d'énergie éolienne à long terme ont diminué en raison surtout de l'augmentation des prix du marché prévue dans les deux prochaines années. 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 présentées dans le tableau suivant. Elles tiennent compte de l'incidence sur la juste valeur de l'actualisation, des ajustements relatifs à la liquidité et des ajustements de la valeur de crédit; toutefois, l'incidence compensatoire potentielle des positions de niveau II n'est pas prise en compte. 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 des prix et des corrélations des produits de base, le volume des livraisons, les taux d'indexation et le coût de l'approvisionnement.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Au		31 décembre 2022		
Description	Sensibilité	Technique d'évaluation	Données d'entrée non observables	Variation raisonnablement possible
Ventes d'électricité à long terme – États-Unis	+15 -163	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	Baisse du prix de 5 \$ US ou hausse de 55 \$ US
Livraison de charbon – États-Unis	+14 -13	Évaluation numérique des instruments dérivés	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh) Volatilité Augmentation du tarif ferroviaire	Baisse du prix de 5 \$ US ou hausse de 55 \$ US 80 % à 120 % Zéro à 10 %
Contrats d'approvisionnement exclusif – est des États-Unis	+3 -21	Analyse de scénarios ¹	Volume Coût de l'approvisionnement	96 % à 104 % Baisse de 0,50 \$ par MWh ou hausse de 3,30 \$ par MWh
Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis	+22 -18	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh) Prix des crédits d'énergie renouvelable à terme non liquides (par unité) Escomptes sur l'énergie éolienne	Baisse ou hausse du prix de 6 \$ US Baisse ou hausse du prix de 2 \$ US Baisse de 0 % ou hausse de 5 %
Ventes d'énergie éolienne à long terme – Canada	+47 -25	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh) Escomptes sur l'énergie éolienne	Baisse du prix de 85 \$ CA ou hausse de 5 \$ CA Baisse de 28 % ou hausse de 5 %
Ventes d'énergie éolienne à long terme – centre des États-Unis	+74 -28	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh) Escomptes sur l'énergie éolienne	Baisse ou hausse du prix de 2 \$ US Baisse de 2 % ou hausse de 5 %
	+18			
Autres	-19			

1) L'analyse de scénarios a été utilisée comme technique d'évaluation pour Contrats d'approvisionnement exclusif – est des États-Unis afin de fournir une convention d'appellation plus représentative et n'a pas entraîné de changement de valeur.

Au		31 décembre 2021		
Description	Sensibilité	Technique d'évaluation	Données d'entrée non observables	Variation raisonnablement possible
Ventes d'électricité à long terme – États-Unis	+22 -145	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 20 \$ US
	+3	Évaluation numérique des instruments dérivés	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 20 \$ US
Livraison de charbon – États-Unis	-18		Volatilité	80 % à 120 %
			Augmentation du tarif ferroviaire	Zéro à 4 %
Contrats d'approvisionnement exclusif – est des États-Unis	+9 -9	Statistiques historiques («bootstrap»)	Volume	95 % à 105 %
			Coût de l'approvisionnement	(+/-) 1 \$ US par MWh
Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis	+17 -16	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	Hausse ou baisse du prix de 6 \$ US
			Prix des crédits d'énergie renouvelable à terme non liquides (par unité)	Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 2 \$ US
Ventes d'énergie éolienne à long terme – Canada	+21 -11	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	Baisse du prix de 24 \$ CA ou hausse de 5 \$ CA
			Escomptes sur l'énergie éolienne	Baisse de 5 % ou hausse de 5 %
Ventes d'énergie éolienne à long terme – centre des États-Unis	+27 -15	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	Baisse de prix de 2 \$ US ou hausse de 3 \$ US
			Escomptes sur l'énergie éolienne	Baisse de 3 % ou hausse de 3 %
	+6			
Autres	-6			

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 2024, 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 indicateurs de marché ont été utilisés comme approximations 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 fondée sur les données fondamentales (le fournisseur est indépendant et est reconnu comme un expert du secteur pour les prévisions et hypothèses).

Le contrat est libellé en dollars américains. Du 31 décembre 2021 au 31 décembre 2022, le dollar américain s'est apprécié par rapport au dollar canadien, entraînant une diminution de la juste valeur de base et une augmentation de la valeur de sensibilité respectivement d'environ 21 millions de dollars et 9 millions de dollars. La juste valeur de ce contrat au 31 décembre 2022 avait diminué en raison surtout de l'augmentation des prix de l'électricité à terme par rapport aux prix estimés précédemment.

ii. 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 jusqu'au 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. Pour les périodes au-delà de 2024, 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 indicateurs de marché ont été utilisés comme approximations 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 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.

iii. 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.

iv. Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis

La Société a conclu un contrat à long terme fondé sur les écarts visant l'enlèvement de la totalité de la production de son parc éolien Big Level d'une capacité de 90 MW. Le contrat à long terme fondé sur les écarts jumelé à la vente de l'électricité produite dans l'interconnexion de PJM au cours du marché en vigueur et en temps réel de l'énergie respecte le prix contractuel fixe par MWh selon une approximation de la production. Aux termes du contrat fondé sur les écarts, si le cours du marché est moins élevé que le prix contractuel fixe, le client paie la différence à la Société et si le cours du marché est plus élevé que le prix contractuel fixe, la Société rembourse la différence au client. Le client est également autorisé à prendre physiquement livraison des attributs environnementaux. Le contrat arrive à échéance en décembre 2034. Le contrat est comptabilisé comme un dérivé. Les variations de la juste valeur sont présentées dans les produits des activités ordinaires.

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

v. Ventes d'énergie éolienne à long terme – Canada

La Société a conclu deux CAÉV visant l'enlèvement de la totalité de la production de son projet de parc éolien Garden Plain de 130 MW. Les CAÉV, jumelés à la vente d'électricité produite sur le marché énergétique de l'Alberta au prix du pool, respectent les prix contractuels fixes par MWh. Aux termes des CAÉV, si le prix du pool est moins élevé que le prix contractuel fixe, le client paie la différence à la Société et si le prix du pool est plus élevé que le prix contractuel fixe, la Société rembourse la différence au client. Le client est également autorisé à prendre physiquement livraison des attributs environnementaux. Les deux CAÉV entrent en vigueur dès la mise en service du parc et ont une durée moyenne pondérée d'environ 17 ans. La mise en service est prévue en 2023.

En plus des CAÉV, la Société a conclu un «contrat de transition» d'une durée initiale de 16 mois, soit du 1^{er} septembre 2021 au 31 décembre 2022, qui demeurera finalement en vigueur au prix de l'un des CAÉV, jusqu'à la date du début des activités commerciales. Le client est également autorisé à prendre physiquement livraison des attributs environnementaux.

La composante énergie de ces contrats est comptabilisée comme un dérivé. Les variations de la juste valeur sont présentées dans les produits des activités ordinaires.

Les principales données non observables utilisées pour les évaluations des contrats sont les prix à terme non liquides de l'électricité et les escomptes mensuels sur l'énergie éolienne.

Aux termes d'une convention distincte, Pembina Pipeline Corporation («Pembina») a l'option d'acheter une participation de 37,7 % dans le projet. L'option peut être exercée au plus tard 30 jours après que Pembina a été informé de la date de mise en service.

vi. Ventes d'énergie éolienne à long terme – centre des États-Unis

La Société a conclu deux CAÉV à long terme visant la totalité de la production de ses projets de parcs éoliens White Rock East et White Rock West de 300 MW. Les CAÉV, jumelés à la vente d'électricité produite sur le marché énergétique du sud-ouest des États-Unis au prix du pool, respectent les prix contractuels fixes par MWh. Aux termes des CAÉV, si le prix du pool est moins élevé que le prix contractuel fixe, le client paie la différence à la Société et si le prix du pool est plus élevé que le prix contractuel fixe, la Société rembourse la différence au client. Le client est également autorisé à prendre physiquement livraison des attributs environnementaux. Les CAÉV entrent en vigueur à la date de mise en service des parcs éoliens, ce qui devrait avoir lieu au deuxième semestre de 2023.

La Société a conclu un CAÉV à long terme visant l'enlèvement de la totalité de la production de son projet de parc éolien Horizon Hill de 200 MW. Le CAÉV, jumelé à la vente d'électricité produite sur le marché énergétique du sud-ouest des États-Unis au prix du pool, respecte les prix contractuels fixes par MWh. Aux termes du CAÉV, si le prix du pool est moins élevé que le prix contractuel fixe, le client paie la différence à la Société et si le prix du pool est plus élevé que le prix contractuel fixe, la Société rembourse la différence au client. Le client est également autorisé à prendre physiquement livraison des attributs environnementaux. Le CAÉV entre en vigueur dès la mise en service du parc éolien, laquelle est prévue pour le deuxième semestre de 2023.

La composante énergie de ces contrats est comptabilisée comme un dérivé. Les variations de la juste valeur sont présentées dans les produits des activités ordinaires.

Les principales données non observables utilisées pour l'évaluation des contrats sont les prix à terme non liquides de l'électricité et les escomptes sur l'énergie éolienne.

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 un passif net d'une juste valeur de 6 millions de dollars au 31 décembre 2022 (actif net de 8 millions de dollars en 2021), 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 2022 sont principalement attribuables aux variations défavorables des prix du marché pour les contrats existants et aux taux de change défavorables pour les nouveaux contrats conclus en 2022.

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 ¹				Valeur comptable totale ¹
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
Titres échangeables au 31 décembre 2022	—	685	—	685	739
Dette à long terme au 31 décembre 2022	—	3 200	—	3 200	3 518
Prêt à recevoir au 31 décembre 2022	—	37	—	37	37
Titres échangeables au 31 décembre 2021	—	770	—	770	735
Dette à long terme au 31 décembre 2021	—	3 272	—	3 272	3 167
Prêt à recevoir au 31 décembre 2021	—	55	—	55	55

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 fournies, découvert bancaire, dettes fournisseurs et charges à payer, garanties détenues 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 des créances au titre des contrats de location-financement (se reporter à la note 17) se rapproche de leur valeur comptable du fait que les montants à recevoir représentent les flux de trésorerie provenant des remboursements du principal et des intérêts.

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 14 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	2022	2021	2020
Profit net non amorti (perte nette non amortie) au début de l'exercice ¹	(131)	(33)	9
Nouvelle perte initiale ²	(37)	(79)	(13)
Variation des taux de change	(10)	—	—
Amortissement comptabilisé dans le résultat net au cours de l'exercice	(35)	(19)	(29)
Perte nette non amortie à la fin de l'exercice	(213)	(131)	(33)

1) En 2022, l'évaluation du jour 1 de certains CAÉ en 2021 a été révisée aux fins d'uniformité avec d'autres calculs de la juste valeur. Le rapprochement pour la période comparative de 2021 a été retraité. Ce changement n'a pas eu d'incidence sur les états financiers de l'exercice précédent, car son application a entièrement compensé la juste valeur au 31 décembre 2021.

2) En 2022, la Société a conclu un CAÉ portant sur le projet de parc éolien Horizon Hill (CAÉ pour les projets de parcs éoliens White Rock en 2021), lequel a entraîné une nouvelle perte initiale découlant de la différence entre le prix fixe du CAÉ et les prix du marché futurs estimatifs. D'autres facteurs clés, tels que les aspects économiques et les incitatifs liés au projet, influent sur le prix de l'électricité à long terme dans le cadre de projets d'énergie renouvelable outre la courbe du prix de l'électricité, qui est non liquide pendant la plus grande partie de la durée du CAÉ. 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.

15. 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, le risque de taux d'intérêt 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 JVRN. 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 (passifs) nets de gestion du risque se présentent comme suit :

Au 31 décembre 2022			
	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base			
Courants	(271)	(143)	(414)
Non courants	(76)	(96)	(172)
Passifs nets de gestion du risque lié aux produits de base	(347)	(239)	(586)
Divers			
Courants	—	(6)	(6)
Non courants	—	—	—
Autres passifs nets de gestion du risque	—	(6)	(6)
Total des passifs nets de gestion du risque	(347)	(245)	(592)

Au 31 décembre 2021			
	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base			
Courants	33	12	45
Non courants	252	(4)	248
Actifs nets de gestion du risque lié aux produits de base	285	8	293
Divers			
Courants	3	(1)	2
Non courants	—	6	6
Autres actifs nets de gestion du risque	3	5	8
Total des actifs nets de gestion du risque	288	13	301

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 :

Au 31 décembre 2022	Montants bruts des actifs (passifs) financiers comptabilisés	Montants compensés	Montants nets présentés à l'état de la situation financière	Conventions-cadres de compensation ¹	Montant net
Actifs courants de gestion du risque	1 602 \$	(883) \$	688 \$	(62) \$	626 \$
Actifs non courants de gestion du risque	204 \$	(43) \$	157 \$	(7) \$	150 \$
Passifs courants de gestion du risque	(1 953) \$	883 \$	(1 033) \$	62 \$	(971) \$
Passifs non courants de gestion du risque	(449) \$	43 \$	(402) \$	7 \$	(395) \$
Créances clients et autres débiteurs ²	1 330 \$	(934) \$	396 \$	(176) \$	220 \$
Dettes fournisseurs et charges à payer ²	(1 344) \$	934 \$	(411) \$	176 \$	(235) \$

Au 31 décembre 2021	Montants bruts des actifs (passifs) financiers comptabilisés	Montants compensés	Montants nets présentés à l'état de la situation financière	Conventions-cadres de compensation ¹	Montant net
Actifs courants de gestion du risque	636 \$	(307) \$	316 \$	(92) \$	224 \$
Actifs non courants de gestion du risque	285 \$	(16) \$	260 \$	(23) \$	237 \$
Passifs courants de gestion du risque	(529) \$	307 \$	(211) \$	92 \$	(119) \$
Passifs non courants de gestion du risque	(89) \$	16 \$	(70) \$	23 \$	(47) \$
Créances clients et autres débiteurs ²	699 \$	(571) \$	128 \$	(35) \$	93 \$
Dettes fournisseurs et charges à payer ²	(689) \$	571 \$	(118) \$	35 \$	(83) \$

1) Montants non compensés dans les états de la situation financière consolidés.

2) Les créances clients et autres débiteurs, et les dettes fournisseurs et charges à payer comprennent les montants liés aux garanties fournies et détenues. Se reporter à la note 15 F) pour plus de précisions.

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, aux CAÉV et aux autres contrats à long terme qui sont des dérivés, 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, y compris un contrat de vente d'électricité prévoyant la livraison à long terme et peut, à certains moments, exécuter des couvertures pour son exposition au marché de capacité marchande en Alberta au moyen de swaps financiers à prix fixe ou d'autres instruments similaires. 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.

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. La taille des positions et les stratégies commerciales ont été ajustées afin de demeurer dans le cadre des risques de la Société.

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 2022 liée aux activités de négociation pour compte propre de la Société était de 4 millions de dollars (2 millions de dollars en 2021 et 1 million de dollars en 2020).

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.

Au 31 décembre 2022, 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 97 millions de dollars (33 millions de dollars en 2021 et 12 millions de dollars en 2020). 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 2022, la VaR liée à ces transactions s'établissait à 54 millions de dollars (51 millions de dollars en 2021 et 15 millions de dollars en 2020), dont un montant de 26 millions de dollars se rapportait aux CAÉV (14 millions de dollars en 2021 et 3 millions de dollars en 2020).

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

Au 31 décembre 2022, la Société ne détenait aucun instrument dérivé désigné comme instrument de couverture au titre des produits de base en cours de la Société, sauf le contrat de vente d'électricité à long terme – États-Unis. Se reporter à la note 14 B) II) i) pour en savoir plus sur ce contrat.

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 Type (en milliers)	2022		2021	
	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Notionnel vendu	Notionnel acquis
Électricité (MWh)	55 821	13 934	46 139	14 951
Gaz naturel (GJ)	23 464	162 384	7 501	173 898
Transport (MWh)	—	1 643	37	1 097
Émissions (MWh)	274	2 297	445	2 030
Émissions (tonnes)	300	300	350	350
Charbon (tonnes)	—	7 746	—	9 352

b. Gestion du risque de taux d'intérêt

Les variations de taux d'intérêt peuvent avoir une incidence sur les coûts d'emprunt et le coût du capital de la Société. Les variations du coût du capital pourraient avoir une incidence sur la faisabilité des nouveaux projets d'expansion. Le risque de taux d'intérêt survient également 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.

La facilité de crédit de la Société, la facilité à terme (la «facilité à terme») et l'obligation sans recours de Poplar Creek sont les seuls instruments d'emprunt assujettis à des taux d'intérêt variables, ce qui représentait 15 % de la dette totale à long terme de la Société au 31 décembre 2022 (3 % en 2021). 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 :

La Société a conclu deux swaps de taux d'intérêt en octobre 2022 de 100 millions de dollars chacun afin de gérer le risque de taux d'intérêt lié à une partie de sa facilité à terme. La Société paie un taux fixe combiné de 4,70 % et reçoit le taux offert en dollars canadiens («CDOR») à un mois qui est rajusté tous les mois. Leur date d'échéance est le 10 novembre 2023.

Les swaps de taux d'intérêt d'un montant notionnel de 150 millions de dollars américains indexés au taux interbancaire offert à Londres à trois mois ont été remplacés par des swaps de taux d'intérêt indexés au taux de financement à un jour garanti («SOFR»). Ces swaps ont été réglés en 2022. De plus, l'entente de fixation des taux d'un montant de 150 millions de dollars américains en cours au 31 décembre 2021 a été réglée en 2022.

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. Les facilités de crédit d'un montant de 433 millions de dollars en cours (néant en 2021) utilisent comme taux de référence le CDOR pour les emprunts en dollars canadiens, mais incluent des libellés de remplacement appropriés pour ce taux de référence en cas de changement de taux de référence. L'obligation sans recours de Poplar Creek d'une valeur nominale au 31 décembre 2022 de 95 millions de dollars (104 millions de dollars en 2021) verse des intérêts fondés sur le taux CDOR à trois mois. La cessation du taux CDOR à trois mois devrait avoir lieu à la mi-2024.

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 2021).

ii. Éléments autres que de couverture

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

Aux 31 décembre		2022		2021			
Notionnel vendu	Notionnel acquis	Actif (passif) à la juste valeur	Échéance	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Actif (passif) à la juste valeur	Échéance
Contrats de change à terme – encaissements et dépenses libellés en monnaies étrangères							
183 \$ AU	168 \$ CA	(1)	2023-2026	28 \$ AU	26 \$ CA	(5)	2022-2025
573 \$ US	761 \$ CA	(12)	2023-2025	271 \$ US	357 \$ CA	8	2022-2025
66 \$ US	102 \$ AU	4	2023	—	—	—	—
Contrats de change à terme – dette libellée en monnaies étrangères							
159 \$ CA	120 \$ US	3	2023	191 \$ CA	150 \$ US	1	2022

iii. 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 2021 et 0,03 \$ en 2020) de ces monnaies étrangères par rapport au dollar canadien est une variation raisonnablement possible au cours du prochain trimestre.

Exercices clos les 31 décembre	2022		2021		2020	
	Diminution du résultat net ¹	Profit au titre des autres éléments du résultat global ^{1,2}	Augmentation (diminution) du résultat net ¹	Profit au titre des autres éléments du résultat global ^{1,2}	Diminution du résultat net ¹	Profit au titre des autres éléments du résultat global ^{1,2}
Monnaie étrangère						
Dollar américain	(12)	—	(13)	1	(8)	1
Dollar australien	(2)	—	1	—	(4)	—
Total	(14)	—	(12)	1	(12)	1

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 2022 :

	Note de qualité investissement (en pourcentage)	Note de qualité inférieure (en pourcentage)	Total (en pourcentage)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs ^{1,2}	87	13	100	1 585
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	100	—	100	129
Actifs de gestion du risque ¹	92	8	100	870
Prêt à recevoir ²	—	100	100	37
Total				2 621

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) Comprennent un prêt à recevoir de 37 millions de dollars inclus dans les autres actifs à l'égard duquel la contrepartie n'a aucune note de solvabilité externe. La tranche courante de 4 millions de dollars a été exclue du poste Créances clients et autres débiteurs, puisqu'elle est incluse au poste Prêt à recevoir dans le tableau ci-dessus. Se reporter à la note 23 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 2022, la Société n'avait pas de pertes de crédit attendues significatives.

L'exposition maximale au risque de crédit de la Société au 31 décembre 2022, 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 64 millions de dollars au 31 décembre 2022 (37 millions de dollars en 2021).

III. Risque de liquidité

Le risque de liquidité est lié à la capacité de la Société d'avoir accès au capital requis pour ses projets en immobilisations, le refinancement de sa dette, ses activités de négociation pour compte propre, ses transactions de couverture du prix des produits de base et les activités générales du siège social. Au 31 décembre 2022, une agence de notation a maintenu la note de qualité investissement accordée à TransAlta et deux agences de notation lui ont donné une note de qualité inférieure. Entre 2023 et 2025, un montant d'environ 839 millions de dollars de la dette contractée par la Société viendra à échéance, dont un montant d'environ 400 millions de dollars de dette avec recours, le solde étant principalement lié aux remboursements prévus de la dette sans recours.

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 de notation. 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, au comité d'audit, des finances et des risques (au nom du conseil d'administration); 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 ainsi que des actifs financiers qui devraient générer des rentrées de fonds pour faire face aux sorties de fonds liées aux passifs financiers se présente comme suit :

	2023	2024	2025	2026	2027	2028 et par la suite	Total
Découvert bancaire	16	—	—	—	—	—	16
Dettes fournisseurs et charges à payer	1 346	—	—	—	—	—	1 346
Dettes à long terme ¹							
Facilités de crédit ¹	—	400	—	33	—	—	433
Débentures	—	—	—	—	—	251	251
Billets de premier rang	—	—	—	—	—	949	949
Dettes sans recours — Hydroélectricité	45	—	—	—	—	—	45
Dettes sans recours — Énergie éolienne et énergie solaire	63	66	69	67	70	363	698
Dettes sans recours — Gaz	45	46	58	61	65	782	1 057
Financement donnant droit à des avantages fiscaux	16	15	15	16	19	48	129
Divers	1	—	—	—	—	—	1
Titres échangeables ²	—	—	750	—	—	—	750
(Actifs) passifs de gestion du risque lié aux produits de base	415	182	(42)	15	8	8	586
Autres (actifs) passifs de gestion du risque	7	(1)	1	—	—	(1)	6
Obligations locatives ³	(7)	4	4	3	4	127	135
Intérêts sur la dette à long terme et les obligations locatives ⁴	205	192	166	158	150	836	1 707
Intérêt sur les titres échangeables ^{2,4}	52	62	—	—	—	—	114
Dividendes à verser	68	—	—	—	—	—	68
Total	2 272	966	1 021	353	316	3 363	8 291

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

2) Les titres échangeables peuvent être échangés, au plus tôt, le 1^{er} janvier 2025. Se reporter à la note 26 pour plus de détails.

3) Les obligations locatives comprennent un incitatif à la location de 12 millions de dollars qui devrait être reçu en 2023.

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

IV. Risque lié au prix des capitaux propres

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					
	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Couvertures de flux de trésorerie						
Instruments de couverture au titre des produits de base						
Électricité						
Notionnel (en milliers de MWh)	3 329	3 338	2 628	—	—	—
Prix moyen (\$ par MWh)	78,27	80,22	82,22	—	—	—

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 2022				
	Notionnel	Valeur comptable	Poste dans l'état de la situation financière	Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité
Risque lié au prix des produits de base				
Couvertures de flux de trésorerie				
Ventes d'énergie livrée ¹	9 295	(347)	Actifs de gestion du risque	(594)
Risque de change				
Couvertures de l'investissement net				
Dette libellée en monnaies étrangères	370 \$ US	502 \$ CA	Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives	—

1) En milliers de MWh

Au 31 décembre 2021

	Notionnel	Valeur comptable	Poste dans l'état de la situation financière	Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité
Risque lié au prix des produits de base				
Couvertures de flux de trésorerie				
Ventes d'énergie livrée ¹	12 624	285	Actifs de gestion du risque	(181)
Risque de taux d'intérêt				
Couvertures de flux de trésorerie				
Swap de taux d'intérêt	300 \$ US	3	Actifs de gestion du risque	3
Risque de change				
Couvertures de flux de trésorerie				
Dépenses libellées en monnaies étrangères	8 \$ US	—	Actifs de gestion du risque	—
Dépenses libellées en monnaies étrangères	14 \$ US	—	Actifs de gestion du risque	—
Couvertures de l'investissement net				
Dettes libellées en monnaies étrangères	370 \$ US	473 \$ CA	Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives	—

1) En milliers de MWh.

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

Aux 31 décembre	2022		2021	
	Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité	Réserve de couverture de flux de trésorerie ¹	Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité	Réserve de couverture de flux de trésorerie ¹
Risque lié au prix des produits de base				
Couvertures de flux de trésorerie				
Ventes d'énergie prévues – Centralia	(594)	(279)	(181)	226
Risque de taux d'intérêt				
Couvertures de flux de trésorerie				
Charge d'intérêts sur la dette à long terme	—	—	3	2
	Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité	Écarts de conversion des monnaies étrangères ¹	Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité	Écarts de conversion des monnaies étrangères ¹
Risque de change				
Couvertures de l'investissement net				
Investissements nets dans des filiales à l'étranger	—	(39)	—	(35)

1) Déduction faite des impôts. Inclus dans le cumul des autres éléments du résultat global.

Le profit ou la perte 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 couvertures de flux de trésorerie désignées sur les autres éléments du résultat global et le résultat net se présente comme suit :

Exercice clos le 31 décembre 2022					
Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie	Profit (perte) avant impôts comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Partie efficace		Partie inefficace	
		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	(747)	Produits des activités ordinaires	124	Produits des activités ordinaires	—
Swaps de taux d'intérêt différés	53	Charge d'intérêts	2	Charge d'intérêts	—
Incidence sur les autres éléments du résultat global	(694)	Incidence sur les autres éléments du résultat global	126	Incidence sur le résultat net	—

Au cours des 12 prochains mois, la Société estime que des pertes après impôts d'environ 208 millions de dollars seront reclassées 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 2021					
Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie	Profit (perte) avant impôts comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Partie efficace		Partie inefficace	
		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	(268)	Produits des activités ordinaires	(13)	Produits des activités ordinaires	—
Contrats de change à terme sur les couvertures de projets	—	Immobilisations corporelles	1	(Profit) perte de change	—
Swaps de taux d'intérêt différés	13	Charge d'intérêts	4	Charge d'intérêts	—
Incidence sur les autres éléments du résultat global	(255)	Incidence sur les autres éléments du résultat global	(8)	Incidence sur le résultat net	—

Exercice clos le 31 décembre 2020					
Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie	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
Contrats sur les produits de base	41	Produits des activités ordinaires	(137)	Produits des activités ordinaires	—
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	—
Incidence sur les autres éléments du résultat global	28	Incidence sur les autres éléments du résultat global	(141)	Incidence sur le résultat net	—

II. Incidence des éléments autres que de couverture

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, la Société a comptabilisé une perte latente nette de 384 millions de dollars (profit de 97 millions de dollars en 2021 et profit de 43 millions de dollars en 2020) liée aux instruments dérivés sur les produits de base.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, un profit de 20 millions de dollars (profit de 6 millions de dollars en 2021 et profit de 11 millions de dollars en 2020) sur des dérivés de change et autres dérivés a été comptabilisé et comprend respectivement des pertes latentes nettes de 11 millions de dollars (profit de 4 millions de dollars en 2021 et perte de 2 millions de dollars en 2020) et des profits réalisés nets de 31 millions de dollars (profits de 2 millions de dollars en 2021 et profits de 13 millions de dollars en 2020).

F. Garanties

I. Actifs financiers donnés en garantie

Au 31 décembre 2022, la Société avait fourni 304 millions de dollars (55 millions de dollars en 2021) en trésorerie et équivalents de trésorerie à des chambres de compensation réglementées et à certains services publics 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. Les services publics sont tenus de verser des intérêts sur le solde impayé. La garantie fournie est comptabilisée dans les créances clients et autres débiteurs des états de la situation financière consolidés.

II. Actifs financiers détenus en garantie

Au 31 décembre 2022, la Société détenait un montant de 260 millions de dollars (18 millions de dollars en 2021) 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 liée aux transactions prévoyant la livraison et aux transactions de dérivés financiers dans une position d'actif net et est comptabilisée dans les dettes fournisseurs et charges à payer 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 de notation. 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 2022, la Société avait fourni une garantie de 820 millions de dollars (356 millions de dollars en 2021) sous la forme de lettres de crédit sur les transactions prévoyant la livraison et les transactions de dérivés financiers dans une position de passif net. Certains contrats de dérivés contiennent des clauses conditionnelles liées au risque de crédit qui, si elles étaient appliquées, obligerait la Société à fournir une garantie additionnelle de 656 millions de dollars à ses contreparties (120 millions de dollars en 2021).

16. Stocks

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

Aux 31 décembre	2022	2021
Pièces et matériaux	83	82
Charbon	43	27
Crédits d'émission	27	55
Gaz naturel	4	3
Total	157	167

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

En 2022, la hausse des stocks de charbon s'explique principalement par la hausse du volume des stocks de charbon à l'unité 2 de Centralia ainsi que par l'augmentation des prix du charbon.

Au 31 décembre 2022, la Société disposait de 963 068 crédits d'émission en stock achetés en externe d'une valeur comptable de 27 millions de dollars (2 033 752 crédits d'émission d'une valeur comptable de 55 millions de dollars au 31 décembre 2021). La Société dispose également d'environ 1 869 450 crédits d'émission admissibles des secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Hydroélectricité d'une valeur comptable de néant générés en interne (1 922 973 crédits d'émission au 31 décembre 2021). Ces crédits d'émission peuvent être utilisés pour compenser les obligations d'émissions futures de nos centrales au gaz situées au Canada où le prix de conformité lié au carbone devrait augmenter, ce qui réduira les coûts au comptant de conformité liés au carbone. De plus, la Société détient environ 1 750 000 crédits de rendement en matière d'émissions admissibles («CRE») (1 750 000 CRE au 31 décembre 2021) d'une valeur comptable de néant générés au cours de l'exercice par des actifs auparavant visés par le contrat d'achat d'électricité des centrales hydroélectriques («CAÉ des centrales hydroélectriques»). Le Balancing Pool revendique la propriété de ces CRE, ce que la Société a contesté dans le cadre d'un arbitrage qui devrait être entendu en mai 2023. Se reporter à la note 37 pour plus de détails.

En 2022, la Société a utilisé 1 169 333 crédits d'émission ayant une valeur comptable de 35 millions de dollars afin de régler son obligation de conformité liée au carbone de 2021 d'un montant de 47 millions de dollars en 2021. L'écart de 12 millions de dollars a été comptabilisé en réduction des coûts de conformité liés au carbone de la Société pour l'exercice.

17. 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 aux centrales de SCE, se présentent comme suit :

Aux 31 décembre	2022		2021	
	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	62	55	58	54
De deux à cinq ans inclusivement	81	75	127	105
Plus de cinq ans	60	51	80	66
	203	181	265	225
Moins : produits tirés des contrats de location-financement non gagnés	22	—	40	—
Total des créances au titre des contrats de location-financement	181	181	225	225
Compris dans les états de la situation financière consolidés :				
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 13)	52		40	
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	129		185	
Total des créances au titre des contrats de location-financement	181		225	

18. Actifs détenus en vue de la vente

La variation des actifs détenus en vue de la vente est présentée ci-dessous :

	2022	2021
Solde aux 1 ^{er} janvier	25	105
Transferts des immobilisations corporelles	28	25
Cessions	(31)	(105)
Solde aux 31 décembre	22	25

Vente du gazoduc Pioneer

Le 1^{er} octobre 2020, la Société a annoncé qu'elle avait conclu un contrat 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»). Au 1^{er} janvier 2021, les actifs détenus en vue de la vente comprenaient notre participation dans le gazoduc Pioneer Pipeline et certains biens miniers.

Le 30 juin 2021, la Société a clôturé la vente du gazoduc Pioneer à ATCO pour un prix de vente total de 255 millions de dollars. Le produit net en espèces revenant à la Société au titre de la vente de sa participation de 50 % a totalisé environ 128 millions de dollars et la Société a comptabilisé un profit à la vente de 31 millions de dollars dans les comptes de résultat consolidés. De plus, dans le cadre de la transaction, le contrat de livraison de gaz naturel conclu avec Pioneer Pipeline Limited Partnership a été résilié, ce qui a donné lieu à un profit de 2 millions de dollars.

Autres actifs détenus en vue de la vente

En décembre 2021, la Société a transféré certains actifs de production au gaz de 25 millions de dollars dans les actifs détenus en vue de la vente. Le 7 novembre 2022, la Société a conclu la vente des actifs de production au gaz, a reçu un produit net en espèces de 45 millions de dollars et a comptabilisé un profit à la vente de 20 millions de dollars dans les comptes de résultat consolidés.

En 2022, la Société a transféré deux actifs hydroélectriques dans les actifs détenus en vue de la vente au moment de la conclusion d'un contrat d'achat et de vente. Le 2 décembre 2022, la Société a conclu la vente de ces actifs hydroélectriques pour un prix de vente total et un produit net en espèces de 6 millions de dollars et a comptabilisé un profit à la vente de 2 millions de dollars dans les comptes de résultat consolidés.

En 2022, la Société a transféré 22 millions de dollars aux actifs détenus en vue de la vente pour du matériel de cogénération.

Au quatrième trimestre de 2022, la Société a comptabilisé un règlement de contrat qui a été inclus au poste Profit à la vente d'actifs et autres dans les comptes de résultat consolidés.

19. Immobilisations corporelles

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

	Actifs en construction	Terrains	Hydro-électricité ¹	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Production d'énergie au gaz	Transition énergétique	Pièces de rechange et autres ²	Total
Coût								
Au 31 décembre 2020	495	96	846	2 746	3 935	4 901	379	13 398
Ajouts ³	477	—	—	—	—	—	2	479
Ajouts découlant de projets de mise en valeur	1	—	—	—	—	—	—	1
Acquisitions (note 4)	—	—	—	146	—	—	—	146
Cessions	(2)	(1)	—	—	(2)	(74)	—	(79)
Imputations pour dépréciation (note 7) ⁴	(91)	—	(3)	(12)	(2)	(468)	(13)	(589)
Révision/augmentation des frais de démantèlement et de remise en état (note 24)	—	—	1	128	6	—	—	135
Mise hors service d'actifs	—	—	(4)	(11)	(57)	(49)	—	(121)
Variation des taux de change	—	—	—	3	(25)	2	(7)	(27)
Transferts (aux) des actifs détenus en vue de la vente (note 18)	(25)	—	—	—	—	31	—	6
Transferts dans les (hors des) immobilisations corporelles ⁵	5	—	—	(4)	(5)	46	—	42
Transferts d'actifs lors de leur mise en service	(676)	1	27	280	237	124	5	(2)
Au 31 décembre 2021	184	96	867	3 276	4 087	4 513	366	13 389
Ajouts ³	891	—	—	—	—	—	6	897
Ajouts découlant de projets de mise en valeur	17	—	—	—	—	—	12	29
Cessions	—	(3)	—	—	(1)	(216)	—	(220)
(Imputations) reprises de dépréciation (note 7) ⁴	2	—	(21)	(43)	—	—	—	(62)
Révision/augmentation des frais de démantèlement et de remise en état (note 24)	—	—	(15)	(59)	(12)	10	2	(74)
Mise hors service d'actifs	—	—	(9)	(9)	(12)	(7)	(2)	(39)
Variation des taux de change	13	—	—	45	(4)	97	2	153
Transferts aux actifs détenus en vue de la vente (note 18)	(22)	—	(9)	—	—	—	—	(31)
Transferts dans les (hors des) immobilisations corporelles ⁵	16	—	—	(22)	437	(442)	(13)	(24)
Transfert d'actifs lors de leur mise en service	(138)	—	27	45	35	19	6	(6)
Au 31 décembre 2022	963	93	840	3 233	4 530	3 974	379	14 012
Amortissement cumulé								
Au 31 décembre 2020	—	—	447	969	2 058	3 933	169	7 576
Amortissement	—	—	24	130	184	264	12	614
Mise hors service d'actifs	—	—	(3)	(6)	(55)	(48)	—	(112)
Cessions	—	—	—	—	(1)	(72)	—	(73)
Variation des taux de change	—	—	—	—	(8)	2	(1)	(7)
Transferts aux actifs détenus en vue de la vente (note 18)	—	—	—	—	—	31	—	31
Transferts des actifs au titre de droits d'utilisation	—	—	—	—	—	40	—	40
Au 31 décembre 2021	—	—	468	1 093	2 178	4 150	180	8 069
Amortissement	—	—	21	130	308	63	16	538
Mise hors service d'actifs	—	—	(8)	(6)	(10)	(7)	(2)	(33)
Cessions	—	—	—	—	(1)	(211)	—	(212)
Variation des taux de change	—	—	—	11	2	89	—	102
Transferts aux actifs détenus en vue de la vente (note 18)	—	—	(3)	—	—	—	—	(3)
Transferts dans les (hors des) immobilisations corporelles ⁵	—	—	—	—	335	(340)	—	(5)
Au 31 décembre 2022	—	—	478	1 228	2 812	3 744	194	8 456
Valeur comptable								
Au 31 décembre 2020	495	96	399	1 777	1 877	968	210	5 822
Au 31 décembre 2021	184	96	399	2 183	1 909	363	186	5 320
Au 31 décembre 2022	963	93	362	2 005	1 718	230	185	5 556

1) La production d'énergie renouvelable présentée auparavant a été divisée par secteur.

2) Comprennent les pièces de rechange importantes et les pièces de sécurité disponibles, mais non encore en service, et les pièces de rechange utilisées pour les travaux d'entretien courants, préventifs et planifiés.

3) En 2022, la Société a incorporé des intérêts de 16 millions de dollars (14 millions de dollars en 2021) dans le coût des immobilisations corporelles à un taux moyen pondéré de 6,0 % (6,0 % en 2021).

4) Les imputations pour dépréciation de 2021, déduction faite des reprises, ne tiennent pas compte des variations de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état d'actifs.

5) Comprennent les transferts entre catégories d'immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé.

Actifs en construction

La Société a entamé la construction du projet de parc éolien Horizon Hill et des projets de parcs éoliens White Rock en 2022. La Société a également lancé ses travaux de réfection des unités du parc éolien de Kent Hills au deuxième trimestre de 2022 et a inscrit à l'actif des ajouts de 77 millions de dollars en 2022. Les premières activités de construction du projet de parc éolien Garden Plain ont commencé au troisième trimestre de 2021 et celles du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, au quatrième trimestre de 2021, les activités de construction se poursuivant en 2022 pour les deux projets.

Changement dans l'estimation - Durée d'utilité

En 2022, la Société a ajusté la durée d'utilité de certains actifs inclus dans le secteur Gaz afin de tenir compte des changements apportés en fonction des prévisions d'exploitation des actifs. Cet ajustement a entraîné une augmentation de 132 millions de dollars de la dotation aux amortissements qui a été comptabilisée dans le compte de résultat consolidé en 2022.

20. Actifs au titre de droits d'utilisation

La Société loue divers immeubles et types de matériel. 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	Matériel	Gazoduc	Total
Au 31 décembre 2020	58	24	1	16	42	141
Ajouts	—	1	—	—	—	1
Acquisitions (note 4)	13	—	—	—	—	13
Amortissement	(3)	(5)	—	(2)	(1)	(11)
Cession d'actifs	—	—	—	—	(41)	(41)
Transferts	—	—	—	(8)	—	(8)
Au 31 décembre 2021	68	20	1	6	—	95
Ajouts	36	—	1	3	—	40
Amortissement	(4)	(5)	—	(2)	—	(11)
Variation des taux de change	2	—	—	—	—	2
Au 31 décembre 2022	102	15	2	7	—	126

En 2022, la Société a comptabilisé des ajouts de 36 millions de dollars liés principalement à la location des terrains pour les projets de parcs éoliens Horizon Hill et White Rock.

Le 30 juin 2021, la Société a clôturé la vente du gazoduc Pioneer à ATCO. Dans le cadre de la transaction, le contrat de livraison de gaz naturel conclu avec Pioneer Pipeline Limited Partnership a été résilié, ce qui a entraîné la décomptabilisation de l'actif au titre du droit d'utilisation de 41 millions de dollars et de l'obligation locative de 43 millions de dollars se rapportant au gazoduc, donnant lieu à un profit de 2 millions de dollars.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, TransAlta a payé un montant de 16 millions de dollars (15 millions de dollars en 2021) relativement aux obligations locatives comptabilisées, dont 9 millions de dollars (8 millions de dollars en 2021) en remboursements du principal et 7 millions de dollars (7 millions de dollars en 2021) en charges d'intérêts.

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 loyers est inférieur à son seuil de capitalisation (contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur). Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, la Société a passé en charges un montant de 2 millions de dollars (néant en 2021 et 2020) à l'égard de contrats de location à court terme et de contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur.

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 2022, la Société a passé en charges des paiements de loyers variables de 8 millions de dollars (6 millions de dollars en 2021 et 7 millions de dollars en 2020) au titre de ces contrats de location de terrains.

21. Immobilisations incorporelles

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

	Contrats de vente d'électricité	Logiciels et autres	Immobilisations incorporelles en cours de développement	Droits relatifs aux mines de charbon	Total
Coût					
Au 31 décembre 2020	269	412	3	149	833
Ajouts	—	—	9	—	9
Imputations pour dépréciation (note 7)	—	—	—	(17)	(17)
Variation des taux de change	—	(2)	—	—	(2)
Transferts	—	12	(8)	—	4
Au 31 décembre 2021	269	422	4	132	827
Ajouts¹	—	—	31	—	31
Variation des taux de change	3	3	1	—	7
Transferts	—	12	(9)	—	3
Au 31 décembre 2022	272	437	27	132	868
Amortissement cumulé					
Au 31 décembre 2020	123	272	—	125	520
Amortissement	17	27	—	7	51
Au 31 décembre 2021	140	299	—	132	571
Amortissement	17	26	—	—	43
Variation des taux de change	1	1	—	—	2
Au 31 décembre 2022	158	326	—	132	616
Valeur comptable					
Au 31 décembre 2020	146	140	3	24	313
Au 31 décembre 2021	129	123	4	—	256
Au 31 décembre 2022	114	111	27	—	252

1) En 2022, la Société a reclassé des frais de mise en valeur de 19 millions de dollars liés à différents projets de parcs éoliens aux États-Unis dans les immobilisations incorporelles. Se reporter à la note 23 pour plus de précisions. Les autres ajouts se rapportent aux frais de logiciels du secteur Siège social.

22. Goodwill

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

Aux 31 décembre	2022	2021
Hydroélectricité	258	258
Énergie éolienne et énergie solaire	176	175
Commercialisation de l'énergie	30	30
Total du goodwill	464	463

Aux fins du test de dépréciation du goodwill de l'exercice 2022, la Société a déterminé la valeur recouvrable des secteurs Hydroélectricité, Énergie éolienne et énergie solaire, et Commercialisation de l'énergie 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 2072. 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.

Les principales hypothèses ayant une incidence sur le calcul de la juste valeur du secteur Hydroélectricité, du secteur Énergie éolienne et énergie solaire, et du secteur Commercialisation de l'énergie sont les suivantes :

- En 2022, des taux d'actualisation variant de 5,9 % à 8,2 % (5,0 % à 6,4 % (en 2021) ont été utilisés aux fins du test de dépréciation du goodwill des secteurs Hydroélectricité, Énergie éolienne et énergie solaire, et Commercialisation de l'énergie.
- 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 marchands de l'électricité utilisés dans ces modèles de 2022 variaient entre 28 \$ et 233 \$ par MWh au cours de la période de prévision (17 \$ à 136 \$ par MWh en 2021).

23. Autres actifs

Les composantes des autres actifs sont comme suit :

Aux 31 décembre	2022	2021
Prêt à recevoir	37	55
Coûts de transport et de distribution relatifs à la centrale de South Hedland payés d'avance	61	65
Charges payées d'avance à long terme et autres actifs	56	48
Frais de mise en valeur de projets	10	29
Total des autres actifs	164	197

Compris dans les états de la situation financière consolidés :

Total des autres actifs courants (note 13)	4	55
Total des autres actifs non courants	160	142
Total des autres actifs	164	197

Le prêt à recevoir de 37 millions de dollars (55 millions de dollars en 2021) est un prêt non garanti lié à une avance consentie par Kent Hills Wind LP, filiale de la Société, à même le produit net tiré du financement par voie d'obligations du parc éolien de Kent Hills (les «obligations de Kent Hills») à son partenaire détenant une participation de 17 %. Le 1^{er} juin 2022, la convention du prêt à recevoir a été modifiée et l'échéance initiale du prêt du 2 octobre 2022 a été repoussée à octobre 2027, ce qui a entraîné le reclassement d'une partie du prêt à recevoir dans les actifs non courants. Les autres modalités du prêt initial sont inchangées, et le prêt continue de porter intérêt à un taux de 4,55 %, l'intérêt étant payable trimestriellement. Aucun remboursement du principal n'est prévu avant l'échéance. Toutefois, le remboursement des montants associés aux dépenses d'investissement liées au remplacement des fondations et du financement des comptes d'exploitation pourrait être requis, comme il est décrit dans la modification apportée aux obligations de Kent Hills. En 2022, la Société a reçu des remboursements de 18 millions de dollars qui étaient exigés en vertu de la renonciation et de la modification apportée aux obligations de Kent Hills.

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 charges payées d'avance à long terme et autres actifs incluent la partie financée des engagements liés au projet de loi intitulé TransAlta Energy Transition dont il est question à la note 37 G), les coûts liés à l'infrastructure de transport et d'autres charges payées d'avance et dépôts exigés aux termes de contrats. En 2022, des coûts de 16 millions de dollars liés à l'infrastructure de transport du parc éolien Windrise ont été reclassés du poste Immobilisations corporelles au poste Autres actifs (charges payées d'avance à long terme et autres actifs) et seront amortis dans le résultat net sur la durée d'utilité du parc éolien Windrise.

Les frais de mise en valeur de projets comprennent principalement les coûts de préconstruction des projets. La variation des frais de mise en valeur de projets est comme suit :

Aux 31 décembre	2022	2021
Solde aux 1 ^{er} janvier	29	25
Ajouts	29	15
Transferts aux immobilisations corporelles (note 19)	(29)	(1)
Transferts aux immobilisations incorporelles (note 21)	(19)	—
Imputations pour dépréciation (note 7)	—	(10)
Solde aux 31 décembre	10	29

24. 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	Autres provisions	Total
Solde au 31 décembre 2020	608	65	673
Passifs contractés	8	22	30
Passifs réglés	(18)	(62)	(80)
Désactualisation	32	—	32
Acquisition de passifs	2	—	2
Révisions des flux de trésorerie estimés	167	12	179
Révisions des taux d'actualisation	(6)	—	(6)
Reprises	—	(3)	(3)
Solde au 31 décembre 2021	793	34	827
Passifs contractés	1	23	24
Passifs réglés	(35)	(12)	(47)
Désactualisation (note 10)	49	—	49
Cessions	(5)	—	(5)
Révisions des flux de trésorerie estimés	95	5	100
Révisions des taux d'actualisation	(225)	—	(225)
Reprises	—	(9)	(9)
Variation des taux de change	15	—	15
Solde au 31 décembre 2022	688	41	729

Compris dans les états de la situation financière consolidés :			
Aux 31 décembre	2022	2021	
Partie courante	70	48	
Partie non courante	659	779	
Total de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions	729	827	

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 1,6 milliard de dollars le montant non actualisé des flux de trésorerie nécessaires pour s'acquitter de ces coûts qui seront engagés entre 2023 et 2072. La grande partie des coûts sera engagée entre 2023 et 2050.

En 2022, la Société a accéléré l'échéancier prévu pour le démantèlement et la remise en état de certaines installations. Cet ajustement a donné lieu à une augmentation de 95 millions de dollars de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état, dont un montant de 46 millions de dollars a été affecté aux actifs d'exploitation dans les immobilisations corporelles et un montant de 49 millions de dollars a été comptabilisé en résultat net à titre d'imputation pour dépréciation de 49 millions de dollars liée aux actifs mis hors service.

En 2021, la Société a augmenté de 167 millions de dollars la provision pour frais de démantèlement et de remise en état relativement à une étude technique sur les frais de démantèlement des parcs éoliens de 120 millions de dollars et aux durées d'utilité des unités de la centrale de Sundance et de la centrale de Keepphills de 47 millions de dollars. De cette augmentation de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état, un montant de 133 millions de dollars a été affecté aux actifs d'exploitation dans les immobilisations corporelles et un montant de 34 millions de dollars a été comptabilisé en résultat net à titre d'imputation pour dépréciation liée aux actifs mis hors service.

En 2022, la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a diminué de 225 millions de dollars (6 millions de dollars en 2021) en raison d'une augmentation importante des taux d'actualisation découlant principalement de l'augmentation des taux de référence du marché. En moyenne, les taux d'actualisation ont augmenté pour s'établir dans une fourchette de 7,0 % à 9,7 % au 31 décembre 2022 (fourchette de 3,6 % à 6,5 % en 2021), ce qui a entraîné une diminution correspondante des immobilisations corporelles de 123 millions de dollars (6 millions de dollars en 2021) liée aux actifs d'exploitation et la comptabilisation en résultat net d'une reprise de dépréciation de 102 millions de dollars (néant en 2021) liée aux actifs mis hors service.

Au 31 décembre 2022, la Société a fourni un cautionnement de 147 millions de dollars américains (147 millions de dollars américains en 2021) pour soutenir ses obligations futures liées au démantèlement à la mine de charbon de Centralia. Au 31 décembre 2022, la Société avait fourni un cautionnement et des lettres de crédit d'un montant de 187 millions de dollars (188 millions de dollars en 2021) à titre de soutien des obligations futures liées au démantèlement de la mine de Highvale.

B. Autres provisions

Les autres provisions incluent les provisions découlant des activités d'exploitation continues, les montants relatifs aux différends commerciaux entre la Société et ses clients ou ses fournisseurs et les provisions pour contrats déficitaires. 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.

Les provisions pour contrats déficitaires découlent des décisions de ne plus exploiter de centrales alimentées au charbon au Canada. Les paiements de redevances futurs restants liés à l'extraction du charbon à la mine de Highvale seront effectués jusqu'en 2023 aux termes du contrat de redevances. Les paiements liés aux contrats d'approvisionnement en charbon pour la centrale de Sheerness sont exigibles jusqu'en 2025. Au 31 décembre 2022, le solde résiduel de la provision pour le contrat de redevance déficitaire était de 7 millions de dollars et le solde résiduel de la provision pour le contrat d'approvisionnement en charbon déficitaire était de 10 millions de dollars.

25. 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				2022			2021		
	Secteur	Échéance	Monnaie	Valeur comptable	Valeur nominale	Taux d'intérêt ¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Taux d'intérêt
Facilités de crédit									
Facilité bancaire consortiale consentie ²	Siège social	2026	Dollar canadien	32	33	4,7 %	—	—	— %
Facilité à terme	Siège social	2024	Dollar canadien	396	400	6,5 %	—	—	— %
Débiteures									
Billets à moyen terme à 7,3 %	Siège social	2029	Dollar canadien	110	110	7,3 %	110	110	7,3 %
Billets à moyen terme à 6,9 %	Siège social	2030	Dollar canadien	141	141	6,9 %	141	141	6,9 %
Billets de premier rang³									
Billets de premier rang de 7,8 % ⁴	Siège social	2029	Dollar américain	533	542	7,8 %	—	—	— %
Billets de premier rang à 6,5 %	Siège social	2040	Dollar américain	401	407	6,5 %	378	383	6,5 %
Billets de premier rang à 4,5 %	Siège social	2022	Dollar américain	—	—	4,5 %	510	511	4,5 %
Dette sans recours									
Obligation de Melancthon Wolfe Wind LP	Énergie éolienne et énergie solaire	2028	Dollar canadien	202	203	3,8 %	235	237	3,8 %
Obligation de New Richmond Wind LP	Énergie éolienne et énergie solaire	2032	Dollar canadien	112	113	4,0 %	120	121	4,0 %
Obligation de Kent Hills Wind LP	Énergie éolienne et énergie solaire	2033	Dollar canadien	206	209	4,5 %	221	221	4,5 %
Obligation de Windrise Wind LP	Énergie éolienne et énergie solaire	2041	Dollar canadien	170	173	3,4 %	171	173	3,4 %
Obligation de la centrale de Pingston	Hydro-électricité	2023	Dollar canadien	45	45	3,0 %	45	45	3,0 %
Obligation de TAPC Holdings LP (Poplar Creek)	Gaz	2030	Dollar canadien	94	95	8,9 %	102	104	4,4 %
Obligation de TEC Hedland PTY Ltd ⁵	Gaz	2042	Dollar australien	711	720	4,1 %	732	742	4,1 %
Obligation de TransAlta OCP LP	Gaz	2030	Dollar canadien	241	242	4,5 %	263	265	4,5 %
Financement donnant droit à des avantages fiscaux									
Parcs éoliens Big Level et d'Antrim ⁶	Énergie éolienne et énergie solaire	2029	Dollar américain	102	108	6,6 %	106	112	6,6 %
Parc éolien Lakeswind ⁷	Énergie éolienne et énergie solaire	2024	Dollar américain	15	15	10,5 %	18	18	10,5 %
Parcs solaires en Caroline du Nord ⁸	Énergie éolienne et énergie solaire	2028	Dollar américain	6	6	7,3 %	11	11	7,3 %
Divers	Siège social	2023	Dollar canadien	1	1	5,9 %	4	4	5,9 %
Total de la dette à long terme				3 518	3 563		3 167	3 198	
Obligations locatives				135			100		
Total de la dette à long terme et des obligations locatives				3 653			3 267		
Moins : partie courante de la dette à long terme				(170)			(837)		
Moins : partie courante des obligations locatives				(8)			(7)		
Total de la partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives				(178)			(844)		
Total de la partie non courante des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives				3 475			2 423		

1) Le taux d'intérêt reflète le taux stipulé ou le taux moyen pondéré en fonction de l'encours du principal et est calculé 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 2022 (700 millions de dollars américains en 2021).

4) Le taux d'intérêt effectif pour les billets de premier rang est de 5,98 % après l'effet des profits réalisés sur les instruments de couverture de taux d'intérêt réglés.

5) Valeur nominale de 786 millions de dollars australiens au 31 décembre 2022 (800 millions de dollars australiens en 2021).

6) Valeur nominale de 79 millions de dollars américains au 31 décembre 2022 (88 millions de dollars américains en 2021).

7) Valeur nominale de 11 millions de dollars américains au 31 décembre 2022 (14 millions de dollars américains en 2021).

8) Valeur nominale de 5 millions de dollars américains au 31 décembre 2022 (9 millions de dollars en 2021).

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

Au 31 décembre 2022					
Facilités de crédit	Montant total	Crédit utilisé		Capacité disponible	Date d'échéance
		Lettres de crédit en cours ¹	Emprunts en trésorerie		
Facilités de crédit consenties					
Facilité de crédit consortiale de TransAlta Corporation	1 250	738	—	512	T2 2026
Facilité de crédit consortiale de TransAlta Renewables	700	—	33	667	T2 2026
Facilités de crédit bilatérales de TransAlta Corporation	240	219	—	21	T2 2024
Facilité à terme de TransAlta Corporation	400	—	400	—	T3 2024
Total des facilités consenties	2 590	957	433	1 200	
Facilités de crédit sans engagement					
Facilités à vue de TransAlta Corporation	250	120	—	130	s. o.
Facilité à vue de TransAlta Renewables	150	98	—	52	s. o.
Total des facilités sans engagement	400	218	—	182	

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. Les lettres de crédit prélevées des facilités sans engagement réduisent la capacité disponible sur les facilités de crédit consortiales consenties. Au 31 décembre 2022, TransAlta avait consenti des garanties au comptant de 304 millions de dollars.

Ces facilités constituent la première source de liquidités à court terme après les flux de trésorerie provenant des activités de la Société. La facilité de crédit consortiale consentie de TransAlta Corporation a été convertie en emprunt lié au développement durable en 2021.

En 2022, la Société a conclu avec son syndicat bancaire une facilité à terme à taux variable de 400 millions de dollars sur deux ans, échéant le 7 septembre 2024. De plus, les facilités de crédit consortiales consenties et les facilités de crédit bilatérales consenties ont été prolongées d'un an, soit respectivement jusqu'au 30 juin 2026 et au 30 juin 2024. Les taux d'intérêt sur les facilités de crédit varient selon l'option retenue (le taux préférentiel canadien, le taux des acceptations bancaires, le taux SOFR ou le taux de base aux États-Unis, etc.) conformément à une grille de fixation des prix qui est habituelle pour des facilités de ce type.

La Société respecte les modalités des facilités de crédit, et toute tranche non utilisée est entièrement disponible. Outre le montant de 1,0 milliard de dollars disponible aux termes des facilités de crédit, la Société dispose de 1,1 milliard de dollars en trésorerie et équivalents de trésorerie, déduction faite du découvert bancaire, et de 17 millions de dollars (17 millions de dollars en principal) en liquidités soumises à restrictions liées au remboursement des obligations d'OCP (se reporter à la rubrique E ci-après).

TransAlta a des lettres de crédit de 218 millions de dollars qui ont été émises de facilités de lettre de crédit sans engagement; ces obligations sont soutenues et réduisent la capacité disponible sur les facilités de crédit consenties.

Billets de premier rang

Le 17 novembre 2022, la Société a émis des billets de premier rang d'un montant de 400 millions de dollars américains («obligations vertes de premier rang de 400 millions de dollars américains»), à un taux nominal de 7,75 % par année et venant à échéance le 15 novembre 2029. Y compris les effets des swaps de taux d'intérêt réglés, les billets ont un rendement effectif d'environ 5,982 %. Les billets sont des obligations non garanties, sont de rang égal quant au droit de paiement de toutes nos dettes de premier rang actuelles et futures, et ont un droit de premier rang quant au paiement de toutes nos dettes subordonnées ultérieures. Les paiements d'intérêts sur les obligations se font deux fois par année, soit le 15 novembre et le 15 mai, le premier paiement étant effectué le 15 mai 2023. La Société affectera un montant égal au produit net de ce placement au financement ou au refinancement de projets verts admissibles, nouveaux et existants, conformément à son cadre des obligations vertes (le «cadre»). Le cadre a reçu un avis de tiers de Sustainalytics qui en a vérifié la conformité aux principes des obligations vertes de l'International Capital Market Association.

Le 15 novembre 2022, la Société a remboursé les billets de premier rang non garantis à 4,50 % de 400 millions de dollars américains à leur échéance en sus des frais et charges connexes.

Un montant de 370 millions de dollars américains (370 millions de dollars américains en 2021) des billets de premier rang a été désigné comme couverture de l'investissement net de la Société dans des établissements américains.

Dettes sans recours

Le 6 décembre 2021, TransAlta a émis une obligation verte garantie d'environ 173 millions de dollars par voie de placement privé (le «placement de l'obligation de Windrise Wind LP»). Le placement de l'obligation de Windrise Wind LP est garanti par une charge de premier rang sur tous les actifs de l'émetteur, Windrise Wind LP. Les obligations sont amorties et portent intérêt à compter de la date de leur émission au taux annuel de 3,41 %, et elles viennent à échéance le 30 septembre 2041. Jusqu'au 31 décembre 2022 inclusivement, seuls des intérêts seront versés sur les obligations, puis des remboursements de principal et des versements d'intérêts seront effectués trimestriellement à compter du 31 mars 2023. TransAlta a utilisé le produit tiré du placement de l'obligation de Windrise Wind LP pour financer ou refinancer des projets verts admissibles, notamment des centrales d'énergie renouvelable, et pour financer un compte de réserve pour la construction.

Financement donnant droit à des avantages fiscaux

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 financements donnant droit à des avantages fiscaux de Lakeswind et des parcs solaires en Caroline du Nord acquis 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, amortissement fiscal et crédits d'impôt à l'investissement) 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. 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 : en décembre 2029 pour Big Level et Antrim; en mars 2024 pour Lakeswind; et en décembre 2028 pour les parcs solaires en Caroline du Nord.

Divers

Les autres dettes sont constituées 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.

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 2022, 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 de Melancthon Wolfe Wind LP, de Pingston Power Inc., de TAPC Holdings LP, de New Richmond Wind LP, de Kent Hills Wind LP, de TEC Hedland Pty Ltd, de Windrise Wind LP et de TransAlta OCP LP dont la valeur comptable s'élevait à 1,8 milliard de dollars au 31 décembre 2022 (1,9 milliard de dollars en 2021) sont assujetties aux conditions financières habituelles et aux clauses restrictives qui pourraient limiter la capacité de la Société d'accéder aux fonds générés par les activités des centrales. Si certains tests de distribution (effectués généralement une fois par trimestre) sont réussis, les fonds peuvent être distribués par les filiales à leur société mère respective. Ces conditions comprennent l'atteinte d'un ratio de couverture du service de la dette avant la distribution, lequel a été atteint par ces entités au quatrième trimestre de 2022, à l'exception de Kent Hills Wind LP, tel qu'il est mentionné ci-après, et de TAPC Holdings LP qui a été touché par la hausse des taux d'intérêt en 2022. Les fonds de ces entités qui se sont accumulés depuis le test du quatrième trimestre ne seront pas distribués jusqu'à ce que le prochain ratio de couverture du service de la dette soit calculé au premier trimestre de 2023. Au 31 décembre 2022, un montant de 50 millions de dollars (67 millions de dollars en 2021) 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 8 millions de dollars (9 millions de dollars australiens) du produit tiré des billets de TEC Hedland Pty Ltd, étant donné que les fonds ne peuvent être utilisés que par les entités responsables des projets aux fins du paiement de coûts d'entretien importants.

En outre, certaines obligations sans recours requièrent l'établissement et le financement de certains comptes de réserve au moyen de trésorerie en dépôt et de lettres de crédit.

Obligations de Kent Hills

Au quatrième trimestre de 2021, la Société a indiqué que des cas de défaut pourraient s'être produits en vertu de l'acte de fiducie régissant les modalités des obligations de Kent Hills. Par conséquent, la Société a classé la totalité de la valeur comptable des obligations en tant que passif courant au 31 décembre 2021.

Au cours du deuxième trimestre de 2022, la Société a obtenu une renonciation et a ratifié un acte de fiducie complémentaire qui facilitait la réfection des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills. À la réception de la renonciation, la Société a reclassé une partie de la valeur comptable des obligations de Kent Hills en circulation dans les passifs non courants, à l'exception des remboursements prévus du principal échéant dans les 12 prochains mois. Conformément à l'acte de fiducie complémentaire, Kent Hills Wind LP ne peut verser de distributions à ses partenaires tant que les travaux de remplacement des fondations ne seront pas terminés.

Un compte de réserve pour le remplacement des fondations a été créé conformément à l'acte de fiducie complémentaire, les fonds du compte servant à payer les coûts de remplacement des fondations. Le compte est financé chaque trimestre, la dernière obligation de financement étant prévue le 1^{er} avril 2023. Le solde du compte s'élevait à 65 millions de dollars au 31 décembre 2022 (néant au 31 décembre 2021).

C. Garantie

Des dettes sans recours totalisant 1,4 milliard de dollars au 31 décembre 2022 (1,5 milliard de dollars en 2021) 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'élevait à 1,5 milliard de dollars au 31 décembre 2022 (1,5 milliard de dollars en 2021) et des immobilisations incorporelles dont la valeur comptable totale s'élevait à 70 millions de dollars (78 millions de dollars en 2021). Au 31 décembre 2022, une obligation sans recours d'environ 94 millions de dollars (103 millions de dollars en 2021) 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 241 millions de dollars (263 millions de dollars en 2021) 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^{er} janvier 2017 jusqu'à la fin de 2030.

D. Remboursements de principal

	2023	2024	2025	2026	2027	2028 et par la suite	Total
Remboursements de principal ¹	170	527	142	177	154	2 393	3 563
Obligations locatives ²	(7)	4	4	3	4	127	135

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

2) Les obligations locatives comprennent un incitatif à la location de 12 millions de dollars, qui devrait être reçu en 2023.

E. Liquidités soumises à restrictions

La Société détenait une tranche de 17 millions de dollars (17 millions de dollars en 2021) 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 les futurs remboursements prévus sur la dette.

La Société détenait également une tranche de 53 millions de dollars (53 millions de dollars en 2021) de liquidités soumises à restrictions liées à l'obligation de TEC Hedland Pty Ltd, des réserves devant être détenues aux termes des accords commerciaux 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 1,3 milliard de dollars, de ses facilités de crédit bilatérales consenties de 240 millions de dollars et de ses facilités à vue sans engagement de 250 millions de dollars. Transalta a prélevé 738 millions de dollars sur sa facilité de crédit consortiale consentie, 219 millions de dollars sur ses facilités de crédit consenties bilatérales et 120 millions de dollars sur ses facilités à vue sans engagement.

Les lettres de crédit émises par TransAlta Renewables sont prélevées sur sa facilité de crédit consortiale consentie de 700 millions de dollars et sa facilité à vue sans engagement de 150 millions de dollars. Transalta Renewables a prélevé des lettres de crédit de 98 millions de dollars sur sa facilité à vue sans engagement.

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 2022 totalisaient 1 175 millions de dollars (902 millions de dollars en 2021) et aucun montant (néant en 2021) n'avait été exercé par des tiers en vertu de ces arrangements.

G. Incidences du risque de change

Au 31 décembre 2022, le renforcement du dollar américain avait fait augmenter de 41 millions de dollars les soldes de dette à long terme libellés en dollars américains, principalement les billets de premier rang et le financement donnant droit à des avantages fiscaux (1 million de dollars en 2021). La quasi-totalité de la dette libellée en dollars américains est couverte par des contrats financiers ou des investissements nets dans les établissements aux États-Unis.

En outre, au 31 décembre 2022, l'affaiblissement du dollar australien avait fait diminuer d'environ 9 millions de dollars le solde des billets garantis de premier rang sans recours libellés en dollars australiens (40 millions de dollars en 2021). Comme ces titres d'emprunt sont émis par une filiale australienne, l'incidence de la conversion des monnaies étrangères est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global.

26. Titres échangeables

Le 22 mars 2019, la Société a conclu une convention d'investissement aux termes de laquelle Brookfield Renewable Partners et des membres du même groupe (collectivement «Brookfield») ont 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»).

A. Émission de 750 millions de dollars de titres échangeables

Aux	31 déc. 2022			31 déc. 2021		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Taux d'intérêt	Valeur comptable	Valeur nominale	Taux d'intérêt
Débiteures échangeables échéant le 1 ^{er} mai 2039 ¹	339	350	7 %	335	350	7 %
Actions privilégiées échangeables ²	400	400	7 %	400	400	7 %
Total des titres échangeables	739	750		735	750	

1) Le 1^{er} mai 2019, Brookfield a investi une première tranche de 350 millions de dollars en échange de débiteures subordonnées non garanties portant intérêt à 7 % échéant le 1^{er} mai 2039.

2) Le 30 octobre 2020, Brookfield a investi la seconde tranche de 400 millions de dollars en échange d'actions privilégiées de premier rang rachetables (série 1) au gré du porteur ou de l'émetteur. Les dividendes sur actions privilégiées échangeables sont comptabilisés à titre de charge d'intérêts.

Le 12 décembre 2022, la Société a déclaré un dividende de 7 millions de dollars sur les actions privilégiées échangeables au taux fixe de 1,764 % par action payable le 28 février 2023. Aux fins comptables, les actions privilégiées échangeables sont considérées comme une dette et, par conséquent, les dividendes sont comptabilisés à titre de charge d'intérêts (note 10).

B. Option d'échange

Aux	31 déc. 2022		31 déc. 2021	
	Juste valeur de base	Sensibilité	Juste valeur de base	Sensibilité
Option d'échange – dérivé incorporé	—	+néant -25	—	+néant -32

La convention d'investissement confère à Brookfield le droit d'échanger tous les titres échangeables en circulation après le 31 décembre 2024 contre une participation pouvant aller jusqu'à 49 % dans une entité constituée pour détenir les actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta. 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 des flux de trésorerie futurs 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 («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.

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 % avant le 1^{er} mai 2021. Au 31 décembre 2022, Brookfield détenait ou possédait, par l'intermédiaire des membres de son groupe, un total de 35 456 023 actions ordinaires, ou exerçait un contrôle sur celles-ci, ce qui représente environ 13,2 % 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.

27. 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	2022	2021
Obligations au titre des prestations définies (note 32)	150	228
Montants à payer au titre des plans incitatifs à long terme (note 31)	8	4
Passif sur contrat d'électricité au détail	126	—
Divers	10	21
Total	294	253

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 sont touchés par les estimations relatives aux modifications des principales hypothèses actuarielles, y compris les taux d'actualisation. Les obligations au titre des prestations définies ont diminué de 78 millions de dollars pour s'établir à 150 millions de dollars au 31 décembre 2022, contre 228 millions de dollars au 31 décembre 2021. La diminution est liée en grande partie à l'augmentation des taux d'actualisation en 2022, attribuable essentiellement à l'augmentation des taux de référence du marché et à la cotisation volontaire de 35 millions de dollars faite au régime de retraite de Sunhills Mining Ltd., le tout en partie contrebalancé par une diminution des actifs du régime découlant des faibles rendements du marché.

La Société a versé une cotisation volontaire de 35 millions de dollars en 2022 en vue d'améliorer la situation de capitalisation du régime de retraite de Sunhills Mining Ltd. pour la mine de Highvale et de soutenir les employés touchés par la fermeture de la mine de Highvale en 2021 et par notre transition du charbon vers des sources plus propres. La cotisation réduit le montant des obligations de financement futures de la Société, notamment les montants garantis par les lettres de crédit.

Une hausse de 1 % des taux d'actualisation entraînerait une diminution de 39 millions de dollars des obligations au titre des prestations définies. Se reporter à la note 32 pour d'autres sensibilités ayant une incidence sur les obligations au titre des prestations définies.

Le 1^{er} décembre 2022, la Société a conclu un contrat d'achat et de vente pour des contrats au détail visant la livraison d'électricité et de gaz conclus avec des clients, ainsi que des swaps financiers sur l'électricité et le gaz. La Société a conclu qu'il sera comptabilisé comme une acquisition d'actif et a affecté des valeurs aux actifs de gestion du risque de 139 millions de dollars (évaluation de niveau II) et aux passifs sur contrats d'électricité au détail de 129 millions de dollars dans le secteur Gaz. Les passifs sur contrats d'électricité au détail acquis représentent certains contrats d'électricité au détail hors marché conclus avec des clients, pour lesquels la juste valeur a été déterminée comme la valeur actualisée du montant de l'écart entre les modalités du contrat et celles qu'un participant du marché aurait pu respecter à la date de clôture. Le passif sur contrat au détail est amorti dans les autres produits d'exploitation sur la durée résiduelle des contrats en fonction des volumes qui seront livrés chaque mois.

28. 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	2022		2021	
	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant
Émises et en circulation au début de l'exercice	271,0	2 901	269,8	2 896
Rachetées et annulées dans le cadre de l'OPRA	(4,3)	(46)	—	—
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	0,9	5	—	(3)
Options d'achat d'action exercées	0,5	3	1,2	8
Émises et en circulation à la fin de l'exercice	268,1	2 863	271,0	2 901

B. Offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités («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	2022	2021
Total des actions rachetées ¹	4 342 300	—
Prix de rachat moyen par action	12,48	—
Coût total (en millions)	54	—
Valeur comptable moyenne pondérée des actions annulées	46	—
Montant comptabilisé dans le déficit	(8)	—

1) Au 31 décembre 2022, comprend 164 300 actions (néant en 2021) 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. La Société a versé un montant de 52 millions de dollars en 2022 et le solde a été payé après la fin de l'exercice.

2022

Le 24 mai 2022, la Bourse de Toronto («TSX») a accepté l'avis déposé par la Société en vue de renouveler son OPRA pour une partie de ses actions ordinaires. Dans le cadre de l'OPRA, TransAlta peut racheter jusqu'à concurrence de 14 millions d'actions ordinaires, soit environ 7,16 % du flottant au 17 mai 2022. Les actions ordinaires rachetées dans le cadre de l'OPRA sont annulées. La période au cours de laquelle TransAlta est autorisée à effectuer des rachats dans le cadre de l'OPRA a commencé le 31 mai 2022 et se termine le 30 mai 2023.

2021

Le 25 mai 2021, 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 cette OPRA, TransAlta peut racheter jusqu'à concurrence de 14 millions d'actions ordinaires, soit environ 7,16 % du flottant au 18 mai 2021. Aucune action ordinaire n'a été rachetée en 2021 dans le cadre de l'OPRA actuelle et de l'OPRA précédente.

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 28 avril 2022. 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. Il a été approuvé la dernière fois le 28 avril 2022 et devra être approuvé lors de l'assemblée annuelle des actionnaires de 2025. 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	2022	2021	2020
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	4	(576)	(336)
Nombre moyen pondéré de base et dilué d'actions ordinaires, en circulation (en millions)	271	271	275
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,01	(2,13)	(1,22)

E. Dividendes

Le 12 décembre 2022, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,055 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} avril 2023.

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.

29. 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	2022		2021	
	Nombre d'actions (en millions)	Montant	Nombre d'actions (en millions)	Montant
Série A	9,6	235	9,6	235
Série B	2,4	58	2,4	58
Série C	10,0	243	11,0	269
Série D	1,0	26	—	—
Série E	9,0	219	9,0	219
Série G	6,6	161	6,6	161
Émises et en circulation à la fin de l'exercice	38,6	942	38,6	942

1) Les actions privilégiées de série 1 sont comptabilisées comme une dette à long terme. Se reporter à la note 26.

I. Conversion d'actions privilégiées rachetables à taux fixe rajusté et à dividende cumulatif de série A

Le 31 mars 2021, la Société a converti 1 417 338 des 10,2 millions d'actions privilégiées rachetables à taux fixe rajusté et à dividende cumulatif de série A (les «actions de série A») et 871 871 des 1,8 million d'actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série B (les «actions de série B»), à raison de une pour une, en actions de série B et en actions de série A.

II. Conversion d'actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série C

Le 30 juin 2022, la Société a converti 1 044 299 des 11,0 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série C (les «actions de série C»), à raison de une pour une, en actions privilégiées de premier rang rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série D (les «actions de série D»).

Les actions de série C verseront des dividendes en espèces privilégiés fixes cumulatifs trimestriellement, pour la période de cinq ans allant du 30 juin 2022, inclusivement, au 30 juin 2027, exclusivement, lorsqu'ils sont déclarés par le conseil d'administration. Le taux de dividende fixe annuel de 5,854 % correspond au rendement d'une obligation de cinq ans du gouvernement du Canada de 2,754 %, déterminé au 31 mai 2022, majoré de 3,10 %, conformément aux modalités des actions de série C.

Les actions de série D verseront des dividendes en espèces privilégiés variables cumulatifs trimestriellement, pour la période de cinq ans allant du 30 juin 2022, inclusivement, au 30 juin 2027, exclusivement, lorsqu'ils sont déclarés par le conseil d'administration. Le taux de dividende trimestriel des actions de série D sera établi chaque trimestre et correspond au taux annuel pour la mise aux enchères des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours, majoré de 3,10 %, conformément aux modalités des actions de série D.

III. Conversion d'actions privilégiées rachetables à taux fixe rajusté et à dividende cumulatif de série E

Le 21 septembre 2022, la Société a annoncé que, compte tenu de tous les avis de choix reçus 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»), un total de 89 945 actions de série E ont été déposées en vue de leur conversion, soit moins que le million d'actions requis pour donner effet aux conversions en actions de série F. Par conséquent, aucune des actions de série E n'a été convertie en action de série F.

Par conséquent, les actions de série E auront le droit de recevoir des dividendes en espèces privilégiés fixes cumulatifs versés trimestriellement lorsque le conseil d'administration en déclare. Le taux de dividende annuel pour les actions de série E pour la période de cinq ans allant du 30 septembre 2022, inclusivement au 30 septembre 2027, exclusivement, sera de 6,894 % qui correspond au rendement d'une obligation de cinq ans du gouvernement du Canada de 3,244 %, déterminé au 31 août 2022, majoré de 3,65 %, conformément aux modalités des actions de série E.

Information sur les séries d'actions privilégiées

Les porteurs ont le droit de recevoir des dividendes en espèces fixes trimestriels à des taux donnés, 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 rajustement 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 du taux ultérieures, selon les mêmes modalités susmentionnées.

Les caractéristiques propres à chacune des séries d'actions privilégiées de premier rang au 31 décembre 2022 sont les suivantes :

Série	Taux au cours de la période	Taux du dividende annuel par action (\$) ¹	Prochaine date de conversion	Écart de taux par rapport au taux de référence (en %)	Convertible en séries
A	Taux fixe	0,71924	31 mars 2026	2,03	B
B	Taux variable	0,10295	31 mars 2026	2,03	A
C	Taux fixe	1,34933	30 juin 2027	3,10	D
D	Taux variable	1,40030	30 juin 2027	3,10	C
E	Taux fixe	1,51102	30 sept. 2027	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

1) Le taux de dividende annuel par action représente les dividendes déclarés en 2022.

B. Dividendes

Les tableaux suivants résument la valeur des dividendes déclarés sur actions privilégiées en 2022 et 2021 :

Série	Total des dividendes déclarés	
	2022 ¹	2021 ¹
A	7	7
B ²	3	1
C	14	11
D ³	1	—
E	13	12
G	8	8
Total pour l'exercice	46	39

1) Au premier trimestre de l'exercice, la Société n'a déclaré aucun dividende, le dividende trimestriel pour la période correspondant au premier trimestre ayant été déclaré en décembre de l'exercice précédent.

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 2,0 %.

3) Les actions privilégiées de série D 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 3,1 %.

Le 12 décembre 2022, la Société a déclaré un dividende trimestriel, payable le 31 mars 2023, de 0,17981 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, de 0,37991 \$ par action sur les actions privilégiées de série B, de 0,36588 \$ par action sur les actions privilégiées de série C, de 0,45578 \$ par action sur les actions privilégiées de série D, de 0,43088 \$ par action sur les actions privilégiées de série E et de 0,31175 \$ par action sur les actions privilégiées de série G.

30. Cumul des autres éléments du résultat global

Les composantes et les variations du cumul des autres éléments du résultat global sont présentées ci-dessous :

	2022	2021
Ajustement au titre de l'écart de conversion		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	(35)	(21)
Pertes (profits) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, compte tenu du reclassement en résultat net, déduction faite des impôts	21	(14)
Profits (pertes) sur les instruments financiers désignés comme couvertures des investissements dans des établissements à l'étranger, compte tenu du reclassement en résultat net, déduction faite des impôts ¹	(25)	—
Solde aux 31 décembre	(39)	(35)
Couvertures de flux de trésorerie		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	228	436
Pertes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, compte tenu du reclassement en résultat net et dans les actifs non financiers, déduction faite des impôts ²	(456)	(208)
Solde aux 31 décembre	(228)	228
Avantages du personnel		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	(29)	(66)
Gains actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts ³	37	37
Solde aux 31 décembre	8	(29)
Divers		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	(18)	(47)
Participations intersociétés et placements de tiers évaluées à la JVAERG	55	29
Solde aux 31 décembre	37	(18)
Cumul des autres éléments du résultat global	(222)	146

1) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 3 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 (néant en 2021).

2) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 112 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 (57 millions de dollars en 2021).

3) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 12 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 (11 millions de dollars en 2021).

31. 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 d'unités d'actions axées sur la performance et d'unités d'actions incessibles aux termes du régime d'unités d'actions 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 cibles spécifiques 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.

La charge de rémunération avant impôts relative aux unités d'actions axées sur la performance et aux unités d'actions incessibles en 2022 s'est élevée à 20 millions de dollars (14 millions de dollars en 2021 et 15 millions de dollars en 2020), 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 avant 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 néant en 2022 (charge de 3 millions de dollars en 2021 et charge de 1 million de dollars en 2020).

C. Régime d'options sur actions

En 2022, la Société a attribué aux membres de la haute direction 0,3 million d'options sur actions assorties d'un prix d'exercice moyen pondéré de 12,66 \$. Les droits rattachés aux options sur actions s'acquière sur une période de trois ans et les options expirent sept ans après leur attribution (0,7 million d'options sur actions à 9,86 \$ en 2021 et 0,7 million d'options sur actions à 9,17 \$ en 2020). La charge comptabilisée au titre de ces attributions en 2022 s'est chiffrée à environ 1 million de dollars (environ 2 millions de dollars en 2021 et environ 2 millions de dollars en 2020).

Le tableau ci-après présente le total des options en cours et des options pouvant être exercées aux termes du régime d'options sur actions au 31 décembre 2022 :

Fourchette des prix d'exercice ¹ (\$ par action)	Nombre d'options (en millions)	Options en cours	
		Durée contractuelle moyenne pondérée résiduelle (en années)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$ par action)
5,00 – 12,00	3,0	3,89	8,41

1) Options pouvant actuellement être exercées au 31 décembre 2022.

Le 24 mai 2021, les actionnaires de la Société ont approuvé les modifications du régime d'options sur actions visant à réduire le nombre global d'actions ordinaires réservées aux fins d'émission dans le cadre de ce programme. Les modifications font passer le nombre global d'actions ordinaires réservées aux fins d'émission à 14,5 millions d'actions ordinaires au 31 mars 2021. La Société est autorisée à attribuer des options pour acheter jusqu'à 14,5 millions d'actions ordinaires à des prix fondés sur le cours des actions à la TSX à la date d'attribution. Le nombre d'actions ordinaires qui peuvent être i) émises aux initiés au cours d'une période d'un an, ou ii) pouvant être émises aux initiés à tout moment, dans chaque cas, aux termes du régime d'options sur actions seul ou jumelé à tous les autres accords de rémunération basée sur des titres (y compris le régime d'unités d'actions), ne doit pas excéder 10 % du nombre total d'actions émises et en circulation de temps à autre. Le régime d'options sur actions prévoit des attributions d'options aux employés admissibles, y compris les membres de la direction, désignés par le comité des ressources humaines de temps à autre.

32. 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 du régime 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^{er} 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^{er} janvier 2022. 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 2021. La date d'évaluation utilisée pour déterminer la juste valeur des actifs des régimes et la valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies est le 31 décembre 2022.

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 2022, la Société a émis une lettre de crédit de 96 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 2021 et au 1^{er} janvier 2022. La date d'évaluation pour calculer la valeur actualisée de l'obligation au titre des deux régimes est le 31 décembre 2022.

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 11 %, 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 2022	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Coût des services rendus au cours de l'exercice	1	1	—	2
Frais d'administration	1	—	—	1
Coût financier des obligations au titre des prestations définies	13	3	—	16
Intérêts sur les actifs des régimes	(9)	—	—	(9)
Charge au titre de la composante à prestations définies	6	4	—	10
Charge au titre de la composante à cotisations définies	11	—	—	11
Charge nette	17	4	—	21

Exercice clos le 31 décembre 2021	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Coût des services rendus au cours de l'exercice	3	2	1	6
Frais d'administration	1	—	—	1
Coût financier des obligations au titre des prestations définies	12	2	—	14
Intérêts sur les actifs des régimes	(8)	—	—	(8)
Profit découlant des réductions et des modifications	(7)	—	—	(7)
Charge au titre de la composante à prestations définies	1	4	1	6
Charge au titre de la composante à cotisations définies	8	—	—	8
Charge nette	9	4	1	14

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
Charge nette	18	4	2	24

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 :

Exercice clos le 31 décembre 2022	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Juste valeur des actifs des régimes	274	15	—	289
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies	(345)	(85)	(17)	(447)
Situation de capitalisation – déficit	(71)	(70)	(17)	(158)
Montants comptabilisés dans les états financiers consolidés :				
Charges à payer courantes	(1)	(6)	(1)	(8)
Autres passifs non courants	(70)	(64)	(16)	(150)
Total des montants comptabilisés	(71)	(70)	(17)	(158)

Exercice clos le 31 décembre 2021	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Juste valeur des actifs des régimes	339	14	—	353
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies	(469)	(101)	(23)	(593)
Situation de capitalisation – déficit	(130)	(87)	(23)	(240)
Montants comptabilisés dans les états financiers consolidés :				
Charges à payer courantes	(4)	(6)	(2)	(12)
Autres passifs non courants	(126)	(81)	(21)	(228)
Total des montants comptabilisés	(130)	(87)	(23)	(240)

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 :

	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Au 31 décembre 2020	367	14	—	381
Intérêts sur les actifs des régimes	8	—	—	8
Rendement net (perte nette) des actifs des régimes	14	(1)	—	13
Cotisations	5	6	1	12
Prestations versées	(54)	(5)	(1)	(60)
Frais d'administration	(1)	—	—	(1)
Au 31 décembre 2021	339	14	—	353
Intérêts sur les actifs des régimes	9	—	—	9
Perte nette sur les actifs des régimes	(55)	—	—	(55)
Cotisations ¹	38	6	—	44
Prestations versées	(57)	(5)	—	(62)
Frais d'administration	(1)	—	—	(1)
Variation des taux de change	1	—	—	1
Au 31 décembre 2022	274	15	—	289

1) La Société a versé une cotisation volontaire de 35 millions de dollars en vue d'améliorer la situation de capitalisation du régime de retraite de Sunhills Mining Ltd. pour la mine de Highvale. La cotisation réduit le montant des obligations de financement futures de la Société, notamment les montants garantis par les lettres de crédit.

La juste valeur des actifs des régimes à prestations définies de la Société par catégorie principale se présente comme suit :

Au 31 décembre 2022	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total
Titres de capitaux propres				
Canada	—	18	—	18
États-Unis	12	5	—	17
International	38	41	—	79
Privé	—	—	1	1
Obligations				
AAA	—	24	—	24
AA	—	38	—	38
A	—	26	—	26
BBB	1	18	—	19
Inférieur à BBB	—	6	—	6
Prêts				
A	—	1	—	1
BBB	—	1	—	1
Autres fonds ¹⁾	—	—	39	39
Marché monétaire et trésorerie et équivalents de trésorerie	—	20	—	20
Total	51	198	40	289

1) Les autres fonds comprennent les placements en infrastructures et les fonds immobiliers.

Au 31 décembre 2021	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total
Titres de capitaux propres				
Canada	—	29	4	33
États-Unis	—	20	—	20
International	47	79	—	126
Privé	—	—	1	1
Obligations				
AAA	—	28	—	28
AA	—	54	—	54
A	—	36	—	36
BBB	1	24	—	25
Inférieur à BBB	—	10	—	10
Marché monétaire et trésorerie et équivalents de trésorerie	—	20	—	20
Total	48	300	5	353

Les actifs des régimes ne comprenaient pas d'actions ordinaires de la Société au 31 décembre 2022 ni au 31 décembre 2021.

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 2020	542	109	24	675
Coût des services rendus au cours de l'exercice	3	2	1	6
Coût financier	12	2	—	14
Prestations versées	(54)	(5)	(1)	(60)
Réduction	(7)	—	—	(7)
Gain actuariel découlant des hypothèses financières	(26)	(7)	(1)	(34)
Gain actuariel découlant des ajustements liés aux résultats passés	(1)	—	—	(1)
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies au 31 décembre 2021	469	101	23	593
Coût des services rendus au cours de l'exercice	1	1	—	2
Coût financier	13	3	—	16
Prestations versées	(57)	(5)	1	(61)
Gain actuariel découlant des hypothèses financières	(83)	(22)	(5)	(110)
Perte actuarielle (gain actuariel) découlant des ajustements liés aux résultats passés	1	7	(2)	6
Variation des taux de change	1	—	—	1
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies au 31 décembre 2022	345	85	17	447

La durée moyenne pondérée des obligations au titre des prestations définies au 31 décembre 2022 est de 9,9 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 2023 s'établissent comme suit :

	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Cotisations de l'employeur prévues	1	6	2	9

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 :

Aux 31 décembre (en %)	2022			2021		
	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers
Obligations au titre des prestations définies						
Taux d'actualisation	4,7	5,0	5,0	2,8	2,8	2,7
Taux de croissance de la rémunération	2,6	3,0	—	2,9	3,0	—
Taux tendanciel hypothétique des coûts des soins de santé						
Croissance des coûts des soins de santé ^{1,3}	—	—	7,1	—	—	6,8
Croissance des coûts des soins dentaires	—	—	4,2	—	—	4,0
Coût des prestations pour l'exercice						
Taux d'actualisation	2,8	2,8	2,7	2,4	2,3	2,3
Taux de croissance de la rémunération	2,9	3,0	—	2,9	3,0	—
Taux tendanciel hypothétique des coûts des soins de santé						
Croissance des coûts des soins de santé ^{2,4}	—	—	6,8	—	—	7,1
Croissance des coûts des soins dentaires	—	—	4,7	—	—	4,0

1) Prestations antérieures et postérieures à 65 ans en 2022 : Réduction graduelle à 4,5 % d'ici 2032, 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 2022 : Réduction graduelle à 4,5 % d'ici 2031, 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 2021 : 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.

4) Prestations antérieures et postérieures à 65 ans en 2021 : 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.

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 2022	Régimes canadiens			Régimes américains
	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Régime de retraite
Diminution de 1 % du taux d'actualisation	31	10	2	2
Hausse de 1 % des échelles salariales	1	—	—	—
Hausse de 1 % du taux tendanciel des coûts des soins de santé	—	—	1	—
Amélioration de 10 % des taux de mortalité	12	2	—	1

33. Partenariats

Au 31 décembre 2022, les partenariats comprenaient ce qui suit :

Entreprises communes	Secteur	Propriété (en %)	Description
Sheerness	Gaz	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
Goldfields Power	Gaz	50	Centrale alimentée au gaz en Australie, exploitée par TransAlta
Fort Saskatchewan	Gaz	60	Centrale de cogénération en Alberta, dont TA Cogen détient une participation de 60 %, exploitée par TransAlta
Gazoduc de Fortescue River	Gaz	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

Coentreprise	Secteur	Propriété (en %)	Description
Skookumchuck	Énergie éolienne et énergie solaire	49	Centrale d'énergie éolienne dans l'État de Washington, exploitée par Southern Power

34. 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	2022	2021	2020
(Utilisation) source de la trésorerie :			
Créances clients	(869)	(28)	(79)
Charges payées d'avance	—	9	2
Impôts sur le résultat à recevoir	(61)	—	(4)
Stocks	6	42	6
Dettes fournisseurs, charges à payer et provisions	548	153	160
Impôts sur le résultat à payer	60	(2)	4
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(316)	174	89

B. Variation des passifs liés aux activités de financement

	Solde au 31 déc. 2021	Émissions de trésorerie ¹	Remboursements et dividendes versés ²	Nouveaux contrats de location	Dividendes déclarés	Incidence du change	Divers	Solde au 31 déc. 2022
Dettes à long terme et obligations locatives	3 267	981	(630)	40	—	39	(28)	3 669
Titres échangeables	735	—	—	—	—	—	4	739
Dividendes à verser (sur actions ordinaires et privilégiées)	62	—	(97)	—	103	—	—	68
Total des passifs liés aux activités de financement	4 064	981	(727)	40	103	39	(24)	4 476

1) Comprennent une augmentation nette des emprunts sur les facilités de crédit de 449 millions de dollars et une augmentation de l'émission de dette à long terme de 532 millions de dollars.

2) Comprennent une diminution de 621 millions de dollars liée au remboursement de la dette à long terme et une diminution des obligations au titre des contrats de location-financement de 9 millions de dollars.

	Solde au 31 déc. 2020	Émissions de trésorerie ¹	Rembour- sements et dividendes versés ²	Nouveaux contrats de location	Dividendes déclarés	Incidence du change	Divers	Solde au 31 déc. 2021
Dettes à long terme et obligations locatives	3 361	173	(214)	1	—	(39)	(15)	3 267
Titres échangeables	730	—	—	—	—	—	5	735
Dividendes à verser (sur actions ordinaires et privilégiées)	59	—	(87)	—	90	—	—	62
Total des passifs liés aux activités de financement	4 150	173	(301)	1	90	(39)	(10)	4 064

1) Comprennent une augmentation de l'émission de dette à long terme de 173 millions de dollars.

2) Comprennent une diminution nette des emprunts sur les facilités de crédit de 114 millions de dollars, une diminution de 92 millions de dollars liée au remboursement de la dette à long terme et une diminution des obligations au titre des contrats de location-financement de 8 millions de dollars.

35. Capital

Les composantes du capital de TransAlta sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux 31 décembre	2022	2021	Augmentation (diminution)
Dettes à long terme ¹	3 653	3 267	386
Titres échangeables	739	735	4
Découvert bancaire	16	—	16
Capitaux propres			
Actions ordinaires	2 863	2 901	(38)
Actions privilégiées	942	942	—
Surplus d'apport	41	46	(5)
Déficit	(2 514)	(2 453)	(61)
Cumul des autres éléments du résultat global	(222)	146	(368)
Participations ne donnant pas le contrôle	879	1 011	(132)
Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie disponibles	(1 134)	(947)	(187)
Moins : principal des liquidités soumises à restrictions des obligations de TransAlta OCP ³	(17)	(17)	—
Moins : juste valeur positive des instruments de couverture de la dette à long terme ⁴	(3)	(2)	(1)
Total du capital	5 243	5 629	(386)

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 qualité investissement de DBRS Morningstar («DBRS») (perspectives stables). En 2022, Moody's a renouvelé la note à long terme de la Société de Ba1 avec perspective stable. DBRS a renouvelé la note à titre d'émetteur et la note de crédit des titres de créances non garantis et des billets à moyen terme de la Société, soit BBB (faible), et la note des actions privilégiées de la Société, soit Pfd-3 (faible), toutes avec une perspective stable. De plus, S&P Global Ratings a renouvelé la note des titres de créances non garantis de premier rang et la note de crédit à titre d'émetteur de la Société, soit BB+, avec une perspective stable. La Société tient à maintenir une situation financière et des ratios de couverture des flux de trésorerie solides. 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.

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. Liquidités

Pour les exercices clos les 31 décembre 2022 et 2021, 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 pour 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 et investir dans les immobilisations corporelles.

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	Augmentation (diminution)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	877	1 001	(124)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement	316	(174)	490
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	1 193	827	366
Dividendes versés sur actions ordinaires	(54)	(48)	(6)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(43)	(39)	(4)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(187)	(156)	(31)
Dépenses en immobilisations corporelles	(918)	(480)	(438)
Rentrées (sorties) de fonds	(9)	104	(113)

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 2022, un montant de 1,0 milliard de dollars (1,3 milliard de dollars en 2021) 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.

36. Transactions entre parties liées

Le tableau ci-dessous donne des précisions sur les principales filiales opérationnelles de la Société au 31 décembre 2022 :

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.

A. Transactions avec les principaux dirigeants

Les principaux dirigeants de TransAlta sont le président et chef de la direction, les membres de l'équipe de haute direction qui relèvent tous directement du président et chef de la direction, et les membres du conseil. La rémunération des principaux dirigeants se présente comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Rémunération totale	23	30	27
Composée des éléments suivants :			
Avantages du personnel à court terme	11	14	12
Avantages postérieurs à l'emploi	1	1	2
Paie fondés sur des actions	11	15	13

B. Acquisitions de TransAlta Renewables

Parcs solaires en Caroline du Nord

Le 5 novembre 2021, TransAlta a vendu sa participation financière de 100 % dans le portefeuille de parcs solaires de 122 MW en Caroline du Nord pour un montant de 102 millions de dollars américains. Par suite de la transaction, une filiale de TransAlta détient directement les parcs solaires en Caroline du Nord et une autre filiale a émis à TransAlta Renewables des actions privilégiées reflet qui reflètent la participation financière dans les installations.

Ada et Skookumchuck

Le 1^{er} avril 2021, la Société a vendu sa participation financière de 100 % dans la centrale de cogénération Ada de 29 MW et sa participation financière de 49 % dans le parc éolien Skookumchuck de 137 MW à TransAlta Renewables pour une contrepartie de respectivement 43 millions de dollars et 103 millions de dollars. Par suite de ces transactions, une filiale de TransAlta détient directement Ada et Skookumchuck et une autre filiale a émis à TransAlta Renewables des actions privilégiées reflet qui reflètent la participation financière dans les installations.

Big Level et Antrim

En 2021, TransAlta Renewables a souscrit des actions privilégiées reflet supplémentaires de Big Level et d'Antrim d'un montant de 7 millions de dollars (6 millions de dollars américains). De plus, TransAlta Renewables a remboursé à la Société une partie du total des billets à ordre en circulation liés aux parcs éoliens Big Level et d'Antrim d'un montant de 18 millions de dollars (14 millions de dollars américains).

Parc éolien Windrise

Le 26 février 2021, TransAlta a vendu sa participation directe de 100 % dans le parc éolien Windrise de 206 MW à TransAlta Renewables pour une contrepartie de 213 millions de dollars.

WindCharger

Le 1^{er} août 2020, le projet de stockage par batteries WindCharger a été vendu à TransAlta Renewables pour une contrepartie de 12 millions de dollars.

C. Remboursement du prêt de TransAlta Energy (Australia) («TEA»)

Le 23 octobre 2022, le solde du prêt intersociétés de 157 millions de dollars australiens, plus la totalité des intérêts courus et non payés, entre TransAlta Renewables et TEA a été entièrement remboursé. Les fonds remboursés seront réservés, par TEA, au financement de la croissance future en Australie, à laquelle TransAlta Renewables a décidé de participer, notamment le projet d'énergie solaire et de stockage par batteries dans le nord de la région de Goldfields et le projet d'expansion de 132 kV à Mount Keith.

D. Transactions avec des entreprises associées

Dans le cadre de l'émission des titres échangeables à Brookfield, la convention d'investissement donne le droit à Brookfield de proposer deux administrateurs pour l'élection au conseil de TransAlta, ce qui permet à Brookfield de participer aux décisions financières et opérationnelles de la Société et, par conséquent, elle est considérée comme une entreprise associée de la Société.

Outre les titres échangeables présentés à la note 26, la Société peut, dans le cours normal des activités, conclure des transactions aux conditions du marché avec des parties liées, qui ont été évaluées à leur valeur d'échange et comptabilisées dans les états financiers consolidés, y compris des contrats d'achat et de vente d'électricité, des contrats de dérivés et des frais de gestion d'actifs. Les transactions et les soldes entre la Société et les entreprises associées ne sont pas éliminés.

Les transactions avec Brookfield comprennent ce qui suit :

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Ventes d'électricité	127	27	10
Achats d'électricité	12	3	3
Frais de gestion d'actifs payés	2	2	1

37. 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 :

	2023	2024	2025	2026	2027	2028 et par la suite	Total
Contrats de gaz naturel, contrats de livraison et autres contrats	56	47	45	45	46	457	696
Transport	10	7	7	3	1	39	67
Contrats d'approvisionnement en charbon	83	87	71	—	—	—	241
Ententes de service à long terme	51	49	35	32	21	140	328
Contrats de location simple	3	3	3	2	2	29	42
Croissance	446	—	—	—	—	—	446
Projet de loi TransAlta Energy	6	—	—	—	—	—	6
Total	655	193	161	82	70	665	1 826

Engagements

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, lesquels comprennent des contrats de 15 ans pour la livraison de 400 térajoules («TJ»)/jour de gaz naturel sur une base ferme d'ici 2036 et un contrat de huit ans pour la livraison de 75 TJ/jour de gaz naturel lié à la centrale de Sheerness qui devrait se terminer en 2030.

B. Transport

La Société a conclu plusieurs contrats visant l'achat de capacité du réseau de transport au Canada et 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

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.

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, du matériel lié au gaz et des turbines des diverses installations éoliennes.

E. Contrats de location simple

Les contrats de location simple 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.

F. Croissance

Les engagements liés à la croissance se rapportent aux projets suivants : le projet de parc éolien Horizon Hill, les projets de parcs éoliens White Rock, le projet de parc éolien Garden Plain, le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields et le projet d'expansion de 132 kV à Mount Keith.

Les dépenses d'investissement liées à la réfection des unités du parc éolien de Kent Hills sont maintenant estimées à environ 120 millions de dollars, ce qui comprend une indemnité d'assurance. Se reporter à la note 19 pour les montants dépensés en 2022.

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, la Société s'est engagée 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 le développement économique et communautaire, 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 2022, la Société avait financé une tranche d'environ 50 millions de dollars américains de l'engagement, qui est comptabilisée dans les autres actifs dans les états de la situation financière consolidés.

Éventualités

TransAlta est à l'occasion partie à diverses réclamations et procédures fondées sur la loi ou la réglementation 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'aient 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.

La Société effectue régulièrement des examens internes de ses offres et de son comportement à cet égard sur les marchés de l'énergie et des services auxiliaires en Alberta, et elle signalera automatiquement les infractions présumées ou répondra aux demandes de renseignements des organismes de réglementation, le cas échéant. Il n'y a actuellement aucune certitude que toute question particulière sera résolue en faveur de la Société ou que ces questions n'aient pas une incidence négative importante sur TransAlta.

I. Centrale de Brazeau – Réclamation contre le gouvernement de l'Alberta

Le 9 septembre 2022, la Société a déposé une demande d'instance contre le gouvernement de l'Alberta devant la Cour du Banc du Roi de l'Alberta visant à obtenir une déclaration selon laquelle : i) l'octroi de baux d'exploitation minière à moins de cinq kilomètres de la centrale de Brazeau constitue une violation d'un accord de 1960 entre la Société et le gouvernement de l'Alberta; et ii) le gouvernement de l'Alberta est tenu d'indemniser la Société pour tous les coûts ou dommages résultant des risques de fracturation hydraulique à proximité de la centrale de Brazeau. Le 29 septembre 2022, le gouvernement de l'Alberta a déposé son exposé de la défense, qui affirme, entre autres, que la Société : i) tente d'usurper la compétence de l'organisme de réglementation de l'énergie de l'Alberta («AER»); et ii) est en dehors du délai prévu en vertu de la *Limitations Act* (Alberta). Le procès devrait avoir lieu au cours du premier trimestre de 2024.

II. Centrale de Brazeau – Demandes de permis de forage pour l'examen d'activités de fracturation hydraulique

Le 27 mai 2019, l'AER a publié un décret sur le sous-sol qui ne permet aucune fracturation hydraulique dans un rayon de trois kilomètres de la centrale de Brazeau, mais qui autorise la fracturation dans toutes les formations (sauf la formation Duvernay) à une distance de trois à cinq kilomètres de la centrale de Brazeau. Par la suite, deux exploitants pétroliers et gaziers ont soumis des demandes à l'AER pour l'approbation de 10 permis de forage (qui comprennent des activités de fracturation hydraulique) dans un rayon de trois à cinq kilomètres de la centrale de Brazeau. L'audience réglementaire en vue de l'examen de ces demandes – procédure 379 – est actuellement prévue entre le 27 février et le 10 mars 2023. La position de la Société est que les activités de fracturation hydraulique dans toute formation située à moins de cinq kilomètres de la centrale de Brazeau posent un risque inacceptable et que les demandes devraient être rejetées.

III. Crédits de rendement en matière d'émissions au titre du CAÉ des centrales hydroélectriques

Le Balancing Pool prétend avoir droit à des crédits de rendement en matière d'émissions («CRE») gagnés de 2018 à 2020 inclusivement par les centrales hydroélectriques de l'Alberta par suite de la décision d'assujettir ces centrales au règlement intitulé *Carbon Competitiveness Incentives Regulation* et au règlement intitulé *Technology Innovation and Emissions Reduction Regulation*. Le Balancing Pool revendique la propriété des CRE, car, à son avis, aux termes des dispositions relatives aux modifications législatives prévues dans le CAÉ des centrales hydroélectriques, les CRE doivent être transférés au Balancing Pool. TransAlta n'a aucunement tiré profit des CRE ni de la prétendue modification de la loi, et estime que le Balancing Pool n'a pas droit à ces crédits. Un arbitrage a été entrepris, et l'audience devait avoir lieu du 6 au 10 février 2023. Toutefois, en raison de la démission d'un des membres de la commission d'arbitrage, l'audience a été ajournée. Un nouveau membre a été nommé et une audience de deux semaines se tiendra du 18 mai au 1^{er} juin 2023. TransAlta détient environ 1 750 000 CRE d'une valeur comptable de néant qui ont été créés entre 2018 et 2020 et qui sont exposés à un risque en raison de la réclamation du Balancing Pool.

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

TransAlta s'est adressée à l'Alberta Utilities Commission («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 que la date d'audience n'ait pas été fixée, la demande sera probablement entendue au second semestre de 2023.

38. Informations sectorielles

A. Description des secteurs à présenter

La Société comporte six secteurs à présenter qui sont décrits à la note 1.

Les tableaux qui suivent présentent distinctement les résultats sectoriels selon la structure établie par le président et chef de la direction de TransAlta (le «principal décideur opérationnel») dans le cadre de l'examen des secteurs de la Société pour prendre des décisions opérationnelles et évaluer le rendement. Le principal décideur opérationnel évalue le rendement des secteurs opérationnels au moyen d'une mesure du BAIIA ajusté. Cette mesure d'évaluation correspond au résultat avant impôts sur le résultat, ajusté pour exclure l'incidence des éléments suivants : l'amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles, l'amortissement des actifs au titre de droits d'utilisation, les produits tirés des contrats de location-financement, les profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché, les profits et les pertes liés aux positions de change dénouées qui sont réglées en les compensant avec des positions de change connexes et dont l'échange est comptabilisé dans la période au cours de laquelle les positions sont réglées, les profits ou pertes latents de change associés aux transactions sur des produits de base, l'amortissement du matériel minier compris au poste Coûts du combustible et des achats d'électricité, les produits d'intérêts générés par les paiements anticipés effectués, la réduction de valeur des stocks de charbon et des stocks de pièces et de matériaux liés à la mine de Highvale et aux activités de combustion du charbon dans nos centrales converties au gaz naturel, l'abandon du charbon qui a donné lieu à la comptabilisation à titre de contrat déficitaire des paiements restants du contrat d'approvisionnement en charbon existant, les imputations pour dépréciation, la quote-part du résultat net de la coentreprise, et d'autres ajustements des coûts ou des produits. Les tableaux ci-après présentent le rapprochement du total des résultats sectoriels et du BAIIA ajusté avec le compte de résultat présenté selon les IFRS. Les périodes antérieures ont été ajustées aux fins de comparaison.

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.

B. Résultat sectoriel et actifs sectoriels ajustés présentés

I. Rapprochement du BAIIA ajusté avec le résultat avant impôts sur le résultat

Exercice clos le 31 décembre 2022	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz	Transition énergétique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Ajustements de reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	606	303	1 209	714	160	(2)	2 990	(14)	—	2 976
Reclassements et ajustements :										
Perte latente liée à la réévaluation à la valeur de marché	1	104	251	10	12	—	378	—	(378)	—
(Profit) perte réalisé(e) sur les positions de change dénouées	—	—	(4)	—	47	—	43	—	(43)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	46	—	—	—	46	—	(46)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	19	—	—	—	19	—	(19)	—
Profit latent de change sur les produits de base	—	—	—	—	(1)	—	(1)	—	1	—
Produits des activités ordinaires ajustés	607	407	1 521	724	218	(2)	3 475	(14)	(485)	2 976
Coûts du combustible et des achats d'électricité	22	31	641	566	—	3	1 263	—	—	1 263
Reclassements et ajustements :										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(4)	—	—	—	(4)	—	4	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	22	31	637	566	—	3	1 259	—	4	1 263
Coûts de conformité liés au carbone	—	1	83	(1)	—	(5)	78	—	—	78
Marge brute	585	375	801	159	218	—	2 138	(14)	(489)	1 635
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	55	68	195	69	35	101	523	(2)	—	521
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	12	15	4	—	1	35	(2)	—	33
Autres (produits) pertes d'exploitation, montant net	—	(23)	(38)	—	—	—	(61)	3	—	(58)
Recouvrement d'assurance	—	7	—	—	—	—	7	—	(7)	—
Autres (produits) pertes d'exploitation ajustés, montant net	—	(16)	(38)	—	—	—	(54)	3	(7)	(58)
BAIIA ajusté ²	527	311	629	86	183	(102)	1 634			
Quote-part du résultat de placements dans les entreprises associées comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										9
Produits tirés des contrats de location-financement										19
Amortissement										(599)
Imputations pour dépréciations d'actifs										(9)
Charge d'intérêts nette										(262)
Profit de change										4
Profit à la vente d'actifs et autres										52
Résultat avant impôts sur le résultat										353

1) Le placement dans le parc éolien Skookumchuck a été inclus au prorata dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire.

2) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Exercice clos le 31 décembre 2021	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz	Transition énergétique	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Ajustements de reclasse- ment	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	383	323	1 109	709	211	4	2 739	(18)	—	2 721
Reclassements et ajustements :										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	—	25	(40)	19	(38)	—	(34)	—	34	—
(Profit) perte réalisé(e) sur les positions de change dénouée ²	—	—	(6)	—	29	—	23	—	(23)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	41	—	—	—	41	—	(41)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	25	—	—	—	25	—	(25)	—
Profit latent de change sur les produits de base	—	—	(3)	—	—	—	(3)	—	3	—
Produits des activités ordinaires ajustés	383	348	1 126	728	202	4	2 791	(18)	(52)	2 721
Coûts du combustible et des achats d'électricité	16	17	457	560	—	4	1 054	—	—	1 054
Reclassements et ajustements :										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(4)	—	—	—	(4)	—	4	—
Amortissement minier	—	—	(79)	(111)	—	—	(190)	—	190	—
Réduction de valeur des stocks de charbon	—	—	—	(17)	—	—	(17)	—	17	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	16	17	374	432	—	4	843	—	211	1 054
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	118	60	—	—	178	—	—	178
Marge brute	367	331	634	236	202	—	1 770	(18)	(263)	1 489
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	42	59	175	117	36	84	513	(2)	—	511
Reclassements et ajustements :										
Réduction de valeur de pièces et de matériaux	—	—	(2)	(26)	—	—	(28)	—	28	—
Profit découlant de la réduction	—	—	—	6	—	—	6	—	(6)	—
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées	42	59	173	97	36	84	491	(2)	22	511
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	10	13	6	—	1	33	(1)	—	32
Autres (produits) pertes d'exploitation, montant net	—	—	(40)	48	—	—	8	—	—	8
Reclassements et ajustements :										
Contrat de redevances déficitaire et frais de résiliation de contrat	—	—	—	(48)	—	—	(48)	—	48	—
Autres (produits) pertes d'exploitation ajustés, montant net	—	—	(40)	—	—	—	(40)	—	48	8
BAIIA ajusté ³	322	262	488	133	166	(85)	1 286			
Quote-part du résultat de placements dans les entreprises associées comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										9
Produits tirés des contrats de location-financement										25
Amortissement										(529)
Imputations de dépréciations d'actifs										(648)
Charge d'intérêts nette										(245)
Profit de change										16
Profit à la vente d'actifs et autres										54
Résultat avant impôts sur le résultat										(380)

1) Le placement dans le parc éolien Skookumchuck a été inclus au prorata dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire.

2) En 2022, la composition de notre BAIIA ajusté a été ajustée pour tenir compte de l'incidence des positions dénouées qui sont réglées en les compensant avec des positions de la même contrepartie afin de refléter la performance des actifs et du secteur Commercialisation de l'énergie dans la période au cours de laquelle les transactions ont lieu.

3) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Exercice clos le 31 décembre 2020	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz	Transition énergétique	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Ajustements de reclasse- ment	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	152	332	787	704	122	7	2 104	(3)	—	2 101
Reclassements et ajustements :										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	—	2	33	(14)	21	—	42	—	(42)	—
Profit réalisé sur les positions de change dénouées ²	—	—	—	—	(10)	—	(10)	—	10	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	17	—	—	—	17	—	(17)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	7	—	—	—	7	—	(7)	—
Perte latente de change sur les produits de base	—	—	4	—	—	—	4	—	(4)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	152	334	848	690	133	7	2 164	(3)	(60)	2 101
Coûts du combustible et des achats d'électricité	8	25	325	435	—	12	805	—	—	805
Reclassements et ajustements :										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(4)	—	—	—	(4)	—	4	—
Amortissement minier	—	—	(100)	(46)	—	—	(146)	—	146	—
Réduction de valeur des stocks de charbon	—	—	—	(37)	—	—	(37)	—	37	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	8	25	221	352	—	12	618	—	187	805
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	120	48	—	(5)	163	—	—	163
Marge brute	144	309	507	290	133	—	1 383	(3)	(247)	1 133
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	37	53	166	106	30	80	472	—	—	472
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	8	13	9	—	1	33	—	—	33
Autres produits d'exploitation, montant net	—	—	(11)	—	—	—	(11)	—	—	(11)
Reclassements et ajustements :										
Incidence de l'abandon du charbon par la centrale de Sheerness	—	—	(28)	—	—	—	(28)	—	28	—
Autres produits d'exploitation ajustés, montant net	—	—	(39)	—	—	—	(39)	—	28	(11)
BAIIA ajusté ³	105	248	367	175	103	(81)	917			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										1
Produits tirés des contrats de location-financement										7
Amortissement										(654)
Imputations pour dépréciation d'actifs										(84)
Charge d'intérêts nette										(238)
Profit de change										17
Profit à la vente d'actifs et autres										9
Résultat avant impôts sur le résultat										(303)

1) Le placement dans le parc éolien Skookumchuck a été inclus au prorata dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire.

2) En 2022, la composition de notre BAIIA ajusté a été ajustée pour tenir compte de l'incidence des positions dénouées qui sont réglées en les compensant avec des positions de la même contrepartie afin de refléter la performance des actifs et du secteur Commercialisation de l'énergie dans la période au cours de laquelle les transactions ont lieu.

3) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS.

II. Principales informations des états de la situation financière consolidés

Au 31 décembre 2022	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Immobilisations corporelles	437	2 837	1 858	313	—	111	5 556
Actifs au titre de droits d'utilisation	6	98	6	2	—	14	126
Immobilisations incorporelles	2	157	49	5	8	31	252
Goodwill	258	176	—	—	30	—	464

Au 31 décembre 2021	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Immobilisations corporelles	466	2 304	2 036	481	—	33	5 320
Actifs au titre de droits d'utilisation	5	64	7	1	—	18	95
Immobilisations incorporelles	3	147	56	9	5	36	256
Goodwill	258	175	—	—	30	—	463

III. Principales informations des tableaux des flux de trésorerie consolidés

Les ajouts aux actifs non courants se détaillent comme suit :

Exercice clos le 31 décembre 2022	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Ajouts d'actifs non courants :							
Immobilisations corporelles	36	745	43	19	—	75	918
Immobilisations incorporelles	—	19	—	—	3	9	31

Exercice clos le 31 décembre 2021	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Ajouts d'actifs non courants :							
Immobilisations corporelles	29	166	167	90	—	28	480
Immobilisations incorporelles	—	—	—	1	—	8	9

Exercice clos le 31 décembre 2020	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Ajouts d'actifs non courants :							
Immobilisations corporelles	22	174	199	78	—	13	486
Immobilisations incorporelles	—	—	—	1	—	13	14

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	2022	2021	2020
Amortissement selon les comptes de résultat consolidés	599	529	654
Amortissement compris dans les coûts du combustible et des achats d'électricité (note 6)	—	190	144
Amortissement selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés	599	719	798

C. Information géographique

I. Produits des activités ordinaires

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Canada	1 905	1 854	1 227
États-Unis	940	731	716
Australie	131	136	158
Total des produits des activités ordinaires	2 976	2 721	2 101

II. Actifs non courants

Aux 31 décembre	Immobilisations corporelles		Actifs au titre de droits d'utilisation		Immobilisations incorporelles		Autres actifs	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Canada	3 817	4 051	49	52	123	141	62	15
États-Unis	1 307	860	74	39	101	85	34	61
Australie	432	409	3	4	28	30	64	66
Total	5 556	5 320	126	95	252	256	160	142

D. Client important

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, les ventes à l'AESO ont représenté 60 % du total des produits des activités ordinaires de la Société (les ventes à l'AESO ont représenté 35 % du total des produits des activités ordinaires de la Société en 2021). Les ventes à aucune autre société n'ont représenté plus de 10 % du total des produits des activités ordinaires de la Société.

39. Événements postérieurs à la date de clôture

Projet d'aménagement hydroélectrique par pompage au stade préliminaire

Le 16 février 2023, la Société a annoncé qu'elle avait conclu un accord définitif visant à acquérir une participation de 50 % dans le complexe d'énergie renouvelable de Tent Mountain («Tent Mountain»), un projet de stockage d'énergie hydroélectrique par pompage de 320 MW au stade préliminaire situé dans le sud-ouest de l'Alberta, actuellement détenu par Montem Resources Limited («Montem»). L'acquisition comprend les droits d'utilisation des terrains, les immobilisations corporelles et les droits de propriété intellectuelle associés au projet d'aménagement hydroélectrique par pompage. La Société versera à Montem environ 8 millions de dollars à la conclusion de la transaction, ainsi que des paiements éventuels supplémentaires pouvant atteindre 17 millions de dollars (environ 25 millions de dollars au total) sous réserve de l'atteinte de jalons spécifiques de développement et commerciaux. La Société et Montem formeront un partenariat et géreront conjointement le projet, la Société agissant en tant que promoteur du projet. L'acquisition comprend également les droits de propriété intellectuelle associés à un électrolyseur d'hydrogène vert hors site de 100 MW et à un projet de parc éolien hors site de 100 MW. La clôture de la transaction, prévue en mars 2023, reste soumise aux conditions de clôture habituelles, y compris la réception par Montem de l'approbation des actionnaires.

Résumé des données financières et statistiques sur onze ans

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Résumé des données financières			
COMPTES DE RÉSULTAT			
Produits des activités ordinaires	2 976	2 721	2 101
Résultats d'exploitation	531	(239)	(99)
Résultat avant impôts sur le résultat	353	(380)	(303)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	4	(576)	(336)
ÉTATS DE LA SITUATION FINANCIÈRE			
Total de l'actif	10 741	9 226	9 747
Tranche courante de la dette à long terme, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(940)	(103)	(598)
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement	3 475	2 423	3 256
Titres échangeables	739	735	730
Participations ne donnant pas le contrôle	879	1 011	1 084
Actions privilégiées	942	942	942
Capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires ¹	168	640	1 410
Principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP et juste valeur (positive) négative des instruments de couverture sur la dette ¹	(20)	(19)	(13)
Total du capital ²	5 243	5 629	6 811
FLUX DE TRÉSORERIE			
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	877	1 001	702
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(741)	(472)	(687)
INFORMATIONS SUR LES ACTIONS ORDINAIRES (par action)			
Résultat net	0,01	(2,13)	(1,22)
Résultat aux fins de comparaison ¹	s. o.	s. o.	s. o.
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	0,21	0,19	0,22
Valeur comptable par action ordinaire (à la fin de l'exercice) ¹	0,62	2,37	5,13
Cours :			
Haut	15,28	14,61	11,23
Bas	10,52	9,57	5,32
Clôture (Bourse de Toronto aux 31 décembre)	12,11	14,05	9,67
RATIOS (en pourcentage, sauf indication contraire)			
Dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté ^{1,3,4} (multiple)	2,2	2,6	4,0
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires ¹	1,0	(116,6)	(30,3)
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison ¹	s. o.	s. o.	s. o.
Rendement du capital investi ¹	9,2	(4,5)	(1,5)
Rendement du capital investi aux fins de comparaison ¹	s. o.	s. o.	s. o.
Couverture par le résultat (multiple) ¹	2,2	(1,0)	(0,5)
Ratio de distribution fondé sur les fonds provenant des activités d'exploitation ^{1,4}	4,1	5,1	7,0
BAIIA ajusté ^{1,3,4} (en millions de dollars canadiens)	1 634	1 286	917
Couverture des dividendes ^{1,4} (multiple)	18,3	23,0	15,6
Rendement des actions ¹	1,7	1,3	1,7
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires pour l'exercice (en millions)	271	271	275
Actions ordinaires en circulation aux 31 décembre (en millions)	268	271	270
RÉSUMÉ DES DONNÉES STATISTIQUES			
Nombre d'employés	1 282	1 282	1 476
Capacité installée brute (MW) ⁵			
Transition énergétique ⁷	671	1 472	2 548
Gaz ^{6,8}	3 084	3 084	3 082
Énergies renouvelables (énergies éolienne, solaire et hydroélectrique)	2 828	2 694	2 498
Placement en titres de capitaux propres	67	67	67
Capacité de production totale	6 650	7 387	8 265
Production totale (GWh)	21 258	22 105	24 980

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 2011 à 2014 a été révisé en fonction de la méthode de calcul de 2015.

RÉSUMÉ DES DONNÉES FINANCIÈRES ET STATISTIQUES SUR ONZE ANS

2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012
2 347	2 249	2 307	2 397	2 267	2 623	2 292	2 210
335	160	138	478	148	442	195	(214)
193	(96)	(54)	314	221	239	(12)	(445)
52	(248)	(190)	117	(24)	141	(71)	(615)
9 508	9 428	10 304	10 996	10 947	9 833	9 624	9 503
102	59	433	334	33	708	175	582
2 699	3 119	2 960	3 722	4 408	3 305	4 130	3 610
326	—	—	—	—	—	—	—
1 101	1 137	1 059	1 152	1 029	594	517	330
942	942	942	942	942	942	781	—
2 019	2 055	2 384	2 569	2 419	2 342	2 125	3 018
(17)	(10)	(30)	(163)	(190)	(96)	(16)	50
7 172	7 275	7 748	8 556	8 641	7 795	7 712	7 590
849	820	626	744	432	796	765	520
(512)	(394)	87	(327)	(573)	(292)	(703)	(1 048)
0,18	(0,86)	(0,66)	0,41	(0,09)	0,52	(0,27)	(2,62)
s.o.	s.o.	s.o.	0,13	(0,17)	0,25	0,31	0,50
0,12	0,20	0,16	0,3	0,72	0,83	1,16	1,16
7,14	7,16	8,28	8,92	8,52	8,52	7,92	8,78
10,14	7,90	8,50	7,54	12,34	14,94	16,86	21,37
5,50	5,44	6,88	3,76	4,13	9,81	12,91	14,11
9,28	5,59	7,45	7,43	4,91	10,52	13,48	15,12
3,9	3,6	3,6	3,8	5,4	4,2	4,6	4,6
3,3	(15,8)	(10,0)	5,4	(1,2)	6,3	(3,2)	(25,9)
s.o.	s.o.	s.o.	1,7	(2,3)	3,0	3,7	4,9
4,1	0,7	2,1	5,3	4,6	5,8	2,8	(3,1)
s.o.	s.o.	s.o.	4,4	3,0	5,1	5,2	5,3
1,5	0,2	0,6	1,7	1,5	1,7	0,8	(1,0)
6,6	6,1	4,3	8,1	30,0	26,4	43,1	25,1
984	1 123	1 062	1 144	867	1 036	1 023	1 015
18,6	18,3	14,1	11,1	3,3	5,7	6,3	4,7
1,7	2,9	2,1	4,0	14,7	7,9	8,6	7,7
283	287	288	288	280	273	264	235
277	285	288	288	284	275	268	255
1 543	1 883	2 228	2 341	2 380	2 786	2 772	2 084
2 915	3 147	3 707	3 707	3 708	3 693	3 693	3 140
3 049	2 819	2 827	2 906	2 823	2 949	3 197	3 142
2 421	2 308	2 289	2 334	2 350	2 204	2 202	2 058
—	—	—	—	—	—	396	390
8 385	8 273	8 823	8 947	8 881	8 846	9 488	8 730
29 071	28 409	36 900	38 157	40 673	45 002	42 482	38 750

3) En 2022, la composition du BAIIA a été ajustée pour tenir compte de l'incidence des positions de change dénouées qui sont réglées en les compensant avec des positions de la même contrepartie afin de refléter la performance des actifs et du secteur Commercialisation de l'énergie dans la période au cours de laquelle les transactions ont lieu. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour 2022, 2021 et 2020 seulement. En 2019 et subséquemment, le BAIIA 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.

7) En 2021, le secteur Gaz a été ajusté pour inclure les secteurs auparavant connus sous les noms de Gaz en Australie et Gaz en Amérique du Nord, ainsi que les actifs alimentés au charbon convertis au gaz du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta. Les chiffres des exercices antérieurs ont été retraités.

8) En 2021, le secteur Transition énergétique a été ajusté pour inclure le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia et les actifs alimentés au charbon du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta. Les chiffres des exercices antérieurs ont été retraités.

RÉSUMÉ DES DONNÉES FINANCIÈRES ET STATISTIQUES SUR ONZE ANS

Formules des ratios

Dettes nettes ajustées sur le BAIIA ajusté = dette à long terme et obligations locatives, y compris la partie courante + titres 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 ajusté – 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 / 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 avant 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 fondé sur les fonds provenant des activités d'exploitation = dividendes versés sur actions ordinaires / fonds provenant des activités d'exploitation – 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées

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

Tableau récapitulatif des centrales

Au 31 décembre 2022	Installation	Capacité nominale (MW) ¹	Participation consolidée	Capacité installée brute ¹	Propriété (%)	Capacité nette détenue (MW) ^{1,2}	Région	Source de produits	Date d'expiration du contrat
Hydroélectricité	Brazeau, AB	355	100 %	355	100 %	355	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
24 installations	Bighorn, AB	120	100 %	120	100 %	120	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Spray, AB	112	100 %	112	100 %	112	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Ghost, AB	54	100 %	54	100 %	54	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Rundle, AB	50	100 %	50	100 %	50	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Cascade, AB	36	100 %	36	100 %	36	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Kananaskis, AB	19	100 %	19	100 %	19	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Bearspaw, AB	17	100 %	17	100 %	17	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Pocaterra, AB	15	100 %	15	100 %	15	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Horseshoe, AB	14	100 %	14	100 %	14	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Barrier, AB	13	100 %	13	100 %	13	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Taylor, AB*	13	100 %	13	100 %	13	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Interlakes, AB	5	100 %	5	100 %	5	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Belly River, AB*	3	100 %	3	100 %	3	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Three Sisters, AB	3	100 %	3	100 %	3	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Waterton, AB*	3	100 %	3	100 %	3	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	St. Mary, AB*	2	100 %	2	100 %	2	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Upper Mamquam, BC*	25	100 %	25	100 %	25	Ouest du Canada	CLT ¹²	2025
	Pingston, BC*	45	50 %	23	100 %	23	Ouest du Canada	CLT	2023
	Bone Creek, BC*	19	100 %	19	100 %	19	Ouest du Canada	CLT	2031
	Akolkolex, BC*	10	100 %	10	100 %	10	Ouest du Canada	CLT	2046
	Ragged Chute, ON*	7	100 %	7	100 %	7	Est du Canada	CLT	2029
	Misema, ON*	3	100 %	3	100 %	3	Est du Canada	CLT	2027
	Moose Rapids, ON*	1	100 %	1	100 %	1	Est du Canada	CLT	2030
Total Énergie hydroélectrique		944		922		922			
Énergie éolienne et stockage à batteries	Unité 1 de Summerview, AB*	68	100 %	68	100 %	68	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
27 installations	Unité 2 de Summerview, AB*	66	100 %	66	100 %	66	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Ardenville, AB*	69	100 %	69	100 %	69	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Blue Trail et Macleod Flats, AB*	69	100 %	69	100 %	69	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Castle River, AB* ³	44	100 %	44	100 %	44	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	McBride Lake, AB*	75	50 %	38	100 %	38	Ouest du Canada	CLT	2024
	Soderglen, AB*	71	50 %	36	100 %	36	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Cowley North, AB*	20	100 %	20	100 %	20	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Oldman, AB*	4	100 %	4	100 %	4	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Sinnott, AB*	7	100 %	7	100 %	7	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Windrise, AB*	206	100 %	206	100 %	206	Ouest du Canada	CLT	2041
	Stockage à batteries WindCharger, AB*	10	100 %	10	100 %	10	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Melancthon, ON* ⁴	200	100 %	200	100 %	200	Est du Canada	CLT	2028-2031
	Wolfe Island, ON*	198	100 %	198	100 %	198	Est du Canada	CLT	2029
	Kent Breeze, ON*	20	100 %	20	100 %	20	Est du Canada	CLT	2031
	Kent Hills, NB* ⁵	167	100 %	167	83 %	139	Est du Canada	CLT	2045

Tableau récapitulatif des centrales

Au 31 décembre 2022	Installation	Capacité nominale (MW) ¹	Participation consolidée	Capacité installée brute ¹	Propriété (%)	Capacité nette détenue (MW) ^{1,2}	Région	Source de produits	Date d'expiration du contrat
	Le Nordais, QC*	98	100 %	98	100 %	98	Est du Canada	CLT	2033
	New Richmond, QC*	68	100 %	68	100 %	68	Est du Canada	CLT	2033
	Parc éolien du Wyoming, WY*	140	100 %	140	100 %	140	États-Unis	CLT	2028
	Lakeswind, MN*	50	100 %	50	100 %	50	États-Unis	CLT	2034
	Big Level, PA*	90	100 %	90	100 %	90	États-Unis	CLT	2034
	Antrim, NH*	29	100 %	29	100 %	29	États-Unis	CLT	2039
	Skookumchuck, WA ⁶	137	49 %	67	100 %	67	États-Unis	CLT	2040
Total Énergie éolienne		1 906		1 763		1 735			
Énergie solaire	Mass Solar, MA ⁷	21	100 %	21	100 %	21	États-Unis	CLT	2032-2035
2 Installations	Parcs solaires en Caroline du Nord, NC ⁸	122	100 %	122	100 %	122	États-Unis	CLT	2033
Total Énergie solaire		143		143		143			
Gaz	Unité 2 de Keephills, AB	395	100 %	395	100 %	395	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
17 Installations	Unité 3 de Keephills, AB	463	100 %	463	100 %	463	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Poplar Creek, AB ⁹	230	100 %	230	100 %	230	Ouest du Canada	CLT	2030
	Sheerness, AB ⁴	800	50 %	400	50 %	200	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Unité 6 de Sundance, AB	401	100 %	401	100 %	401	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Fort Saskatchewan, AB	118	60 %	71	50 %	35	Ouest du Canada	CLT / capacité	2029
	Sarnia, ON*	499	100 %	499	100 %	499	Est du Canada	CLT	2031
	Ottawa, ON	74	100 %	74	50 %	37	Est du Canada	CLT / capacité	2033
	Windsor, ON	72	100 %	72	50 %	36	Est du Canada	CLT / capacité	2031
	Ada, MI ⁶	29	100 %	29	100 %	29	États-Unis	CLT	2026
	Parkeston, WA ¹¹	110	50 %	55	100 %	55	Australie	CLT	2026
	Southern Cross, WA ^{10, 11}	245	100 %	245	100 %	245	Australie	CLT	2038
	South Hedland, WA ¹¹	150	100 %	150	100 %	150	Australie	CLT	2042
Total Gaz		3 586		3 084		2 775			
Transition énergétique	Centralia, WA	670	100 %	670	100 %	670	États-Unis	CLT / capacité	2025 ¹³
2 Installations	Skookumchuck, WA	1	100 %	1	100 %	1	États-Unis	CLT	2025
Total Transition énergétique		671		671		671			
Total		7 250		6 583		6 246			

* Installation de TransAlta Renewables Inc.

- Les mégawatts sont arrondis au nombre entier le plus près; par conséquent, la somme des colonnes peut ne pas correspondre aux totaux indiqués. La capacité installée brute représente la base de consolidation des actifs sous-jacents détenus, et la capacité nette détenue est présentée déduction faite de la capacité attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle de ces actifs et est calculée après consolidation des actifs sous-jacents.
- Tient compte de la totalité des actifs de TransAlta Renewables. Au 31 décembre 2022, TransAlta détenait environ 60 % des actions en circulation de TransAlta Renewables.
- Comprend sept éoliennes individuelles à d'autres emplacements.
- Comprend deux installations.
- Comprend trois installations.
- L'installation a été vendue à TransAlta Renewables le 1^{er} janvier 2021.
- Comprend quatre sites au sol et quatre sites en toiture.
- Comprend 20 installations.
- La centrale de Poplar Creek est exploitée par Suncor et la propriété de l'installation sera transférée à Suncor en 2030.
- Comprend quatre installations.
- Gaz/diesel.
- CLT désigne un contrat à long terme.
- 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^{er} janvier 2021.

Indicateurs de performance en matière de développement durable

Statistiques de la Société

Systèmes de gestion de l'environnement et de gestion de la santé et de la sécurité	2022	2021	2020
Audits de systèmes de gestion de l'environnement et de gestion de la santé et de la sécurité ¹	4	4	8
Audits de conformité en matière de santé et de sécurité	9	11	11
Total des audits en matière d'environnement, de santé et de sécurité	13	15	19

Performance environnementale ³	2022	2021	2020
Utilisation de ressources ou d'énergie⁴			
Combustion du charbon (tonnes)	2 181 000	4 094 000	6 637 000
Combustion de gaz naturel (GJ)	130 023 000	106 768 000	82 917 000
Combustion de diesel (L)	6 706 000	7 596 000	6 955 000
Consommation d'essence : véhicules (L)	609 000	864 000	933 000
Consommation de diesel : véhicules (L)	3 275 000	6 705 000	10 971 000
Consommation de propane : véhicules (L)	12 000	6 000	6 000
Électricité : exploitation des bâtiments (MWh)	152 000	174 000	186 000
Gaz naturel : exploitation des bâtiments (GJ)	35 000	119 000	135 000
Propane : exploitation des bâtiments (L)	169 000	189 000	198 000
Kérosène : exploitation des bâtiments (L)	3 000	65 000	48 000
Total de l'utilisation de ressources ou d'énergie (GJ)	194 954 000	203 716 000	278 977 000
Gaz à effet de serre («GES»)⁵			
Dioxyde de carbone (tonnes d'éq. CO ₂)	10 183 000	12 420 000	16 246 000
Méthane (tonnes d'éq. CO ₂)	24 000	25 000	34 000
Oxyde d'azote (tonnes d'éq. CO ₂)	41 000	59 000	80 000
Hexafluorure de soufre (tonnes d'éq. CO ₂)	200	370	110
Total des émissions de GES (tonnes d'éq. CO₂)⁶ ✓	10 248 000	12 505 000	16 361 000
Intensité des émissions de GES (tonnes d'éq. CO ₂ /MWh) ⁷ ✓	0,40	0,60	0,67
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
Émissions atmosphériques⁸			
Total des émissions de dioxyde de soufre (tonnes) ✓	1 000	7 000	12 000
Intensité des émissions de dioxyde de soufre (kg/MWh) ✓	0,05	0,35	0,49
Total des émissions d'oxyde d'azote (tonnes) ✓	11 000	14 000	21 000
Intensité des émissions d'oxyde d'azote (kg/MWh) ✓	0,43	0,69	0,88
Total des émissions de particules fines (tonnes) ✓	400	2 200	4 000
Intensité des émissions de particules fines (kg/MWh) ✓	0,02	0,11	0,16
Total des émissions de mercure (kilogrammes) ✓	20	40	60
Intensité des émissions de mercure (mg/MWh) ✓	0,77	1,94	2,33

Indicateurs de performance en matière de développement durable

Performance environnementale (suite)	2022	2021	2020
Gestion de l'eau⁹			
Prélèvement d'eau – services des eaux / municipalités / clients (en millions de m ³)	230	240	230
Prélèvement d'eau – eaux de surface (en millions de m ³)	0	0	0
Eau prélevée – toutes les sources (en millions de m³) ✓	230	240	230
Déversement d'eau – toutes les sources (en millions de m³) ✓	210	210	200
Consommation d'eau (en millions de m³) ✓	20	30	40
Intensité de la consommation d'eau (m ³ /MWh) ¹⁰ ✓	1,03	1,52	1,47
Gestion des déchets¹¹			
Non dangereux¹²			
Décharges (tonnes) ✓	1 800	1 000	11 000
Décharges (L) ✓	76 200	55 000	55 000
Élimination de cendres : mines (tonnes) ¹³ ✓	2 910	232 000	408 000
Élimination de cendres : bassins (tonnes) ¹⁴ ✓	0	44 000	98 000
Recyclés (tonnes) ✓	1 600	4 000	8 000
Recyclés (L) ¹⁵ ✓	2 103 000	1 765 000	1 855 000
Réutilisés (tonnes) ✓	151 000	176 000	533 000
Stockés (tonnes) ✓	26 000	31 000	53 000
Compostables (tonnes)	0	10	10
Dangereux¹⁶			
Décharges (tonnes) ✓	80	220	20
Décharges (L) ✓	52 000	26 000	59 000
Recyclés (tonnes) ✓	0	10	20
Recyclés (L) ✓	21 019 000	22 837 000	20 090 000
Utilisation et remise en état des terrains¹⁷			
Terrains utilisés dans des activités minières – perturbés (hectares cumulés) ✓	12 600	12 600	12 600
Terrains utilisés dans des activités minières – remis en état (hectares cumulés) ✓	4 800	4 800	4 800
Remise en état de terrains utilisés dans des activités minières (% de terrains perturbés) ✓	38	38	38
Terrains utilisés dans des activités minières : terrains perturbés moins terrains remis en état (hectares) ✓	7 800	7 700	7 700
Terrains utilisés par des installations, des bureaux et du matériel (hectares) ✓	5 000	5 000	4 900
Total des terrains utilisés (hectares cumulés) ✓	12 700	12 700	12 600
Incidents environnementaux¹⁸			
Incidents environnementaux importants	0	0	6
Incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation	1	2	2
Total des incidents environnementaux importants ✓	1	2	8
Mesures d'application des lois environnementales ¹⁹	2	1	0
Amendes pour des infractions environnementales (en milliers de dollars)	35	3	0

Indicateurs de performance en matière de développement durable

Déversements accidentels dans l'environnement²⁰			
Volume des déversements accidentels dans l'environnement importants (m ³)	246	6	4
Performance sociale			
	2022	2021	2020
Pratiques en milieu de travail			
Employés	1 222	1 282	1 476
Nombre d'employés à plein temps	1 150	1 181	1 392
Nombre d'employés à temps partiel	14	15	16
Nombre de collaborateurs externes	58	86	68
Nombre d'employés représentés par des syndicats indépendants (%) ²¹	31	33	41
Taux de roulement volontaire des employés (%) ²²	9	8	9
Diversité			
Femmes dans l'effectif (% de tous les employés)	26	24	21
Femmes à des postes de haute direction (%)	30	38	43
Femmes au sein du conseil d'administration (%)	36	42	45
Santé et sécurité			
Mesures d'application des lois en matière de santé et de sécurité ²³	0	0	0
Amendes pour des infractions en matière de santé et de sécurité (en milliers de dollars)	0	0	0
Décès parmi les employés et les employés d'entrepreneurs ✓	0	0	0
Blessures avec arrêt de travail ²⁴ ✓	0	3	5
Blessures avec soins médicaux sans arrêt de travail ²⁵ ✓	6	9	9
Blessures avec travail restreint sans arrêt de travail ²⁶ ✓	0	5	2
Total des blessures enregistrables parmi les employés et les employés d'entrepreneurs ✓	6	17	16
Heures d'exposition ²⁷	3 058 000	4 134 000	3 948 000
Taux de fréquence totale des accidents enregistrables parmi les employés et les employés d'entrepreneurs²⁸ ✓	0,39	0,82	0,81
Relations avec les collectivités			
Investissements dans les collectivités (en millions de dollars) ²⁹	2,3	3,0	2,2

✓ Les données de 2022 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.

Rapprochement des indicateurs de performance du développement durable avec les cadres référentiels de présentation de l'information sur le développement durable

Le tableau qui suit établit le rapprochement entre nos indicateurs de performance du développement durable ou en matière d'ESG et les critères clés de la Global Reporting Initiative («GRI») et du Sustainability Accounting Standards Board («SASB»). Critères élaborés en interne tels que décrits dans les notes de bas de page des indicateurs de performance en matière de développement durable.

Systèmes de gestion de l'environnement et de gestion de la santé et de la sécurité	Rapprochement avec les normes de la GRI et du SASB
Audits de systèmes de gestion de l'environnement et de gestion de la santé et de la sécurité	Critères élaborés en interne
Audits de conformité en matière de santé et de sécurité	Critères élaborés en interne
Total des audits en matière d'environnement, de santé et de sécurité	

Performance environnementale	Rapprochement avec les normes de la GRI et du SASB
Utilisation de ressources ou d'énergie	GRI 302-1
Combustion du charbon (tonnes)	GRI 302-1
Combustion de gaz naturel (GJ)	GRI 302-1
Combustion de diesel (L)	GRI 302-1
Consommation d'essence : véhicules (L)	GRI 302-1
Consommation de diesel : véhicules (L)	GRI 302-1
Consommation de propane : véhicules (L)	GRI 302-1
Électricité : exploitation des bâtiments (MWh)	GRI 302-1
Gaz naturel : exploitation des bâtiments (GJ)	GRI 302-1
Propane : exploitation des bâtiments (L)	GRI 302-1
Kérosène : exploitation des bâtiments (L)	GRI 302-1
Total de l'utilisation de ressources ou d'énergie (GJ)	GRI 302-1
Émissions de GES	
Dioxyde de carbone (tonnes d'éq. CO ₂)	SASB IF-EU-110a.1
Méthane (tonnes d'éq. CO ₂)	SASB IF-EU-110a.1
Oxyde d'azote (tonnes d'éq. CO ₂)	SASB IF-EU-110a.1
Hexafluorure de soufre (tonnes d'éq. CO ₂)	SASB IF-EU-110a.1
Total des émissions de GES (tonnes d'éq. CO₂)	SASB IF-EU-110a.1
Intensité des émissions de GES (tonnes d'éq. CO ₂ /MWh)	GRI 305-4
Émissions de portée 1 (% du total des émissions de GES)	SASB IF-EU-110a.1
Émissions de portée 2 (% du total des émissions de GES)	GRI 305-2
Émissions de portée 1 déclarées aux organismes de réglementation nationaux (%)	SASB IF-EU-110a.1

Performance environnementale (suite)

Rapprochement avec les normes de la GRI et du SASB

Émissions atmosphériques

Total des émissions de dioxyde de soufre (tonnes)	SASB IF-EU-120a.1
Intensité des émissions de dioxyde de soufre (kg/MWh)	Critères élaborés en interne
Total des émissions d'oxyde d'azote (tonnes)	SASB IF-EU-120a.1
Intensité des émissions d'oxyde d'azote (kg/MWh)	Critères élaborés en interne
Total des émissions de particules fines (tonnes)	SASB IF-EU-120a.1
Intensité des émissions de particules fines (kg/MWh)	Critères élaborés en interne
Total des émissions de mercure (kilogrammes)	SASB IF-EU-120a.1
Intensité des émissions de mercure (mg/MWh)	Critères élaborés en interne

Gestion de l'eau

Prélèvement d'eau – services des eaux / municipalités / clients (en millions de m ³)	SASB IF-EU-140a.1
Prélèvement d'eau – eaux de surface (en millions de m ³)	SASB IF-EU-140a.1
Eau prélevée – toutes les sources (en millions de m³)	SASB IF-EU-140a.1
Déversement d'eau – toutes les sources (en millions de m³)	SASB IF-EU-140a.1
Consommation d'eau (en millions de m³)	SASB IF-EU-140a.1
Intensité de consommation d'eau (m ³ /MWh)	Critères élaborés en interne

Gestion des déchets**Non dangereux**

Décharges (tonnes)	GRI 306-2
Décharges (L)	GRI 306-2
Élimination de cendres : mines (tonnes)	GRI 306-2
Élimination de cendres : bassins (tonnes)	GRI 306-2
Recyclés (tonnes)	GRI 306-2
Recyclés (L)	GRI 306-2
Réutilisés (tonnes)	GRI 306-2
Stockés (tonnes)	GRI 306-2
Compostables (tonnes)	GRI 306-2

Dangereux

Décharges (tonnes)	GRI 306-2
Décharges (L)	GRI 306-2
Recyclés (tonnes)	GRI 306-2
Recyclés (L)	GRI 306-2

Performance environnementale (suite)	Rapprochement avec les normes de la GRI et du SASB
Utilisation et remise en état des terrains	
Terrains utilisés dans des activités minières – perturbés (hectares cumulés)	Critères élaborés en interne
Terrains utilisés dans des activités minières – remis en état (hectares cumulés)	Critères élaborés en interne
Remise en état de terrains utilisés dans des activités minières (% de terrains perturbés)	Critères élaborés en interne
Terrains utilisés dans des activités minières : terrains perturbés moins terrains remis en état (hectares)	Critères élaborés en interne
Terrains utilisés par des centrales, des bureaux et du matériel (hectares)	Critères élaborés en interne
Total des terrains utilisés (hectares cumulés)	Critères élaborés en interne
Incidents environnementaux	
Incidents environnementaux importants	Critères élaborés en interne
Incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation	GRI 307-1
Total des incidents environnementaux importants	Critères élaborés en interne
Mesures d'application des lois environnementales	GRI 307-1
Amendes pour des infractions environnementales (en milliers de dollars)	GRI 307-1
Déversements accidentels dans l'environnement	
Volume des déversements accidentels importants (m ³)	GRI 306-3

Performance sociale	Rapprochement avec les normes de la GRI et du SASB
Pratiques en milieu de travail	
Employés	GRI 102-7
Nombre d'employés à plein temps	Critères élaborés en interne
Nombre d'employés à temps partiel	Critères élaborés en interne
Nombre de collaborateurs externes	Critères élaborés en interne
Nombre d'employés représentés par des syndicats indépendants (%)	GRI 102-41
Taux de roulement volontaire des employés (%)	GRI 401-1
Diversité	
Femmes dans l'effectif (% de tous les employés)	GRI 405-1
Femmes à des postes de haute direction (%)	GRI 405-1
Femmes au sein du conseil d'administration (%)	GRI 405-1

Performance environnementale (suite)	Rapprochement avec les normes de la GRI et du SASB
Santé et sécurité	
Mesures d'application des lois en matière de santé et de sécurité	Critères élaborés en interne
Amendes pour des infractions en matière de santé et de sécurité (en milliers de dollars)	Critères élaborés en interne
Décès parmi les employés et les employés d'entrepreneurs	SASB IF-EU-320a.1
Blessures avec arrêt de travail	SASB IF-EU-320a.1
Blessures avec soins médicaux sans arrêt de travail	SASB IF-EU-320a.1
Blessures avec travail restreint sans arrêt de travail	SASB IF-EU-320a.1
Total des blessures parmi les employés et les employés d'entrepreneurs	SASB IF-EU-320a.1
Heures d'exposition	SASB IF-EU-320a.1
Taux de fréquence totale des accidents enregistrables parmi les employés et les employés d'entrepreneurs	SASB IF-EU-320a.1
Relations avec les collectivités	
Investissements dans les collectivités (en millions de dollars)	GRI 203-1

Explication des notes

TransAlta s'efforce 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.

1. Les audits de systèmes de gestion de l'environnement et de gestion de la santé et de la sécurité sont réalisés annuellement afin d'évaluer la conformité à nos systèmes de gestion de l'environnement et de gestion de la santé et de la sécurité.
2. Les audits de conformité en matière de santé et de sécurité sont réalisés afin de vérifier la conformité aux normes et procédures internes de santé et de sécurité et aux exigences réglementaires définies en matière de santé et de sécurité au travail.
3. Nous avons mis à jour certains de nos chiffres des années antérieures à la suite d'un examen des données et d'une révision de notre méthode d'arrondissement. Les révisions de données dont l'ampleur est importante sont analysées ci-dessous. 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 1 000, 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 émissions de 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. 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 GES : 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 2. Nous réalisons l'inventaire des GES de la Société en utilisant les calculs de GES de nos secteurs d'activité. 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 («NGERS»)), le Canada (Programme de déclaration des gaz à effet de serre, INRP) et les États-Unis (EPA). Nos émissions de portée 1 et 2 sont calculées au moyen du potentiel de réchauffement planétaire et de facteurs d'émission qui varient en fonction des directives de conformité régionales et comprennent le quatrième rapport d'évaluation du GIEC, l'inventaire canadien des GES 1990-2019, les tableaux récapitulatifs eGRID 2019 de l'EPA des États-Unis et la Measurement Determination du NGERS de l'Australie. L'application du potentiel de réchauffement planétaire harmonisé et des facteurs d'émission à l'ensemble de nos installations entraînerait une variation mineure à nos totaux globaux de GES calculés. Une estimation de nos émissions de portée 3 se trouve dans notre rapport de gestion de 2022.
6. Les émissions de GES brutes ou les émissions d'équivalent CO₂ brutes regroupent les émissions de dioxyde de carbone, de méthane, d'oxyde d'azote et d'hexafluorure de soufre (SF₆). Par conséquent, la somme des émissions de portée 1 et de portée 2 équivalra aux émissions d'équivalent CO₂ brutes ou aux émissions de GES brutes.
7. 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. En 2022, notre intensité des émissions de GES a diminué par rapport à celle de 2021, en raison d'une approche différente dans le calcul de notre production totale pour inclure la production de vapeur, qui était omise les années précédentes. Par conséquent, les mesures d'intensité ne sont pas comparables d'un exercice à l'autre.

8. 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. Les émissions de particules fines comprennent des particules PM2.5 et PM10. 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. En 2022, l'intensité de nos émissions atmosphériques a diminué par rapport à celle de 2021 en raison d'une approche différente dans le calcul de notre production totale pour inclure la production de vapeur, qui était omise les exercices précédents. Par conséquent, les mesures d'intensité ne sont pas comparables d'un exercice à l'autre. Des ajustements historiques des données relatives aux émissions de particules et à l'intensité de ces émissions en 2021 ont été effectués pour refléter les régularisations liées à la poussière de route à notre installation de Highvale.
9. 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 émissions de 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. 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. Les valeurs de prélèvement, de déversement et de consommation d'eau pour 2020 ont été ajustées pour refléter une nouvelle méthode d'arrondissement.
10. L'intensité de consommation d'eau est calculée en divisant la consommation d'eau opérationnelle totale (m³) par 100 % de la production (MWh) provenant des installations exploitées, sans égard à la propriété financière. En 2022, l'intensité de notre consommation d'eau a diminué par rapport à celle de 2021 en raison d'une approche différente dans le calcul de notre production totale pour inclure la production de vapeur, qui était omise les exercices précédents. Par conséquent, les mesures d'intensité ne sont pas comparables d'un exercice à l'autre. Des ajustements mineurs des données de 2020 sur la consommation d'eau (se reporter à la note 9) ont entraîné des ajustements des données de 2020 sur l'intensité de consommation d'eau.
11. Des ajustements ont été apportés aux valeurs historiques de 2020 sur les déchets afin de refléter les volumes accumulés en 2020 après la réception de la version finale des manifestes relatifs aux déchets dans le cadre du projet de remise en état de la centrale de Mississauga. En conséquence, l'équivalent d'environ 23 000 tonnes de déchets provenant de Mississauga ont été ajoutées dans plusieurs catégories de déchets en 2020.
12. 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. Nous mesurons et déclarons le poids total de tous les types de déchets produits et utilisons plusieurs méthodes de calcul, notamment la mesure directe de la quantité sur le site, par les transporteurs au point d'expédition ou de chargement (conformément aux documents d'expédition), par l'entrepreneur chargé de l'élimination des déchets au point d'élimination des déchets ou par les transporteurs, au point d'expédition ou de chargement, et les estimations techniques ou la connaissance des processus.
13. 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.
14. 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.
15. En 2021, nous avons ajusté les volumes de déchets non dangereux recyclés (L) de 2020 afin de refléter les volumes accumulés de la centrale de Sarnia.
16. 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 et le recyclage de ces matières. Nous mesurons et déclarons le poids total de tous les types de déchets produits et utilisons plusieurs méthodes de calcul, notamment la mesure directe de la quantité sur le site, par les transporteurs au point d'expédition ou de chargement (conformément aux documents d'expédition), par l'entrepreneur chargé de l'élimination des déchets au point d'élimination des déchets ou par les transporteurs, au point d'expédition ou de chargement, et les estimations techniques ou la connaissance des processus.
17. Les terrains utilisés dans des activités minières – perturbés se rapportent à l'empreinte active totale de nos activités d'exploitation minière, qui comprend les hectares cumulés de terres défrichées, de sols perturbés prêts à être remis en état, de sols placés et remis en état de façon permanente : i) perturbé signifie que le sol a été perturbé; ii) défriché signifie que la végétation a été enlevée et que les sols sont intacts; iii) remis en état signifie la remise en état de terrains perturbés à un état similaire à celui qui prévalait avant la mise en valeur, à un état propre à une autre utilisation économiquement rentable ou à un état d'habitat naturel ou semi-naturel. La remise en état des terrains désigne le rapport entre les terrains qui ont été remis en état de façon permanente ou temporaire et l'empreinte totale active de nos activités d'exploitation minière. La remise en état est présentée comme un nombre cumulatif; par conséquent, le nombre total

d'hectares déclaré d'un exercice à l'autre peut augmenter selon que la remise en état a eu lieu ou qu'une nouvelle perturbation des zones précédemment remises en état a été requise. Le total des terrains utilisés correspond à l'empreinte active totale de toutes nos activités ou à la somme des terrains utilisés dans des activités minières et des terrains utilisés par des centrales, des bureaux et du matériel. Les calculs de l'utilisation des terrains ont été modifiés en 2021 pour inclure une plus grande partie des terrains utilisés par TransAlta, y compris tous les terrains environnants et les terrains loués à nos clients. Par conséquent, des ajustements mineurs ont été apportés aux données historiques de 2020 et 2019 pour les terrains utilisés par des installations, des bureaux et du matériel.

18. Les incidents environnementaux sont séparés en deux catégories : les incidents environnementaux importants (définis en interne) et les incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation (en lien avec la norme GRI 307-1). Nous définissons les incidents environnementaux importants comme un incident qui a eu des répercussions sur l'environnement comportant une dégradation de faible ampleur de l'écosystème, réversible dans un délai d'un an à trois ans, ou une mortalité de moins de 0,2 % d'une espèce donnée par rapport à la population globale. Notre définition interne des incidents environnementaux importants en 2020 et 2019 comprenait tous les incidents entraînant la mortalité d'une seule espèce répertoriée, comme le reflètent nos valeurs présentées en 2020 et 2019. Nous avons mis à jour notre définition interne afin de refléter ce que nous considérons comme une manière plus appropriée d'évaluer un événement environnemental important en ce qui a trait à la mortalité d'une espèce; la définition interne prend désormais en compte la mortalité au sein de l'espèce par rapport à la population totale de celle-ci. Nous définissons les incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation comme étant 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 amendes ou des ordres de suspendre les travaux, et entraînent l'interruption de l'ensemble des activités de la centrale ou du site, mais qui n'ont pas eu 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.
19. Les mesures d'application des lois environnementales 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.
20. 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.
21. En 2022, TransAlta comptait environ 376 employés syndiqués qui travaillent principalement dans ses unités opérationnelles.
22. 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.
23. 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.
24. Les blessures ayant entraîné 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.
25. Les blessures avec soins médicaux sont des blessures qui ont requis des soins médicaux plus sérieux que des premiers soins.
26. 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.
27. Les heures d'exposition sont les heures totales travaillées par tous les employés de TransAlta et tous les employés de ses entrepreneurs et comprennent les employés à plein temps, à temps partiel, directs, contractuels, cadres, travailleurs, salariés, rémunérés à l'heure et saisonniers sur tous les sites, mais excluent les entrepreneurs principaux. Les heures d'exposition ont été arrondies au millier près.
28. Le taux de fréquence totale des accidents enregistrables mesure les blessures avec travail restreint, les blessures avec soins médicaux et les blessures ayant entraîné un arrêt de travail par 200 000 heures travaillées.
29. Totaux cumulatifs des dons et commandites dans l'année civile considérée. Le montant de ces investissements ne comprend pas les dons de nos employés.

Rapport d'assurance du professionnel en exercice indépendant

À la direction de TransAlta Corporation

Portée

Nos services ont été retenus par TransAlta Corporation (la «Société» ou «TransAlta») pour la mise en œuvre d'une «mission d'assurance limitée», telle que définie par les Normes internationales de missions d'assurance, ci-après la mission, pour faire un rapport sur les indicateurs de performance de TransAlta présentés dans l'annexe ci-jointe (les «éléments considérés») pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, que contient le rapport intégré annuel de TransAlta de 2022 (le «rapport»).

À l'exception de ce qui est décrit au paragraphe précédent énonçant la portée de notre mission, cette mission n'a pas compris la mise en œuvre de procédures de certification sur le reste de l'information incluses dans le rapport et, par conséquent, nous n'exprimons pas de conclusion à l'égard de cette information.

Critères appliqués par TransAlta

Dans le cadre de la préparation des éléments considérés, TransAlta a appliqué les indications pertinentes contenues dans les normes du SASB, les normes d'information en matière de développement durable de la GRI, ainsi que des critères élaborés en interne, présentés dans l'annexe ci-jointe, collectivement désignés aux présentes par les «critères». 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 de missions d'assurance (ISAE) 3000, *Missions d'assurance autres que les audits ou examens limités d'informations financières historiques* («ISAE 3000»), et à l'ISAE 3410, *Missions d'assurance relatives aux bilans des gaz à effet de serre* («ISAE 3410»). Ces normes requièrent 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 notre conclusion d'assurance limitée.

Notre indépendance et notre contrôle qualité

Nous nous sommes conformés aux règles ou au code de déontologie pertinents applicables à l'exercice de l'expertise comptable et se rapportant aux missions de certification, qui sont publiés par les différents organismes professionnels comptables, lesquels reposent sur les principes fondamentaux d'intégrité, d'objectivité, de compétence professionnelle, et de diligence, de confidentialité et de conduite professionnelle.

EY 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 l'efficacité des contrôles internes mis en place par la direction ait été considérée pour déterminer la nature et l'étendue de nos procédures, notre mission d'assurance n'a pas été conçue pour fournir une assurance quant aux contrôles internes. Nos procédures n'ont pas compris le test des contrôles ou la mise en œuvre de procédures liées à la vérification de l'agrégation ou du calcul des 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 :

- mener des entretiens avec les membres du personnel concernés afin d'acquérir une compréhension des processus de présentation de l'information;
- 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 conformément aux critères;
- apprécier l'exactitude des données au moyen de procédures analytiques et d'une réexécution limitée des calculs, le cas échéant, contrôler par sondages les données sources sous-jacentes pour vérifier l'exhaustivité et l'exactitude des éléments considérés;
- examiner la présentation et la communication de l'information sur les éléments considérés dans le rapport.

Nous avons également mis en œuvre d'autres procédures que nous avons jugées nécessaires dans les circonstances.

Limites inhérentes

Le processus de quantification des GES est assujéti à une incertitude scientifique, qui découle du caractère incomplet des connaissances scientifiques sur la mesure des GES. En outre, les procédures relatives aux GES comportent une incertitude d'estimation (ou de mesure) résultant des processus de mesure et de calcul utilisés pour quantifier les émissions dans les limites des connaissances scientifiques existantes.

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 organisme de premier plan dont la pratique est bien établie sur lequel s'appuyer permet de sélectionner des techniques d'évaluation différentes, mais acceptables, ce qui peut donner lieu à une évaluation qui diffère de manière importante et qui peut avoir une incidence sur la comparabilité des entités au fil du temps.

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 éléments considérés pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 n'ont pas été préparés, dans tous leurs aspects significatifs, conformément aux critères.

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

Comptables professionnels agréés

Le 22 février 2023

Calgary, Canada

Annexe

Notre mission d'assurance limitée a porté sur les éléments considérés suivants pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 :

Indicateur de performance	Critères	Valeur	Unité de mesure
Émissions de GES			
Total (portée 1 et 2) des émissions de GES	SASB IF-EU-110a.1	10 248 000	Tonnes d'éq. CO ₂
Intensité des émissions de GES	GRI 305-4	0,4	Tonne d'éq. CO ₂ /MWh
Émissions atmosphériques			
Total des émissions de dioxyde de soufre	SASB IF-EU-120a.1	1 000	Tonnes
Intensité des émissions de dioxyde de soufre	Critères élaborés en interne tels que décrits dans les notes de bas de page des indicateurs de performance en matière de développement durable du rapport	0,05	kg/MWh
Total des émissions d'oxyde d'azote	SASB IF-EU-120a.1	11 000	Tonnes
Intensité des émissions d'oxyde d'azote	Critères élaborés en interne tels que décrits dans les notes de bas de page des indicateurs de performance en matière de développement durable du rapport	0,43	kg/MWh
Total des émissions de particules fines	SASB IF-EU-120a.1	400	Tonnes
Intensité des émissions de particules fines	Critères élaborés en interne tels que décrits dans les notes de bas de page des indicateurs de performance en matière de développement durable du rapport	0,02	kg/MWh
Total des émissions de mercure	SASB IF-EU-120a.1	20	kg
Intensité des émissions de mercure	Critères élaborés en interne tels que décrits dans les notes de bas de page des indicateurs de performance en matière de développement durable du rapport	0,77	mg/MWh
Gestion de l'eau			
Eau prélevée – toutes les sources	SASB IF-EU-140a.1	230	Millions de m ³
Déversement d'eau – toutes les sources	SASB IF-EU-140a.1	210	Millions de m ³
Consommation d'eau	SASB IF-EU-140a.1	20	Millions de m ³
Intensité de la consommation d'eau	SASB IF-EU-140a.1	1,03	m ³ /MWh
Gestion des déchets			
Non dangereux			
Décharges	GRI 306-2	1 800	Tonnes
Décharges	GRI 306-2	76 200	Litres
Élimination de cendres : mines	GRI 306-2	2 910	Tonnes
Élimination de cendres : bassins	GRI 306-2	0	Tonne
Recyclés	GRI 306-2	1 600	Tonnes
Recyclés	GRI 306-2	2 103 000	Litres
Réutilisés	GRI 306-2	151 000	Tonnes
Stockés	GRI 306-2	26 000	Tonnes

Indicateur de performance	Critères	Valeur	Unité de mesure
Dangereux			
Décharges	GRI 306-2	80	Tonnes
Décharges	GRI 306-2	52 000	Litres
Recyclés	GRI 306-2	0	Tonne
Recyclés	GRI 306-2	21 019 000	Litres
Utilisation et remise en état des terrains			
Terrains utilisés dans des activités minières – perturbés	Critères élaborés en interne tels que décrits dans les notes de bas de page des indicateurs de performance en matière de développement durable du rapport	12 600	Hectares cumulés
Terrains utilisés dans des activités minières – remis en état	Critères élaborés en interne tels que décrits dans les notes de bas de page des indicateurs de performance en matière de développement durable du rapport	4 800	Hectares cumulés
Remise en état de terrains utilisés dans des activités minières	Critères élaborés en interne tels que décrits dans les notes de bas de page des indicateurs de performance en matière de développement durable du rapport	38	% de terrains perturbés
Terrains utilisés dans des activités minières : terrains perturbés moins terrains remis en état	Critères élaborés en interne tels que décrits dans les notes de bas de page des indicateurs de performance en matière de développement durable du rapport	7 800	Hectares
Terrains utilisés par des installations, des bureaux et du matériel	Critères élaborés en interne tels que décrits dans les notes de bas de page des indicateurs de performance en matière de développement durable du rapport	5 000	Hectares
Total des terrains utilisés	Critères élaborés en interne tels que décrits dans les notes de bas de page des indicateurs de performance en matière de développement durable du rapport	12 700	Hectares cumulés
Incidents environnementaux			
Total des incidents environnementaux importants	Critères élaborés en interne tels que décrits dans les notes de bas de page des indicateurs de performance en matière de développement durable du rapport	1	Nombre
Santé et sécurité			
Décès parmi les employés et les employés d'entrepreneurs	SASB IF-EU-320a.1 ¹	0	Nombre
Blessures avec arrêt de travail	SASB IF-EU-320a.1 ¹	0	Nombre
Blessures avec soins médicaux	SASB IF-EU-320a.1 ¹	6	Nombre
Blessures avec travail restreint	SASB IF-EU-320a.1 ¹	0	Nombre
Total des blessures enregistrables parmi les employés et les employés d'entrepreneurs	SASB IF-EU-320a.1 ¹	6	Nombre
Taux de fréquence totale des accidents enregistrables parmi les employés et les employés d'entrepreneurs	SASB IF-EU-320a.1 ¹	0,39	Taux

1) Parmi les critères inclus dans la norme du SASB IF-EU-320a.1, section 3, le taux de fréquence des quasi-accidents est exclu de la portée de notre mission d'assurance limitée.

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 ^{er} février 1988	Division ¹
31 décembre 1992	Réorganisation — Les actions de TransAlta Utilities ont été échangées contre des actions de TransAlta Corporation ² 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^{er} 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 2022

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
1 ^{er} avril 2022	1 ^{er} mars 2022	28 février 2022	0,050 \$
1 ^{er} juillet 2022	1 ^{er} juin 2022	31 mai 2022	0,050 \$
1 ^{er} octobre 2022	1 ^{er} septembre 2022	31 août 2022	0,050 \$
1 ^{er} janvier 2023	1 ^{er} décembre 2022	30 novembre 2022	0,055 \$
1 ^{er} avril 2023	1 ^{er} mars 2023	28 février 2023	0,055 \$

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 0,71924 \$ par action pour la période allant du 31 mars 2021, inclusivement, au 31 mars 2026, 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 2021, inclusivement, au 31 mars 2026, 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 1,46352 \$ par action pour la période allant du 30 juin 2022, inclusivement, au 30 juin 2027, exclusivement.

Série D : 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 30 juin 2022, inclusivement, au 30 juin 2027, 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 1,72352 \$ par action pour la période allant du 30 septembre 2022, inclusivement, au 30 septembre 2027, exclusivement.

Série G : 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 1,247 \$ par action pour la période allant du 30 septembre 2019, inclusivement, au 30 septembre 2024, exclusivement.

Dividendes déclarés sur actions privilégiées en 2022

Série A			
Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
31 mars 2022	1 ^{er} mars 2022	28 février 2022	0,17981 \$
30 juin 2022	1 ^{er} juin 2022	31 mai 2022	0,17981 \$
30 septembre 2022	1 ^{er} septembre 2022	31 août 2022	0,17981 \$
31 décembre 2022	1 ^{er} décembre 2022	30 novembre 2022	0,17981 \$
31 mars 2023	1 ^{er} mars 2023	28 février 2023	0,17981 \$
Série B			
Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
31 mars 2022	1 ^{er} mars 2022	28 février 2022	0,13309 \$
30 juin 2022	1 ^{er} juin 2022	31 mai 2022	0,16505 \$
30 septembre 2022	1 ^{er} septembre 2022	31 août 2022	0,22099 \$
31 décembre 2022	1 ^{er} décembre 2022	30 novembre 2022	0,33700 \$
31 mars 2023	1 ^{er} mars 2023	28 février 2023	0,37991 \$
Série C			
Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
31 mars 2022	1 ^{er} mars 2022	28 février 2022	0,25169 \$
30 juin 2022	1 ^{er} juin 2022	31 mai 2022	0,25169 \$
30 septembre 2022	1 ^{er} septembre 2022	31 août 2022	0,36588 \$
31 décembre 2022	1 ^{er} décembre 2022	30 novembre 2022	0,36588 \$
31 mars 2023	1 ^{er} mars 2023	28 février 2023	0,36588 \$
Série D			
Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
30 juin 2022	1 ^{er} juin 2022	31 mai 2022	0,25169 \$
30 septembre 2022	1 ^{er} septembre 2022	31 août 2022	0,28841 \$
31 décembre 2022	1 ^{er} décembre 2022	30 novembre 2022	0,40442 \$
31 mars 2023	1 ^{er} mars 2023	28 février 2023	0,45578 \$
Série E			
Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
31 mars 2022	1 ^{er} mars 2022	28 février 2022	0,32463 \$
30 juin 2022	1 ^{er} juin 2022	31 mai 2022	0,32463 \$
30 septembre 2022	1 ^{er} septembre 2022	31 août 2022	0,32463 \$
31 décembre 2022	1 ^{er} décembre 2022	30 novembre 2022	0,43088 \$
31 mars 2023	1 ^{er} mars 2023	28 février 2023	0,43088 \$
Série G			
Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
31 mars 2022	1 ^{er} mars 2022	28 février 2022	0,31175 \$
30 juin 2022	1 ^{er} juin 2022	31 mai 2022	0,31175 \$
30 septembre 2022	1 ^{er} septembre 2022	31 août 2022	0,31175 \$
31 décembre 2022	1 ^{er} décembre 2022	30 novembre 2022	0,31175 \$
31 mars 2023	1 ^{er} mars 2023	28 février 2023	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 30, heure normale des Rocheuses, le vendredi 28 avril 2023.

Agent des transferts

Société de fiducie Computershare du Canada
Suite 800, 324 - 8th Avenue SW
Calgary, Alberta T2P 2Z2

Téléphone

Amérique du Nord :
Sans frais : 1.800.564.6253
En dehors de l'Amérique du Nord :
514.982.7555

Télécopieur

Amérique du Nord :
Sans frais : 1.888.453.0330
En dehors de l'Amérique du Nord :
403.267.6529

Site Web : 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.G, 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 :
Sans frais : 1.800.387.3598
Calgary ou en dehors de
l'Amérique du Nord : 403.267.2520

Courriel

investor_relations@transalta.com

Site Web

www.transalta.com

Faits saillants pour les actionnaires

Rendement total pour les actionnaires sur dix ans par rapport à l'indice composé S&P/TSX

Exercices clos les 31 décembre (\$)	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
TransAlta	100	83	42	66	67	51	87	93	137	120
S&P/TSX	100	111	101	123	134	122	150	158	198	186

Ce graphique compare un placement de 100 \$ dans TransAlta et dans l'indice composé S&P/TSX à la fin de 2013 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)	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Valeur marchande	13,48	10,52	4,91	7,43	7,45	5,59	9,28	9,67	14,05	12,11
Valeur comptable	7,92	8,52	8,52	8,92	8,28	7,16	7,14	5,13	2,37	0,62

Les données sont pour 2013 et les exercices subséquents.

Sources : FactSet et TransAlta

Variation mensuelle du volume et du cours

2022	Janv.	Févr.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Juill.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
Volume (en millions)	15	12	21	14	17	18	13	19	20	14	18	13
Cours de clôture à la TSX (\$ par action)	13,79	12,87	12,94	13,78	14,42	14,69	14,66	12,33	12,21	12,00	12,56	12,11

Source : FactSet

Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires

(%)	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
RCP	(3,2)	6,3	(1,2)	5,4	(10,0)	(15,8)	3,3	(30,3)	(116,6)	1,0

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. 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 **1.800.40.5308** (Australie)

Portail Internet : transalta.com/ethics-helpline

Courriel : ethics_helpline@transalta.com

Toute communication au conseil d'administration peut également être transmise à l'adresse suivante : corporate_secretary@transalta.com

Membres de la haute direction de TransAlta

John Kousinioris

Président et chef de la direction

Todd Stack

Vice-président directeur, Finances et
chef des finances

Président de TransAlta Renewables Inc.

Jane Fedoretz

Vice-présidente directrice, Ressources humaines,
gestion des talents et transformation

Kerry O'Reilly Wilks

Vice-présidente directrice, Affaires juridiques,
commerciales, et externes

Chris Fralick

Vice-président directeur, Production

Blain van Melle

Vice-président directeur, Activités en Alberta

Aron Willis

Vice-président directeur, Croissance

Shasta Kadonaga

Vice-présidente directrice, Services partagés

Brent Ward

Vice-président directeur, Fusions et acquisitions,
stratégie et trésorier

Chef de la direction des finances de TransAlta
Renewables Inc.

Michelle Cameron

Vice-présidente et contrôleur de la Société

Scott Jeffers

Vice-président et secrétaire de la Société

Glossaire des termes clés

Actifs hydroélectriques en Alberta

Actifs hydroélectriques de la Société, détenus par l'entremise de TA Alberta Hydro LP, filiale en propriété exclusive. Ces actifs sont situés en Alberta et comprennent les centrales de production hydroélectrique Barrier, Bearspaw, Bighorn, Brazeau, Cascade, Ghost, Horseshoe, Interlakes, Kananaskis, Pocaterra, Rundle, Spray et Three Sisters.

Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration

Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration.

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 («AUC»).

Autres actifs hydroélectriques

Actifs hydroélectriques de la Société situés en Colombie-Britannique et en Ontario, ainsi que les actifs détenus par TransAlta Renewables, notamment les centrales de Taylor, de Belly River, de Waterton, de St. Mary, d'Upper Mamquam, de Pingston, de Bone Creek, d'Akolkolex, de Ragged Chute, de Misema, de Galetta, d'Appleton et de Moose Rapids.

Balancing Pool

Organisation créée 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^{er} juin 2003) et le Balancing Pool Regulation. Pour de plus amples renseignements, visitez le site www.balancingpool.ca.

Capacité

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

Capacité marchande

Décrit les actifs qui ne sont pas visés par des contrats et qui sont exposés aux prix du marché.

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.

Centralia

Secteur d'activité présenté auparavant comme le secteur Charbon aux États-Unis, renommé pour refléter son seul actif.

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.

CIIF

Contrôle interne à l'égard de l'information financière.

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 à des acheteurs aux termes des CAÉ.

Contrôles et procédures de communication de l'information (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.

Crédits d'énergie renouvelable (REC)

Tous les droits, titres, participations et avantages se rapportant à un crédit, à un droit de réduction, à un droit de compensation, à un droit de polluer attribué, à un quota d'émissions, à une caractéristique renouvelable ou à d'autres droits exclusifs ou contractuels, qu'ils soient ou non négociables, qui découlent d'un déplacement ou d'une réduction réel ou présumé des émissions ou d'une autre caractéristique environnementale associées à la production de 1 MWh d'énergie électrique dans une centrale utilisant une technologie d'énergie renouvelable accréditée.

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.

Disponibilité ajustée

Ajustement de la disponibilité lorsque la conjoncture économique fait en sorte que des activités d'entretien courantes et d'envergure sont planifiées afin de réduire les dépenses au minimum. En contexte de prix élevés, les calendriers d'interruption établis seraient modifiés afin d'accélérer la remise en service de l'unité de production.

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.

Énergie thermique en Alberta

Secteur d'activité présenté auparavant comme le secteur Charbon au Canada, renommé pour refléter la conversion actuelle des chaudières alimentées au charbon en chaudières alimentées au gaz. Ce secteur comprend les anciennes unités de production et les unités de production converties de nos centrales de Sundance et de Keephills, ainsi que la mine de Highvale.

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 Société, 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 («GIFCC»)

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.

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.

Interruption non planifiée

Arrêt d'une unité de production en raison d'une panne imprévue.

Interruption planifiée

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.

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 à l'égard des émissions («NRE»)

Sous le gouvernement de l'Ontario, normes de rendement qui établissent des limites d'émissions de GES pour les installations visées.

Obligations de Kent Hills

Obligations liées au projet sans recours de Kent Hills Wind LP («KHLP») garanties, entre autres, par les unités 1, 2 et 3 du parc éolien de Kent Hills.

OPRA

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

Optimisation de la répartition

Achat d'électricité pour satisfaire aux obligations contractuelles, lorsque cela est rentable.

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.

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 accidents 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.

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.

Taxe sur le carbone

Fixe le prix du carbone par tonne de GES émise relativement aux carburants de transport, au mazout de chauffage et aux autres sources de faibles émissions.

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