

transalta™

Rapport intégré 2024

**Énergiser
l'avenir.**



Table des matières

2	Message du président et chef de la direction
4	Message du président du conseil d'administration
RG1	Rapport de gestion
ÉF1	États financiers consolidés
ÉF14	Notes des états financiers consolidés
299	Résumé des données financières et statistiques sur onze ans
302	Tableau récapitulatif des centrales
305	Indicateurs de performance en matière de développement durable
316	Rapport d'assurance du professionnel en exercice indépendant
321	Information pour les actionnaires
325	Faits saillants pour les actionnaires
326	<i>Loi sur la lutte contre le travail forcé et le travail des enfants dans les chaînes d'approvisionnement</i>
333	Renseignements sur la Société
334	Glossaire des termes clés



Message du président et chef de la direction

John H. Kousinioris

Président et chef de la direction

Chers actionnaires,

L'année 2024 a été marquée par d'importants bouleversements dans notre secteur, du resserrement des restrictions visant la chaîne d'approvisionnement à l'augmentation de la demande d'électricité, sans oublier les produits de fiabilité connexes. En songeant à 2025 et à l'avenir, je porte un regard optimiste sur les possibilités s'offrant à la Société. Les marchés de l'électricité continueront d'évoluer sous l'impulsion de la croissance de la demande attribuable à l'électrification et aux centres de données, et au fil de l'évolution de la combinaison énergétique. Si nous demeurons fermement engagés dans la transition vers un avenir plus riche en électricité propre, nous sommes conscients de l'importance capitale d'offrir une production fiable. Toutes les formes d'énergie devront être mises à contribution pour garantir une transition ordonnée. En tant qu'entreprise hautement compétente, expérimentée et flexible, nous sommes bien placés pour croître et innover dans le contexte évolutif qui est le nôtre. Nous nous concentrerons sur les possibilités d'extension de la durée de vie fiables de notre portefeuille actuel, en adoptant une approche indépendante des technologies en matière de projets de mise en valeur de terrains non aménagés et de fusions et acquisitions opportunistes. De plus, nous continuerons de faire preuve de rigueur dans la répartition de notre capital, en nous faisant un point d'honneur de maximiser la valeur que nous dégageons pour nos actionnaires, tout en demeurant un partenaire de confiance pour nos clients.

Maintenir un solide rendement de nos activités

TransAlta a été en mesure d'afficher une autre année d'excellent rendement en dépit d'importants écueils, dont la persistance de l'inflation et la baisse des coûts de l'électricité. Nous avons enregistré des résultats exceptionnels, soit des produits de 2,8 milliards de dollars et un BAIIA ajusté de 1,3 milliard de dollars. Le résultat net attribuable aux actionnaires a également été excellent, s'établissant à 177 millions de dollars.

Sur la base des flux de trésorerie disponibles, nous avons généré 569 millions de dollars, un montant situé dans la fourchette supérieure de nos prévisions, ce qui représente 1,88 \$ par action. Depuis 2022, nous avons dégagé des flux de trésorerie disponibles d'un montant impressionnant de 8,65 \$ par action.

Au cours de l'année 2024, nous avons remis 143 millions de dollars aux actionnaires grâce à notre programme de rachat d'actions amélioré, à un prix moyen de 10,59 \$ par action. Ce programme fait partie de notre stratégie d'affectation du capital, qui s'adapte aux conditions du marché et au calendrier de développement de nos parcs énergétiques de centrales thermiques traditionnelles, et qui consiste notamment en des fusions et acquisitions opportunistes et des occasions de croissance.

Nous avons mis en place une offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités à laquelle nous avons activement recouru au fil des ans afin de procéder à des rachats d'actions relatives. Cette offre nous permet de disposer de jusqu'à 100 millions de dollars aux fins de rachats d'actions en 2025.

En outre, nous avons accru notre dividende annuel sur les actions ordinaires pour 2025 pour le faire passer à 0,26 \$ par action ordinaire, ce qui nous procure un autre moyen de remettre des flux de trésorerie disponibles à nos actionnaires.

En 2024, nous avons réalisé des progrès considérables au chapitre de nos activités de croissance. Notre équipe est parvenue à mettre en service les trois parcs éoliens de l'Oklahoma, c'est-à-dire White Rock West, White Rock East et Horizon Hill. Par ailleurs, le projet d'expansion du réseau de transport à Mount Keith a été mis en service au début de cette année. Ces ajouts, ainsi que le parc éolien de Kent Hills entièrement restauré, devraient contribuer au BAIIA à hauteur de plus de 175 millions de dollars par année.

La disponibilité s'est également avérée excellente, renforcée par des améliorations notables dans l'ensemble de nos installations, et atteignant 91,2 % pour tout le portefeuille en 2024.

Acquisition stratégique de Heartland

Au quatrième trimestre de 2024, nous avons conclu l'acquisition de Heartland Generation. L'ajout des actifs de Heartland à notre portefeuille nous permet de fournir des capacités de production supplémentaires de 1,7 GW en Colombie-Britannique et en Alberta, procurant ainsi des capacités complémentaires et flexibles à notre parc, dont des actifs de cogénération sous contrat et de production de pointe, des actifs de production traditionnelle d'énergie thermique alimentés au gaz et des capacités de transport d'électricité. Étant donné la demande croissante d'énergie fiable et la nature intermittente des énergies renouvelables, le besoin d'une production à faible coût, très flexible et à réponse rapide se fera de plus en plus sentir pour assurer la fiabilité du réseau. L'acquisition de Heartland renforce notre position pour nous permettre de répondre à la demande future d'électricité fiable grâce à un portefeuille solide et diversifié.

Chef de file en matière de réduction des émissions de carbone

Nous sommes engagés sur la voie de la décarbonation, notre objectif étant de réduire de 75 % nos émissions de gaz à effet de serre de portée 1 et 2 de 2015 d'ici 2026. Depuis 2018, nous avons retiré une capacité de production à partir du charbon de 4 464 MW et converti au gaz naturel une capacité de production à partir du charbon de 1 659 MW. La capacité restante de production à partir du charbon de 670 MW sera entièrement mise hors service d'ici la fin de 2025, ce qui marquera un jalon important dans la transition de la Société et permettra de réduire davantage nos émissions. En comparaison, nos unités converties au gaz naturel génèrent environ 57 % moins d'émissions de CO₂ que les unités alimentées au charbon. Depuis 2015, nous avons réduit nos émissions de gaz à effet de serre de portée 1 et 2 de 22,7 millions de tonnes d'éq. CO₂, ou 70 %, un accomplissement remarquable compte tenu de la taille et de la diversification de notre parc.

Approche rigoureuse en matière de gestion du capital et de croissance

L'électrification et la croissance de la demande représentent des occasions importantes pour TransAlta. Grâce à notre solide situation financière, à notre portefeuille de production diversifié et à notre portefeuille de croissance, nous bénéficions d'une position avantageuse pour les années à venir. Compte tenu de nos compétences, de nos avantages concurrentiels et de notre positionnement sur le marché, nous sommes en bonne voie de saisir des occasions sur

chacun de nos principaux marchés que sont le Canada, les États-Unis et l'Australie-Occidentale.

La création de valeur à long terme pour les actionnaires guidera ultimement nos décisions en matière d'investissement et d'affectation du capital. Notre principal objectif est de maximiser le rendement à court terme pour les actionnaires en réalisant la valeur de nos parcs d'énergie thermique traditionnels tout en poursuivant des possibilités de réaménagement et de fusions et acquisitions. À long terme, nous désirons mettre l'accent sur la mise en valeur de terrains non aménagés.

Nous demeurons rigoureux dans nos décisions d'investissement pour nous assurer de fournir à nos actionnaires des rendements ajustés en fonction du risque appropriés. Dans la mise en œuvre de notre plan de croissance, nous prévoyons que le BALIA ajusté se rapportera à une production davantage visée par des contrats et de plus en plus diversifiée, quels que soient le type de production et la clientèle visée.

Se préparer à l'avenir de TransAlta

Le regard tourné vers 2025 et au-delà, nous sommes prêts à répondre à la demande croissante d'électricité attribuable à l'électrification et à la construction des centres de données sur lesquels s'appuie la révolution de l'IA. Notre parc existant nous confère les moyens de maintenir des flux de trésorerie stables, tandis que nous continuons d'investir dans des capacités de production diversifiées, flexibles et réactives afin de répondre aux futurs besoins de stabilité.

En 2025, nous mettrons l'accent sur la poursuite de nos activités sûres et fiables et l'exécution de nos priorités stratégiques, notamment par l'optimisation du portefeuille de centrales en Alberta, par la mise en œuvre de notre plan de croissance, par la réalisation de la valeur de nos installations de production existantes, par la solidité de notre situation financière et par la rigueur dont nous faisons preuve dans l'affectation du capital.

Nos solides résultats en matière de flux de trésorerie nous permettent de rembourser du capital à nos actionnaires et d'investir dans l'avenir de TransAlta, tout en nous consacrant à l'augmentation des flux de trésorerie provenant de contrats et à la diversification de notre portefeuille de production. Nous continuons de repérer les possibilités et de relever les défis qui permettront à la Société d'aller de l'avant dans la deuxième moitié de la décennie et dans les années 2030.

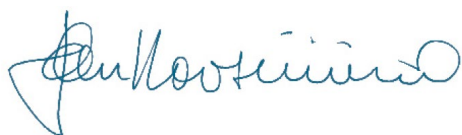
Nos réalisations en 2024 n'auraient pas été possibles sans la contribution collective de nos employés. Je tiens à les remercier de leur engagement soutenu à l'égard des valeurs fondamentales de la Société, soit la sécurité, l'innovation, le développement durable, le respect et l'intégrité.

Je tiens également à remercier les membres de notre conseil d'administration pour le soutien, les conseils et la sagesse dont ils font preuve jour après jour à l'égard de notre entreprise.

Chers actionnaires, je vous remercie de votre confiance en nous. Nous accordons une grande importance à votre opinion et plaçons vos intérêts au centre de notre transformation continue et de l'exécution de notre stratégie.

Enfin, nous apprécions sincèrement le soutien de l'ensemble de nos parties prenantes, notamment celui de nos partenaires autochtones.

J'ai confiance en l'avenir et je suis convaincu que notre succès se poursuivra en 2025 et au-delà.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'John Kousinioris', with a stylized flourish at the end.

John H. Kousinioris

Président et chef de la direction
Le 19 février 2025



Message du président du conseil d'administration

John P. Dielwart

Président du conseil d'administration

Chers actionnaires,

Au moment où nous présentons les résultats financiers pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, je suis extrêmement fier de vous faire part des réalisations de TransAlta, qui n'auraient pu être possibles sans l'apport de nos employés exceptionnels. La Société, sous la direction du conseil, a élargi son portefeuille d'actifs de production d'énergie renouvelable avec la mise en service de nos parcs éoliens Horizon Hill et White Rock, a obtenu d'excellents résultats d'exploitation et a renforcé sa stratégie pour l'Alberta grâce à l'acquisition de Heartland Generation.

La Société continue de gérer son évolution au bénéfice de ses actionnaires. Nous avons enregistré à nouveau en 2024 des résultats supérieurs situés dans la fourchette supérieure des attentes que nous avons au début de l'année. Notre équipe de direction a enregistré une autre excellente année au chapitre des flux de trésorerie disponibles pour nos actionnaires, a obtenu de solides résultats en matière de sécurité, a continué de réduire nos émissions au-delà de nos objectifs, et a déployé notre capital de manière rigoureuse et prudente tout au long de l'année. TransAlta a dégagé un bon rendement que ce soit sur le plan financier et opérationnel ou en matière de sécurité et de développement durable.

La stratégie évolutive de la Société continue de produire de solides résultats et l'évaluation du cours de l'action pour 2024 reflète la réussite de cette exécution. Nous poursuivons la transition de l'entreprise dans le cadre de notre plan de croissance, toutes technologies confondues, et nous sommes bien positionnés à titre de promoteur de choix pour nos clients, crédible et très sollicité, dans les principales zones géographiques où nous sommes présents.

Notre stratégie vise à atteindre une croissance importante de notre portefeuille qui permettra également d'accroître la composante sous contrat de notre parc d'ici la fin de la décennie. Nous demeurerons rigoureux dans le déploiement de nos capitaux et nous ne croîtrons pas pour le simple plaisir de croître, même si cela signifie de ne pas atteindre les cibles de notre plan de croissance. Il est possible de dégager de la valeur pour les actionnaires grâce à la croissance; toutefois, nous disposons de multiples avenues pour déployer nos capitaux au bénéfice de nos actionnaires. Nous ferons preuve de discipline dans l'examen de nos

aspirations en matière de croissance et des taux de rendement des projets de croissance. Dans le cadre des acquisitions, nous devons également atteindre nos seuils cibles de création de valeur. La création de valeur à long terme pour les actionnaires guidera nos décisions d'investissement et nous demeurons résolus à poursuivre une approche prudente en matière d'affectation du capital. Dans la mesure où nous déployons un capital de croissance réduit, nous chercherons à améliorer le rendement pour les actionnaires par voie de dividendes et de rachats d'actions.

Le conseil d'administration tient à exprimer sa profonde gratitude aux employés et aux membres de l'équipe de direction de TransAlta pour les efforts qu'ils ont déployés afin de permettre à la Société de connaître une autre année d'exception. L'équipe a fait preuve d'une capacité d'adaptation remarquable aux conditions changeantes du marché et est déterminée à apporter de la valeur à la Société de manière rigoureuse et prudente. Elle porte une attention particulière à la discipline en matière de gestion du capital et à la création de valeur pour les actionnaires.

Nous remercions également nos actionnaires pour leur engagement indéfectible à l'égard de la Société. Chers actionnaires, nous sommes impatients de voir les réalisations de TransAlta en 2025 et nous apprécions votre engagement et vos points de vue sur notre stratégie en évolution.

Le conseil d'administration sera toujours aux côtés de l'équipe de direction pour l'accompagner dans l'évaluation de nouvelles occasions qui pourraient apporter de la valeur à l'entreprise, améliorer son rendement et accroître la valeur globale pour les actionnaires.

John P. Dielwart

Président du conseil d'administration

Le 19 février 2025

TRANSALTA CORPORATION

Rapport de gestion

Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs. Ces énoncés sont fondés sur certaines estimations et hypothèses et comportent des risques et des incertitudes. Les résultats réels peuvent différer considérablement de ces énoncés. Se reporter à la rubrique «Énoncés prospectifs» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Table des matières

RG2	Énoncés prospectifs	RG83	Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS
RG4	Description des activités	RG84	Perspectives pour 2025
RG7	Faits saillants	RG86	Principales méthodes comptables et estimations comptables critiques
RG18	Dépenses d'investissement	RG93	Modifications comptables
RG19	Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture	RG94	Développement durable
RG21	Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels	RG95	Performance en matière de développement durable de 2024
RG32	Rendement par secteur et informations géographiques complémentaires	RG98	Cibles de développement durable pour 2025 et au-delà
RG33	Optimisation du portefeuille de centrales en Alberta	RG101	Transition de notre combinaison énergétique
RG38	Faits saillants du quatrième trimestre	RG108	Principales constatations issues de l'analyse de scénarios climatiques
RG42	Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels pour le quatrième trimestre	RG113	Gestion des risques et des possibilités liés aux changements climatiques
RG47	Principales informations trimestrielles	RG125	Favoriser l'innovation et l'adoption de technologies
RG49	Priorités stratégiques	RG127	Gestion des ressources environnementales
RG53	Situation financière	RG138	Dialoguer avec nos parties prenantes pour bâtir des relations positives
RG55	Capital financier	RG145	Favoriser un effectif diversifié et inclusif
RG61	Flux de trésorerie	RG148	Fournir de l'énergie fiable et à faible coût
RG65	Autre analyse consolidée	RG150	Gouvernance du développement durable
RG68	Instruments financiers	RG151	Gouvernance et gestion du risque
RG70	Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS	RG177	Contrôles et procédures de communication de l'information

Le présent rapport de gestion doit être lu avec nos états financiers consolidés annuels audités de 2024 (les «états financiers consolidés») et notre notice annuelle de 2024 pour l'exercice clos le 31 décembre 2024. Dans le présent rapport de gestion, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», «nos», la «Société» et «TransAlta» désignent TransAlta Corporation et ses filiales. 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 2024. Tous les montants présentés dans les tableaux ci-dessous sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire, à l'exception des montants par action, qui sont en dollars entiers, à la deuxième décimale près. Le présent rapport de gestion est daté du 19 février 2025. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta, y compris la notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, se trouvent sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca, 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* (collectivement désignés aux présentes par les «énoncés prospectifs»).

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 :

- les objectifs stratégiques de la Société et la probabilité que la mise en œuvre de la stratégie de la Société dégage de la valeur pour les actionnaires;
- notre stratégie d'affectation du capital et de financement;
- nos objectifs et cibles en matière de développement durable, y compris ceux compris dans notre rapport sur le développement durable pour 2024;
- nos perspectives pour 2025;
- notre rendement financier et opérationnel, y compris notre position de couverture;
- l'optimisation et la diversification de nos actifs existants;
- la capacité de plus en plus visée par des contrats de notre portefeuille;
- les attentes concernant les stratégies de croissance et d'expansion, y compris les occasions de réaménagement du site de la centrale de Centralia, et les possibilités offertes par les centres de données;
- les coûts et échéanciers attendus des projets prévus;
- les processus réglementaires attendus et les résultats connexes, y compris en ce qui a trait au marché de l'énergie restructuré de l'Alberta;
- le secteur de la production d'électricité et l'offre et la demande d'électricité;
- le caractère cyclique de nos activités;
- l'issue attendue de poursuites judiciaires;
- l'incidence prévue de futures modifications fiscales et comptables;

- les prévisions relatives aux conditions du secteur et du marché et à la conjoncture économique.

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;
- aucun retard prévu dans l'obtention des approbations réglementaires obligatoires;
- aucune incidence défavorable importante sur les marchés des placements et du crédit;
- aucune modification importante aux hypothèses liées aux prix de l'électricité et aux couvertures;
- aucune variation importante des prix du gaz et des coûts de transport;
- aucune modification importante des taux d'intérêt;
- aucune modification importante de la demande d'énergie renouvelable et de la croissance de la production;
- aucune modification importante à l'intégrité et à la fiabilité de nos centrales;
- aucune modification importante des notes de la dette et de crédit de la Société;
- aucune modification imprévue de la conjoncture économique et des conditions du marché;
- aucun événement important hors du cours normal des affaires.

Ces hypothèses reposent sur les informations dont TransAlta dispose actuellement, y compris les informations provenant de sources tierces. Les résultats réels pourraient différer considérablement de ceux prévus dans ces hypothèses.

Les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur ce qui est exprimé explicitement ou implicitement par les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport de gestion comprennent, sans toutefois s'y limiter :

- les fluctuations des prix de l'électricité;
- l'évolution de l'offre et de la demande d'électricité;
- notre capacité à conclure des contrats pour notre production d'électricité à des prix permettant de dégager les rendements attendus;
- notre capacité à remplacer les contrats lorsqu'ils arrivent à échéance;
- les risques liés aux projets de mise en valeur et aux acquisitions;
- la difficulté à mobiliser des fonds à l'avenir selon des modalités raisonnables, ou tout simplement d'en mobiliser;
- notre capacité à atteindre nos cibles de performance environnementale, sociale et de gouvernance (ESG);

- les engagements à long terme relatifs à la capacité de livraison de gaz qui pourrait ne pas être entièrement utilisée au fil du temps;
- les modifications aux cadres législatifs, réglementaires et politiques;
- les exigences environnementales et les modifications qui y sont apportées ou les responsabilités en découlant;
- les risques opérationnels liés à nos centrales, y compris les interruptions non planifiées et les pannes de matériel;
- les interruptions du transport et de la distribution de l'électricité;
- les baisses de production;
- la dépréciation ou réduction de valeur d'actifs;
- les incidences défavorables sur nos systèmes de technologie de l'information et nos systèmes de contrôle interne, y compris les menaces accrues liées à la cybersécurité;
- la gestion des risques liés aux produits de base et des risques liés aux opérations sur les produits énergétiques;
- la disponibilité réduite de main-d'œuvre et la capacité à continuer d'affecter le personnel nécessaire à nos activités et installations;
- les perturbations de nos chaînes d'approvisionnement;
- les risques liés aux changements climatiques;
- la réduction de l'efficacité relative ou des facteurs de capacité de nos unités de production;
- les risques économiques généraux, notamment la détérioration des marchés boursiers et la hausse des taux d'intérêt ou de l'inflation;
- l'évolution générale de la situation économique et politique nationale et internationale, y compris l'imposition éventuelle de tarifs douaniers;
- le risque lié au secteur et la concurrence;

- le risque de crédit de contrepartie;
- le caractère inadéquat ou la non-disponibilité des garanties d'assurance;
- l'augmentation des impôts sur le résultat de la Société 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;
- les questions de relations de travail.

Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion.

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

TransAlta Corporation est l'un des plus grands producteurs d'électricité cotés en Bourse au Canada : nous détenons et exploitons un portefeuille diversifié d'actifs au Canada, aux États-Unis et en Australie-Occidentale. Notre portefeuille, qui recourt à des intrants tels que l'énergie hydrique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, le stockage par batteries, le gaz naturel et le charbon, se voit complété par nos capacités exceptionnelles d'optimisation des actifs et de commercialisation de l'énergie. En tant que l'un des plus grands producteurs canadiens d'énergie éolienne et thermique et en tant que plus important producteur d'hydroélectricité de l'Alberta, TransAlta demeure engagée à maintenir une composition équilibrée de la production, quelle que soit la technologie. Grâce à de solides flux de trésorerie reposant sur un portefeuille de qualité supérieure, TransAlta aspire à dégager une valeur durable à long terme pour ses actionnaires dans un paysage énergétique en constante évolution.

L'objectif de la Société est de fournir des solutions répondant aux besoins de nos clients à la recherche d'électricité fiable et durable. Forte de plus d'un siècle d'expérience, TransAlta est un partenaire de choix offrant des solutions sur mesure. Nos priorités stratégiques comprennent l'optimisation du portefeuille de centrales en Alberta, la mise en œuvre de notre plan de croissance, la réalisation de la valeur de nos centrales existantes, le maintien de la solidité financière et de la gestion rigoureuse du capital, la définition de la prochaine génération de solutions énergétiques et l'élaboration de politiques ESG et sur les marchés. Nous nous concentrons principalement sur les occasions à saisir dans nos marchés clés que sont le Canada, les États-Unis et l'Australie-Occidentale.

Nos objectifs en matière de développement durable comprennent notre engagement à cesser la production d'électricité à partir du charbon à la fin de 2025. Nous sommes en bonne voie d'atteindre notre cible pour 2026 de réduction des émissions de gaz à effet de serre («GES») de portée 1 et 2 de 75 % depuis 2015, et notre objectif de carboneutralité d'ici 2045. Depuis 2005, nous avons réduit nos émissions de GES de portée 1 et 2 de 32 millions de tonnes d'éq. CO₂, soit une réduction de 77 %, ce qui représente environ 11 % de la cible de décarbonation du Canada d'ici 2030 en vertu de l'Accord de Paris¹.

Portefeuille d'actifs

Notre portefeuille d'actifs est géographiquement diversifié et nos activités sont réparties sur nos principaux marchés.

Nos secteurs Hydroélectricité, Énergie éolienne et énergie solaire, Gaz et Transition énergétique sont responsables de l'exploitation et de l'entretien de nos centrales. Notre secteur Commercialisation de l'énergie est responsable de la commercialisation et de l'établissement du calendrier de notre portefeuille d'actifs marchands en Amérique du Nord (à l'exclusion de l'Alberta), ainsi que de l'approvisionnement en gaz, du transport et du stockage de gaz naturel, de la transmission de connaissances pour soutenir notre équipe de croissance et de la production d'une marge brute autonome distincte de nos activités liées aux actifs par l'intermédiaire d'une plateforme de négociation et de commercialisation de l'énergie nord-américaine de premier plan.

Notre portefeuille hautement diversifié comprend à la fois des actifs marchands et des actifs de grande qualité visés par des contrats. Nos actifs marchands comprennent notre portefeuille unique de centrales hydroélectriques, notre portefeuille traditionnel de centrales thermiques et nos actifs éoliens. Notre exposition marchande se situe principalement en Alberta, où 58 % de notre capacité est située, et 77 % de notre capacité en Alberta peut être utilisée sur le marché de la production marchande. Nos actifs de grande qualité visés par des contrats procurent des flux de trésorerie et des résultats stables à long terme, permettant ainsi d'équilibrer notre base de production marchande.

En Alberta, la Société assure la gestion de l'exposition marchande par la mise en œuvre de stratégies de couverture comprenant une base importante de clients commerciaux et industriels, assorties de couvertures financières. Une partie importante de notre capacité de production thermique en Alberta est couverte de façon à garantir davantage les flux de trésorerie tout en procurant des rendements plus élevés pour nos actionnaires grâce à l'optimisation de notre portefeuille de production marchande. Pour en savoir plus, se reporter à la rubrique «Perspectives pour 2025» et à la rubrique «Optimisation du portefeuille de centrales en Alberta» du présent rapport de gestion.

1) En 2005, les émissions de GES de portée 1 et 2 de TransAlta étaient estimées à 41,9 millions de tonnes d'éq. CO₂, ce qui n'a pas fait l'objet d'un rapport d'assurance limitée indépendant. La cible de décarbonation du Canada d'ici 2030 en vertu de l'Accord de Paris supposait 293 millions de tonnes d'éq. CO₂, ou une réduction de 40 % par rapport au niveau de référence de 732 millions de tonnes d'éq. CO₂ en 2005.

Le tableau suivant présente la propriété consolidée par secteur de nos centrales dans les régions où nous exerçons nos activités au 31 décembre 2024 :

	Hydroélectricité		Énergie éolienne et énergie solaire		Gaz		Transition énergétique		Total	
	Capacité installée brute (MW)	Nombre de centrales	Capacité installée brute (MW) ¹	Nombre de centrales	Capacité installée brute (MW) ^{1,2}	Nombre de centrales ²	Capacité installée brute (MW)	Nombre de centrales ³	Capacité installée brute (MW)	Nombre de centrales
Au 31 décembre 2024										
Alberta	834	17	764	14	3 650	15	—	—	5 248	46
Canada, sans l'Alberta	88	7	751	9	705	4	—	—	1 544	20
États-Unis	—	—	1 024	10	29	1	671	2	1 724	13
Australie-Occidentale	—	—	48	3	450	6	—	—	498	9
Total	922	24	2 587	36	4 834	26	671	2	9 014	88

1) La capacité installée brute pour la présentation de l'information financière consolidée est fonction de la quote-part de la participation détenue dans une centrale. Se reporter à la rubrique «Tableau récapitulatif des centrales» pour plus de précisions.

2) Comprend une capacité de 1 747 MW attribuable à neuf centrales acquises auprès de Heartland, compte non tenu des dessaisissements prévus. Se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture».

3) Comprend la centrale alimentée au charbon de Centralia et la centrale hydroélectrique de Skookumchuck.

Capacité visée par des contrats

Le tableau suivant présente la capacité visée par des contrats par secteur en MW et en pourcentage de la capacité installée brute totale de nos centrales dans les régions où nous exerçons nos activités au 31 décembre 2024 :

Au 31 décembre 2024	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz ¹	Transition énergétique	Total
Alberta	—	336	887	—	1 223
Canada, sans l'Alberta	88	751	705	—	1 544
États-Unis	—	1 024	29	381	1 434
Australie-Occidentale	—	48	450	—	498
Capacité totale visée par des contrats (MW)	88	2 159	2 071	381	4 699
Capacité visée par des contrats en pourcentage de la capacité totale (%)	10	83	43	57	52

1) Comprend une capacité visée par des contrats de 436 MW provenant de centrales acquises auprès de Heartland : 376 MW en Alberta et 60 MW au Canada, sans l'Alberta. Les chiffres ne tiennent pas compte de la capacité visée par des contrats des dessaisissements prévus. Se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture».

Environ 52 % de notre capacité installée totale est visée par des contrats conclus principalement avec des contreparties solvables.

Le tableau suivant présente la durée de vie contractuelle moyenne pondérée de nos centrales visées par des contrats et de nos centrales marchandes par secteur dans les régions où nous exerçons nos activités au 31 décembre 2024 :

Au 31 décembre 2024	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz ¹	Transition énergétique	Total
Alberta	—	7	2	—	3
Canada, sans l'Alberta	15	9	7	—	8
États-Unis	—	13	1	—	8
Australie-Occidentale	—	14	14	—	14
Total de la durée de vie contractuelle moyenne pondérée (en années)²	1	10	4	—	5

1) Le calcul du total de la durée de vie contractuelle moyenne pondérée de nos centrales alimentées au gaz au 31 décembre 2024 tient compte des contrats obtenus lors de l'acquisition de Heartland et ne tient pas compte des contrats relatifs aux dessaisissements prévus.

2) La durée de vie contractuelle des centrales marchandes est de néant.

Faits saillants

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, la Société a affiché un solide rendement financier et opérationnel. Les résultats se sont établis dans la fourchette supérieure des attentes de la direction en raison de la gestion active du portefeuille d'actifs marchands et des stratégies de couverture de la Société. En 2024, la Société a réglé un volume plus élevé de couvertures à des prix nettement plus élevés que ceux du marché au comptant de l'Alberta et a mis en service les parcs éoliens White Rock et Horizon Hill. Le 4 décembre 2024, la Société a également conclu l'acquisition de Heartland Generation, qui a permis l'ajout d'une capacité installée brute de 1 747 MW. Les résultats

financiers publiés selon les IFRS tiennent compte des centrales Poplar Hill et Rainbow Lake (collectivement, les «dessaisissements prévus»), dont la Société a convenu de se départir dans le cadre d'une entente par voie de consentement conclue avec le commissaire de la concurrence du Canada. Nos mesures non conformes aux IFRS et nos ICP opérationnels ne tiennent pas compte des résultats des dessaisissements prévus. Se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur l'acquisition de Heartland et les dessaisissements prévus.

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	2022 ⁴
Informations opérationnelles			
Disponibilité (%)	91,2	88,8	89,8
Production (GWh)	22 811	22 029	21 258
Principales informations financières			
Produits des activités ordinaires	2 845	3 355	2 976
BAlIA ajusté ¹	1 253	1 632	1 656
Résultat avant impôts sur le résultat	319	880	353
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	177	644	4
Flux de trésorerie			
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	796	1 464	877
Fonds provenant des activités d'exploitation ^{1, 2}	810	1 351	1 346
Flux de trésorerie disponibles ^{1, 2}	569	890	961
Par action			
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation	302	276	271
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,59	2,33	0,01
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,24	0,22	0,21
Dividendes déclarés par action privilégiée	1,36	1,33	0,25
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ^{1, 2}	2,68	4,89	4,97
Flux de trésorerie disponibles par action ^{1, 2}	1,88	3,22	3,55
Aux 31 décembre	2024	2023	2022
Situation de trésorerie et sources de financement			
Liquidités disponibles ⁵	1 616	1 738	2 118
Dette nette ajustée sur le BAlIA ajusté (multiple)	3,6	2,5	2,1
Total de la dette nette consolidée ^{1, 3}	3 798	3 453	2 854
Actif et passif			
Total de l'actif	9 499	8 659	10 741
Total des passifs non courants ⁶	5 087	5 253	5 864
Total du passif ⁷	7 656	6 995	8 752

- 1) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. 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) 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. 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.
- 3) 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.
- 4) En 2024, la composition du BAlIA ajusté a été modifiée pour exclure l'incidence des pénalités de la centrale de Brazeau et des provisions connexes. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.
- 5) Les liquidités disponibles correspondent à la somme du total de la capacité disponible sur les facilités de crédit consenties et les facilités à terme et de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, déduction faite du découvert bancaire, moins les montants prélevés sur les facilités à vue sans engagement.
- 6) Le total des passifs non courants correspond au total des passifs non courants comptabilisés dans les états de la situation financière consolidés présentés selon les IFRS.
- 7) Le total du passif correspond à la somme des passifs courants et non courants comptabilisés dans les états de la situation financière consolidés présentés selon les IFRS.

Rendement d'exploitation

Disponibilité

Le tableau suivant présente la disponibilité (%) par secteur :

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	2022
Hydroélectricité	90,7	90,8	96,7
Énergie éolienne et énergie solaire	93,4	86,9	83,8
Gaz	92,2	91,6	94,6
Transition énergétique ¹	80,0	79,8	77,2
Disponibilité (%)	91,2	88,8	89,8

1) La disponibilité, ajustée pour l'optimisation de la répartition, était de 79 % pour l'exercice 2022.

La disponibilité est une mesure importante pour la Société, car elle représente le pourcentage de temps pendant lequel une centrale est disponible pour produire de l'électricité et est un indicateur du rendement global du portefeuille.

La Société prévoit du temps (interruptions planifiées) pour entretenir, réparer ou rénover les centrales à un moment où l'impact sur les activités sera réduit au minimum. Dans un contexte de prix élevés, le calendrier des interruptions peut être modifié pour accélérer la remise en service de l'unité.

2024 par rapport à 2023

La disponibilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 s'est établie à 91,2 %, comparativement à 88,8 % en 2023, ce qui est conforme aux attentes de la direction. La hausse de la disponibilité par rapport à l'exercice précédent s'explique principalement par :

- l'ajout des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill; et
- la remise en service des unités du parc éolien de Kent Hills.

2023 par rapport à 2022

La disponibilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 s'est établie à 88,8 %, comparativement à 89,8 % en 2022. La baisse de la disponibilité par rapport à l'exercice précédent s'explique principalement par :

- des interruptions planifiées dans le secteur Hydroélectricité, principalement à nos actifs hydroélectriques en Alberta, pour effectuer des travaux d'entretien planifiés; et
- des interruptions planifiées à l'unité 6 de la centrale de Sundance, à l'unité 1 de la centrale de Sheerness, aux unités 2 et 3 de la centrale de Keephills et à la centrale de Sarnia pour des travaux d'entretien planifiés dans le secteur Gaz; le tout en partie contrebalancé par :
- une diminution des interruptions planifiées à l'unité 2 de la centrale de Centralia dans le secteur Transition énergétique; et
- la remise en service partielle du parc éolien de Kent Hills.

Production et production moyenne à long terme

Le tableau suivant présente la production moyenne à long terme sur une base consolidée de chacun de nos secteurs :

Exercices clos les 31 décembre	2024			2023			2022		
	Production réelle	Production moyenne à long terme	Production en % de la production moyenne à long terme	Production réelle	Production moyenne à long terme	Production en % de la production moyenne à long terme	Production réelle	Production moyenne à long terme	Production en % de la production moyenne à long terme
	(GWh)	(GWh)		(GWh)	(GWh)		(GWh)	(GWh)	
Hydroélectricité	1 723	2 015	86 %	1 769	2 015	88 %	1 988	2 015	99 %
Énergie éolienne et énergie solaire	5 949	6 876	87 %	4 243	5 127	83 %	4 248	4 950	86 %
Gaz	12 317			11 873			11 448		
Transition énergétique	2 822			4 144			3 574		
Total	22 811			22 029			21 258		

Outre la disponibilité, la Société utilise la production moyenne à long terme comme autre indicateur du rendement des centrales d'énergie renouvelable selon lequel les niveaux de production réels sont comparés à la moyenne à long terme prévue. À court terme, pour les secteurs Hydroélectricité et Énergie éolienne et énergie solaire, les conditions varieront d'une période à l'autre. Sur des périodes plus longues, les centrales devraient produire selon leurs moyennes à long terme, ce qui est généralement considéré comme un indicateur de rendement fiable.

La production moyenne à long terme est calculée 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 supérieure à 25 ans.

La production moyenne à long terme des secteurs Gaz et Transition énergétique n'est pas prise en compte, car la production de ces centrales peut être répartie et qu'elle est largement tributaire de la conjoncture du marché et de la demande marchande.

2024 par rapport à 2023

La production totale pour 2024 a augmenté de 782 GWh, ou 4 %, par rapport à celle de 2023, en raison surtout :

- de la production provenant de nouveaux parcs, y compris les parcs éoliens White Rock West et White Rock East mis en service respectivement en janvier et en avril 2024, le parc éolien Horizon Hill mis en service en mai 2024, et le parc solaire dans le nord de la région de Goldfields mis en service en novembre 2023;
- de la production des actifs obtenus dans le cadre de l'acquisition de Heartland;
- des conditions favorables du marché de gros de l'électricité ontarien qui ont permis une meilleure répartition à la centrale de Sarnia dans le secteur Gaz, ce qui a entraîné une production marchande accrue sur le réseau de l'Ontario;
- de la remise en service des unités du parc éolien de Kent Hills au premier trimestre de 2024; et
- de la production pour l'exercice complet du parc éolien Garden Plain; le tout en partie contrebalancé par :
- la plus grande répartition économique à la centrale de Centralia en raison de la baisse des prix du marché par rapport à ceux de l'exercice précédent dans le secteur Transition énergétique; et
- l'optimisation accrue de la répartition en Alberta.

2023 par rapport à 2022

La production totale pour 2023 a augmenté de 771 GWh, ou 4 %, par rapport à celle de 2022, en raison surtout :

- de la diminution des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale de Centralia dans le secteur Transition énergétique par rapport à l'exercice précédent, ce qui a permis à la Société d'accroître la répartition au cours des périodes où les prix marchands étaient plus élevés;
- de la disponibilité accrue dans le secteur Gaz pendant les périodes de pénurie d'approvisionnement, ce qui a permis à la Société de mener ses activités au cours des périodes de tarification de pointe;
- de la production provenant de nouvelles centrales, y compris le parc éolien Garden Plain (mis en service en août 2023) et le parc solaire dans le nord de la région de Goldfields (mis en service en novembre 2023); et
- de la remise en service partielle des unités du parc éolien de Kent Hills au quatrième trimestre de 2023; le tout en partie contrebalancé par :
- des ressources éoliennes et hydriques inférieures à la moyenne au cours de l'exercice;
- la diminution de la disponibilité dans le secteur Hydroélectricité en raison d'une augmentation des interruptions planifiées à des fins d'entretien par rapport à 2022; et
- des températures relativement douces au quatrième trimestre de 2023 comparativement à celles de la période correspondante de 2022, au cours de laquelle les marchés avaient connu un resserrement des conditions d'approvisionnement en raison des températures extrêmement froides en Alberta.

Prix du marché

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	2022
Prix au comptant de l'électricité en Alberta (\$/MWh)	63	134	162
Prix au comptant de l'électricité dans la région du Mid-Columbia (\$ US/MWh)	56	76	82
Prix au comptant de l'électricité en Ontario (\$/MWh)	32	28	47
Prix du gaz naturel (AECO) par GJ (\$)	1,29	2,54	5,08

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, les prix au comptant de l'électricité en Alberta ont diminué de 53 % par rapport à ceux de 2023, en raison de la baisse des prix du gaz naturel et de l'augmentation prévue de l'approvisionnement provenant des nouvelles centrales à partir d'énergies renouvelables et de centrales à cycle combiné alimentées au gaz.

Les prix au comptant de l'électricité dans le Nord-Ouest Pacifique ont diminué de 26 % par rapport à ceux de 2023, en raison de la baisse des prix du gaz naturel.

Les prix du gaz naturel de l'AECO pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 ont diminué de 49 % par rapport à ceux de 2023, en raison principalement de l'accroissement de la production de gaz et des niveaux de stockage en Alberta et partout en Amérique du Nord.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, les prix au comptant de l'électricité en Alberta et dans le Nord-Ouest

Pacifique ont été moins élevés qu'en 2022. La baisse des prix dans les deux régions découle d'un recul des prix du gaz naturel et d'une baisse globale de la demande liée aux conditions météorologiques au deuxième semestre de 2023, les prix ayant chuté surtout en raison de conditions météorologiques au-dessus de la normale au quatrième trimestre de 2023.

En ce qui concerne plus particulièrement l'Alberta, le temps chaud du quatrième trimestre de 2023 s'est traduit par une forte intensité des ressources éoliennes qui, combinée à la nouvelle capacité installée, a augmenté l'offre sur le marché par rapport à l'exercice précédent.

Les prix du gaz naturel de l'AECO pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 ont été moins élevés que ceux de 2022, en raison surtout d'une hausse des niveaux de production et de stockage en Alberta et en Amérique du Nord.

Examen du rendement financier sur la base de l'information consolidée

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	2022
Produits des activités ordinaires	2 845	3 355	2 976
Coûts du combustible et des achats d'électricité	939	1 060	1 263
Coûts de conformité liés au carbone	112	112	78
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	655	539	521
Amortissement	531	621	599
Imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs	46	(48)	9
Produits d'intérêts	30	59	24
Charge d'intérêts	324	281	286
Résultat avant impôts sur le résultat	319	880	353
Charge d'impôts sur le résultat	80	84	192
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	177	644	4
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	10	101	111

2024 par rapport à 2023

Les **produits des activités ordinaires** ont totalisé 2 845 millions de dollars, en baisse de 510 millions de dollars, ou 15 %, par rapport à ceux de 2023, en raison surtout :

- de la baisse des prix marchands de l'électricité au comptant et couverts sur le marché de l'Alberta;
- de la baisse des produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire attribuable à la hausse des pertes latentes liées à la réévaluation à la valeur de marché des ventes d'énergie éolienne à long terme se rapportant aux parcs éoliens en Oklahoma, en raison principalement du raffermissement prévu des prix de captage du vent reflété au cours de l'exercice; et
- d'une diminution des produits à la centrale de Centralia en raison d'une plus grande répartition économique attribuable à la baisse des prix du marché; le tout en partie contrebalancé par :
 - une augmentation des produits tirés des dérivés et d'autres activités de négociation dans le secteur Gaz, en raison d'un plus grand volume de positions de couverture favorables réglées, ce qui a généré des apports positifs par rapport aux prix au comptant établis en Alberta;
 - la hausse des produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux dans le secteur Hydroélectricité et provenant de la vente de crédits d'impôt à la production des parcs éoliens en Oklahoma à des contreparties américaines imposables;
 - la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill, du parc solaire dans le nord de la région de Goldfields, du projet d'expansion de 132 kV à Mount Keith et la remise en service des unités du parc éolien de Kent Hills; et
 - la hausse des produits des activités ordinaires dans le secteur Gaz grâce à l'acquisition de Heartland.

Les **coûts du combustible et des achats d'électricité** ont totalisé 939 millions de dollars, en baisse de 121 millions de dollars, ou 11 %, par rapport à ceux de 2023, en raison principalement :

- d'une diminution des coûts des achats d'électricité découlant de la baisse des prix de rachats d'électricité dans la région du Mid-Columbia;
- d'une baisse de la consommation de combustible en raison d'une optimisation accrue de la répartition dans le secteur Gaz en Alberta et d'une plus grande répartition économique dans le secteur Transition énergétique; et
- d'une baisse des prix du gaz naturel.

Les **coûts de conformité liés au carbone** ont totalisé 112 millions de dollars, un montant équivalent à celui de 2023, en raison surtout :

- de l'utilisation de crédits d'émission générés en interne ou achetés en externe pour régler une partie de l'obligation liée aux émissions de GES de 2023; contrebalancée par :
 - une augmentation du prix du carbone par tonne, qui est passé de 65 \$ la tonne en 2023 à 80 \$ la tonne en 2024; et
 - une hausse de la production dans le secteur Gaz.

Les **charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration** ont totalisé 655 millions de dollars, en hausse de 116 millions de dollars, ou 22 %, par rapport à celles de 2023, en raison surtout :

- des pénalités imposées par l'administrateur de la surveillance du marché de l'Alberta pour les signalements automatiques en lien avec les services auxiliaires hydroélectriques fournis en 2021 et 2022;
- de l'augmentation des dépenses à l'appui des initiatives stratégiques de croissance;
- de l'ajout des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill et de la remise en service des unités du parc éolien de Kent Hills;
- des coûts de transaction et de restructuration associés à l'acquisition de Heartland, principalement composés d'indemnités de départ, de frais juridiques et d'honoraires de consultation; et
- de la hausse des dépenses liées aux travaux de planification et de conception d'une mise à niveau de notre progiciel de gestion intégré.

L'**amortissement** a totalisé 531 millions de dollars, en baisse de 90 millions de dollars, ou 14 %, par rapport à celui de 2023, en raison principalement :

- des révisions de la durée d'utilité de certaines installations effectuées au cours des périodes antérieures et considérées; en partie contrebalancées par :
- la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill et la remise en service des unités du parc éolien de Kent Hills.

Les **imputations pour dépréciation d'actifs** ont totalisé 46 millions de dollars, en hausse de 94 millions de dollars, comparativement aux reprises de dépréciation d'actifs en 2023, en raison surtout :

- de l'augmentation de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état liée aux actifs mis hors service attribuable à la baisse des taux d'actualisation et des révisions des coûts estimatifs liés au démantèlement; et
- des imputations pour dépréciation liées à des projets de développement qui ne sont plus en cours.

Les **produits d'intérêts** ont totalisé 30 millions de dollars, en baisse de 29 millions de dollars, ou 49 %, par rapport à ceux de 2023, en raison principalement d'une baisse des soldes de trésorerie et des taux d'intérêt.

La **charge d'intérêts** a totalisé 324 millions de dollars, en hausse de 43 millions de dollars, ou 15 %, par rapport à celle de 2023, en raison principalement de la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif découlant de la baisse des activités de construction en 2024 par rapport à celles de 2023.

Le **résultat avant impôts sur le résultat** a totalisé 319 millions de dollars, en baisse de 561 millions de dollars, ou 64 %, par rapport à celui de 2023, en raison des éléments susmentionnés. Se reporter à la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» pour plus de précisions.

La **charge d'impôts sur le résultat** a totalisé 80 millions de dollars, en baisse de 4 millions de dollars, ou 5 %, par rapport à celle de 2023, en raison :

- du résultat avant impôts sur le résultat moins élevé en raison des éléments susmentionnés; en partie contrebalancé par :
- un recouvrement lié à la reprise d'actifs d'impôt différé au Canada décomptabilisés antérieurement.

Le **résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle** a totalisé 10 millions de dollars, en baisse de 91 millions de dollars, ou 90 %, par rapport à celui de 2023, en raison surtout de la baisse du résultat net de TransAlta Cogeneration, LP («TA Cogen») qui s'explique par la diminution des prix marchands sur le marché de l'Alberta et l'acquisition de TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables») le 5 octobre 2023.

2023 par rapport à 2022

Les **produits des activités ordinaires** ont totalisé 3 355 millions de dollars, en hausse de 379 millions de dollars, ou 13 %, par rapport à ceux de 2022, en raison surtout :

- d'une augmentation des profits réalisés et latents des positions de couverture et de dérivés dans l'ensemble des secteurs; contrebalancée en partie par :
- une diminution des produits tirés des ventes marchandes attribuable à la baisse des prix au comptant de l'électricité et de la production en Alberta.

Les **coûts du combustible et des achats d'électricité** ont totalisé 1 060 millions de dollars, en baisse de 203 millions de dollars, ou 16 %, par rapport à ceux de 2022, en raison surtout :

- d'une baisse des prix du gaz naturel; contrebalancée en partie par :
- l'utilisation accrue de combustible dans les secteurs Gaz et Transition énergétique.

Les **coûts de conformité liés au carbone** ont totalisé 112 millions de dollars, en hausse de 34 millions de dollars, ou 44 %, par rapport à ceux de 2022, en raison surtout :

- d'une augmentation du prix du carbone par tonne, qui est passé de 50 \$ la tonne en 2022 à 65 \$ la tonne en 2023;
- d'une hausse de la production dans le secteur Gaz; et
- du fait qu'aucun crédit d'émission n'a été utilisé pour régler les obligations liées aux GES comme cela a été fait à l'exercice précédent.

Les **charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration** ont totalisé 539 millions de dollars, en hausse de 18 millions de dollars, ou 3 %, par rapport à celles de 2022, en raison principalement :

- d'une hausse des dépenses visant des initiatives stratégiques de croissance;
- d'une hausse des coûts associés au déménagement des bureaux du siège social de la Société; et
- d'une hausse des coûts attribuable aux pressions inflationnistes.

L'**amortissement** a totalisé 621 millions de dollars, en hausse de 22 millions de dollars, ou 4 %, par rapport à celui de 2022, en raison surtout :

- de la révision de la durée d'utilité de certaines installations; et
- de la mise en service de nouvelles installations.

Les **reprises de dépréciation d'actifs** ont totalisé 48 millions de dollars, en hausse de 57 millions de dollars, par rapport à une imputation pour dépréciation d'actifs en 2022, en raison surtout :

- du fait que les provisions pour frais de démantèlement et de remise en état des actifs mis hors service ont subi l'influence favorable d'un changement dans le calendrier des sorties de fonds attendues, contrebalancé en partie par une baisse des taux d'actualisation, ce qui a entraîné une reprise de dépréciation nette de 34 millions de dollars; et
- d'une reprise de dépréciation de 10 millions de dollars dans le secteur Hydroélectricité en raison de la prolongation d'un contrat et de modifications favorables apportées aux hypothèses sur les prix de l'électricité.

Les **produits d'intérêts** ont totalisé 59 millions de dollars, en hausse de 35 millions de dollars, ou 146 %, par rapport à ceux de 2022, en raison surtout d'une hausse des soldes de trésorerie et des taux d'intérêt favorables.

Le **résultat avant impôts sur le résultat** a totalisé 880 millions de dollars, en hausse de 527 millions de dollars, ou 149 %, par rapport à celui de 2022, en raison des éléments susmentionnés.

La **charge d'impôt sur le résultat** a totalisé 84 millions de dollars, en baisse de 108 millions de dollars, ou 56 %, par rapport à celle de 2022, en raison d'un recouvrement lié à la reprise d'actifs d'impôt différé au Canada décomptabilisés antérieurement et d'une baisse des charges non déductibles liées aux activités aux États-Unis, en partie contrebalancés par une hausse des résultats des activités d'exploitation au Canada.

Le **résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle** a totalisé 101 millions de dollars, en baisse de 10 millions de dollars, ou 9 %, par rapport à celui de 2022, surtout en raison d'une diminution du résultat net de TA Cogen.

BAlIA ajusté – 2024 par rapport à 2023

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, le BAlIA ajusté de la Société s'est établi à 1 253 millions de dollars, comparativement à 1 632 millions de dollars en 2023, en baisse de 379 millions de dollars, ou 23 %. Les principaux facteurs ayant une incidence sur le BAlIA ajusté sont résumés dans le tableau qui suit.

	Exercices clos les 31 déc.
BAlIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2023	1 632
Hydroélectricité : Diminution attribuable surtout à une baisse des prix au comptant de l'électricité et des services auxiliaires sur le marché de l'Alberta, en partie contrebalancée par des primes réalisées supérieures aux prix au comptant de l'électricité, la hausse des produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux en raison de l'augmentation des ventes de crédits d'émission à des tiers et des ventes intersociétés au secteur Gaz, et la hausse des volumes de services auxiliaires attribuable à la demande accrue de l'Alberta Electric System Operator («AESO»)	(143)
Énergie éolienne et énergie solaire : Augmentation principalement attribuable aux nouvelles ventes de crédits d'impôt à la production, à la remise en service des unités du parc éolien de Kent Hills et la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill, le tout en partie contrebalancé par une diminution des prix réalisés de l'électricité sur le marché de l'Alberta et une hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration découlant de l'ajout de nouveaux parcs éoliens	59
Gaz : Diminution attribuable principalement à la baisse des prix de l'électricité sur le marché de l'Alberta et à la plus grande répartition économique en résultant, à une hausse du prix du carbone, à une hausse des coûts liés au carbone et de l'utilisation de combustible aux fins de la production et à la baisse des paiements de capacité, le tout en partie contrebalancé par le volume plus élevé de positions de couverture favorables réglées, l'utilisation des crédits d'émission pour régler une partie de l'obligation liée aux émissions de GES de 2023 et la baisse des prix du gaz naturel	(266)
Transition énergétique : Diminution surtout attribuable à la plus grande répartition économique en raison de la baisse des prix du marché qui a eu une incidence négative sur la production marchande, en partie contrebalancée par la baisse des coûts du combustible et des achats d'électricité	(31)
Commercialisation de l'énergie : Augmentation surtout attribuable à la volatilité favorable du marché et au calendrier des transactions réglées réalisées au cours de l'exercice considéré par rapport à l'exercice précédent et à la baisse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	22
Siège social : Diminution attribuable principalement à l'augmentation des dépenses à l'appui des initiatives stratégiques de croissance	(20)
BAlIA ajusté¹ pour l'exercice clos le 31 décembre 2024	1 253

- 1) Le BAlIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS et pourrait ne pas être comparable à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion. Pour un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat, la mesure IFRS la plus directement comparable, des exercices 2024 et 2023, se reporter aux pages RG74 et RG75.

BAlIA ajusté – 2023 par rapport à 2022

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, le BAlIA ajusté de la Société s'est établi à 1 632 millions de dollars, comparativement à 1 656 millions de dollars en 2022, en baisse de 24 millions de dollars. Les principaux facteurs ayant une incidence sur le BAlIA ajusté sont résumés dans le tableau qui suit.

	Exercices clos les 31 déc.
BAlIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 ¹	1 656
Hydroélectricité : Diminution attribuable surtout à une baisse des volumes des services auxiliaires, à une diminution des prix au comptant de l'électricité et des services auxiliaires sur le marché de l'Alberta et à une baisse de la production découlant d'une disponibilité moindre et de ressources hydriques inférieures à la moyenne, le tout en partie contrebalancé par les profits réalisés tirés de la stratégie de couverture et des ventes d'attributs environnementaux	(90)
Énergie éolienne et énergie solaire : Diminution principalement attribuable à la baisse des produits tirés des attributs environnementaux, à la baisse des prix réalisés de l'électricité en Alberta, à la diminution des ressources éoliennes dans l'ensemble des parcs en exploitation, à la baisse des dommages-intérêts comptabilisés au parc éolien Windrise et à la hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration, le tout en partie contrebalancé par la mise en service du parc éolien Garden Plain et du parc solaire dans le nord de la région de Goldfields, ainsi que par la remise en service partielle des unités du parc éolien de Kent Hills.	(54)
Gaz : Augmentation attribuable surtout à la hausse des prix de l'électricité couverts compensant en partie l'incidence de la baisse des prix au comptant en Alberta, à la baisse des coûts des produits de base liés au gaz naturel et à la hausse de la production, contrebalancées en partie par la baisse des produits tirés de la production thermique, la hausse des prix du carbone, de l'augmentation des coûts liés au carbone et de l'utilisation accrue de combustible liée à la production	172
Transition énergétique : Augmentation attribuable surtout à la hausse de la production découlant de l'accroissement de la disponibilité et du volume des ventes marchandes, contrebalancé en partie par la baisse des prix du marché par rapport à ceux de l'exercice précédent	36
Commercialisation de l'énergie : Diminution attribuable surtout à la baisse du volume de transactions réglées au cours de l'exercice sur les positions de marché par rapport à l'exercice précédent et à l'augmentation des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	(74)
Siège social : Diminution attribuable surtout à l'augmentation des dépenses à l'appui des initiatives stratégiques de croissance et à la hausse des coûts associés au déménagement du siège social de la Société	(14)
BAlIA ajusté² pour l'exercice clos le 31 décembre 2023	1 632

- 1) En 2024, la composition du BAlIA ajusté a été modifiée pour exclure l'incidence des pénalités de la centrale de Brazeau et des provisions connexes. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.
- 2) Le BAlIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS et pourrait ne pas être comparable à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion. Pour un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat, la mesure IFRS la plus directement comparable, des exercices 2023 et 2022, se reporter aux pages RG75 et RG76.

Flux de trésorerie disponibles – 2024 par rapport à 2023

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, les flux de trésorerie disponibles de la Société ont diminué de 321 millions de dollars, ou 36 %, par rapport à ceux de 2023, mais se situaient dans la fourchette supérieure de nos prévisions financières pour l'exercice complet. Les principaux facteurs ayant une incidence sur les flux de trésorerie disponibles sont résumés dans les tableaux qui suivent.

	Exercices clos les 31 déc.
Flux de trésorerie disponibles pour l'exercice clos le 31 décembre 2023	890
Baisse du BAIIA ajusté attribuable aux éléments susmentionnés	(379)
Augmentation de la charge d'impôt exigible attribuable à l'utilisation de l'ensemble des reports prospectifs de pertes autres qu'en capital au Canada en 2023, en partie contrebalancée par une baisse du résultat avant impôts sur le résultat en 2024 par rapport à l'exercice précédent	(93)
Augmentation de la charge d'intérêts nette ¹ attribuable à la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif découlant d'une baisse des activités de construction en 2024 par rapport à 2023 et à la diminution des produits d'intérêts découlant de la baisse des soldes de trésorerie et des taux d'intérêt en 2024 par rapport à l'exercice précédent	(67)
Baisse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales attribuable à la baisse du résultat net de TA Cogen résultant de la diminution des prix marchands sur le marché de l'Alberta et à la cessation du versement de distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de TransAlta Renewables. Le 5 octobre 2023, la Société a acquis la totalité des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables qui n'étaient pas déjà détenues, directement ou indirectement.	183
Hausse des provisions constituées pour l'exercice considéré par rapport à l'exercice précédent, ce qui a entraîné une hausse des flux de trésorerie disponibles	11
Diminution des dépenses d'investissement de maintien attribuable à l'obtention d'un incitatif à la location associé aux bureaux du siège social et à la baisse des travaux d'entretien d'envergure planifiés à nos centrales alimentées au gaz en Alberta et en Australie-Occidentale, le tout en partie contrebalancé par une hausse des travaux d'entretien d'envergure à nos centrales hydroélectriques de l'Alberta	32
Autres éléments sans effet de trésorerie ²	14
Divers ³	(22)
Flux de trésorerie disponibles⁴ pour l'exercice clos le 31 décembre 2024	569

- 1) La charge d'intérêts nette comprend la charge d'intérêts, déduction faite des produits d'intérêts, et exclut les éléments sans effet de trésorerie comme l'amortissement et la désactualisation des coûts de financement.
- 2) Le poste Autres éléments sans effet de trésorerie comprend les incitatifs à la participation au marché de l'Alberta, l'obligation liée au carbone et les passifs sur contrat. Se reporter aux tableaux de la rubrique «Rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.
- 3) Le poste Divers comprend une augmentation de la perte de change réalisée, une hausse des frais de démantèlement et de remise en état réglés, une augmentation des dividendes versés sur actions privilégiées, une diminution des paiements de principal sur les obligations locatives et une baisse des dépenses d'investissement liées à la productivité. Se reporter aux tableaux de la rubrique «Rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.
- 4) Les flux de trésorerie disponibles ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion. Pour un rapprochement avec les flux de trésorerie d'exploitation, la mesure IFRS la plus directement comparable, des exercices 2024 et 2023, se reporter à la page RG61.

Flux de trésorerie disponibles – 2023 par rapport à 2022

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, les flux de trésorerie disponibles de la Société ont diminué de 71 millions de dollars, ou 7 %, par rapport à ceux de 2022 et ont été conformes à nos prévisions financières revues pour l'exercice complet. Les principaux facteurs ayant une incidence sur les flux de trésorerie disponibles sont résumés dans le tableau qui suit.

	Exercices clos les 31 déc.
Flux de trésorerie disponibles pour l'exercice clos le 31 décembre 2022	961
Baisse du BAIIA ajusté attribuable aux éléments susmentionnés	(24)
Augmentation des produits d'intérêts attribuable à la hausse des soldes de trésorerie et aux taux d'intérêt favorables	35
Baisse de la charge d'impôt exigible attribuable à l'utilisation de reports prospectifs de pertes autres qu'en capital auparavant visés par des restrictions pour compenser le résultat imposable	15
Hausse des dépenses d'investissement de maintien attribuable à la hausse des coûts des travaux d'entretien d'envergure planifiés pour les secteurs Hydroélectricité et Gaz, en partie contrebalancée par une diminution des travaux d'entretien d'envergure planifiés dans les secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Transition énergétique	(32)
Hausse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales attribuable au calendrier des distributions versées à TA Cogen, contrebalancé en partie par la baisse des distributions versées à TransAlta Renewables	(36)
Baisse des provisions constituées par rapport à l'exercice précédent, sans qu'aucun règlement notable n'ait été comptabilisé au cours de l'un ou l'autre exercice	(26)
Autres éléments sans effet de trésorerie ¹	11
Divers ²	(14)
Flux de trésorerie disponibles³ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023	890

- 1) Le poste Autres éléments sans effet de trésorerie comprend les incitatifs à la participation au marché de l'Alberta, l'obligation liée au carbone, les passifs sur contrat, le contrat de redevances déficitaire conclu avec le parc solaire SunHills et les pénalités de la centrale de Brazeau. Se reporter aux tableaux de la rubrique «Rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.
- 2) Le poste Divers comprend une augmentation de la perte de change réalisée, une hausse des frais de démantèlement et de remise en état réglés, une augmentation des dividendes versés sur actions privilégiées et une hausse des paiements de principal sur les obligations locatives. Se reporter aux tableaux de la rubrique «Rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.
- 3) Les flux de trésorerie disponibles ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion. Pour un rapprochement avec les flux de trésorerie d'exploitation, la mesure IFRS la plus directement comparable, des exercices 2023 et 2022, se reporter à la page RG61.

Dépenses d'investissement

Dépenses d'investissement de maintien

Nos activités sont caractérisées par un cycle long 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.

Les dépenses d'investissement de maintien de la Société par secteur sont résumées dans le tableau suivant :

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	2022
Hydroélectricité	56	41	35
Énergie éolienne et énergie solaire	20	15	18
Gaz	52	76	41
Transition énergétique	12	15	19
Siège social	2	27	29
Total des dépenses d'investissement de maintien	142	174	142

Le total des dépenses d'investissement de maintien en 2024 a diminué de 32 millions de dollars par rapport à celui de 2023, principalement en raison :

- de l'obtention d'un incitatif à la location associé aux bureaux du siège social de la Société, pris en compte dans le secteur Siège social; et
- d'une baisse des travaux d'entretien d'envergure planifiés à nos centrales alimentées au gaz en Alberta et en Australie-Occidentale; le tout en partie contrebalancé par :
- une hausse des travaux d'entretien d'envergure à nos actifs hydroélectriques en Alberta; et
- une hausse des travaux d'entretien d'envergure dans nos parcs éoliens et solaires.

Le total des dépenses d'investissement de maintien en 2023 a augmenté de 32 millions de dollars par rapport à celui de 2022, principalement en raison :

- d'une hausse des travaux d'entretien d'envergure planifiés à nos actifs hydroélectriques en Alberta;
- d'une hausse des travaux d'entretien d'envergure planifiés à notre centrale de Sarnia, à l'unité 6 de la centrale de Sundance et aux unités 2 et 3 de la centrale de Keephills dans le secteur Gaz; le tout en partie contrebalancé par :
- une diminution des travaux d'entretien d'envergure planifiés dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire en raison surtout d'une baisse du nombre de remplacements de composantes principales; et
- une baisse du nombre d'interruptions planifiées pour travaux d'entretien dans le secteur Transition énergétique.

Dépenses de croissance et de développement

Les dépenses de croissance et de développement sont touchées par le calendrier et la construction des projets du portefeuille de projets de développement. Le tableau suivant présente nos dépenses de croissance et de développement par secteur.

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	2022
Hydroélectricité	9	6	2
Énergie éolienne et énergie solaire	64	673	711
Gaz	59	60	61
Total des dépenses de croissance et de développement	132	739	774

Les dépenses de croissance et de développement ont diminué en 2024 par rapport à celles de 2023 et de 2022, bon nombre des projets de développement ayant été mis en service au premier semestre de 2024. Les parcs éoliens

White Rock East et Horizon Hill ont été mis en service au deuxième trimestre de 2024. Le parc éolien White Rock West et l'expansion du réseau de transport de 132 kV à

Mount Keith ont été mis en service au premier trimestre de 2024.

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

En 2023 et 2022, les dépenses de croissance et de développement engagées ont principalement porté sur :

- le parc éolien Garden Plain, qui a été mis en service en août 2023;
- le parc solaire dans le nord de la région de Goldfields, qui a été mis en service en novembre 2023;
- les parcs éoliens White Rock et Horizon Hill; et
- l'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith.

Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture

Déclaration de la hausse du dividende sur les actions ordinaires

Le conseil d'administration de la Société a approuvé une augmentation annualisée de 0,02 \$ du dividende sur les actions ordinaires, soit une hausse de 8 %, et a déclaré un dividende de 0,065 \$ par action ordinaire payable le 1^{er} juillet 2025 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 1^{er} juin 2025. Le dividende trimestriel de 0,065 \$ par action ordinaire représente un dividende annualisé de 0,26 \$ par action ordinaire.

TransAlta acquiert Heartland Generation auprès d'Energy Capital Partners

Le 4 décembre 2024, la Société a conclu l'acquisition de Heartland Generation Ltd. et de certains membres du groupe (collectivement «Heartland») pour un prix d'acquisition de 542 millions de dollars auprès d'une société membre d'Energy Capital Partners («ECP»), la société mère de Heartland (la «transaction»). Afin de répondre aux exigences du Bureau de la concurrence du gouvernement fédéral, la Société a conclu un consentement avec le commissaire de la concurrence en vertu duquel TransAlta a convenu de se départir des actifs Poplar Hill et Rainbow Lake de Heartland (les «dessaisissements prévus») à la suite de la clôture de la transaction. En tenant compte des dessaisissements prévus, TransAlta et ECP ont consenti au retranchement de 80 millions de dollars du prix d'acquisition initial de la transaction. ECP aura le droit de recevoir le produit de la vente de Poplar Hill et de Rainbow Lake, déduction faite de certains ajustements, après la conclusion des dessaisissements prévus. TransAlta a également perçu un montant supplémentaire de 95 millions de dollars à la clôture de la transaction pour tenir compte de l'avantage économique des activités de Heartland observé du 31 octobre 2023 à la date de clôture de la transaction, selon les modalités de l'accord d'achat d'actions. Le montant net du paiement en espèces versé dans le cadre de la transaction, compte non tenu des ajustements du fonds de roulement, a totalisé 215 millions de dollars et TransAlta l'a

financé en combinant des fonds en caisse et des prélèvements sur ses facilités de crédit.

Compte non tenu des dessaisissements prévus, la transaction se traduit par l'ajout d'une capacité supplémentaire de 1 747 MW (participation nette) provenant de neuf centrales, y compris une centrale de cogénération visée par des contrats et une centrale de production de pointe, une ancienne centrale de production d'énergie thermique alimentée au gaz et une capacité de transport, qui sont toutes essentielles pour assurer la fiabilité sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

Mise sous cocon de l'unité 6 de la centrale de Sundance

Le 4 novembre 2024, la Société a avisé l'AESO qu'elle mettrait sous cocon l'unité 6 de la centrale de Sundance à compter du 1^{er} avril 2025 pour une période maximale de deux ans, selon la conjoncture du marché. TransAlta s'accorde une marge de manœuvre pour remettre en service l'unité mise sous cocon lorsque les données fondamentales du marché le permettront ou des possibilités de conclure des contrats seront garanties. L'unité demeure disponible et pleinement en exploitation pour le premier trimestre de 2025.

Nomination du nouveau chef des finances

Le conseil a nommé Joel Hunter au poste de vice-président directeur, Finances et chef des finances, avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2024.

Contrats de vente de crédits d'impôt à la production

Le 22 février 2024, la Société a conclu des ententes de transfert de 10 ans avec un client noté AA- visant la vente d'environ 80 % des crédits d'impôt à la production qui devraient être générés par les parcs éoliens White Rock et Horizon Hill.

Le 21 juin 2024, la Société a conclu une autre entente de transfert de 10 ans avec un client noté A+ visant la vente de la tranche de 20 % restante des crédits d'impôt à la production attendus.

Le BAIIA annuel moyen qui devrait être généré par ces deux contrats s'élève à environ 78 millions de dollars (57 millions de dollars américains).

Offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités («OPRA»)

TransAlta demeure déterminée à accroître le rendement pour les actionnaires au moyen d'une répartition appropriée du capital, comme des rachats d'actions et son dividende trimestriel. Au premier trimestre de 2024, la Société a annoncé un programme amélioré de rachat d'actions ordinaires pour 2024 visant la répartition d'un montant maximal de 150 millions de dollars, afin de remettre aux actionnaires jusqu'à 42 % des flux de trésorerie disponibles prévus pour 2024 sous forme de rachats d'actions et de dividendes.

Le 27 mai 2024, la Société a annoncé avoir reçu l'approbation de la Bourse de Toronto visant le rachat d'au plus 14 millions d'actions ordinaires au cours de la période de 12 mois commencée le 31 mai 2024 et qui se terminera le 31 mai 2025. Les actions ordinaires rachetées dans le cadre de l'OPRA seront annulées.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, la Société a racheté et annulé un total de 13 467 400 actions ordinaires à un prix moyen de 10,59 \$ par action ordinaire, pour un coût total de 143 millions \$, y compris l'impôt.

Mise en service du parc éolien Horizon Hill

Le 21 mai 2024, le parc éolien Horizon Hill de 202 MW a été mis en service. Situé dans le comté de Logan, en Oklahoma, le parc éolien est entièrement visé par des contrats conclus avec Meta Platforms Inc. visant l'enlèvement de la totalité de la production.

Mise en service des parcs éoliens White Rock

Le 1^{er} janvier 2024, le parc éolien White Rock West de 100 MW a été mis en service. Le 22 avril 2024, ce fut au tour du parc éolien White Rock East de 202 MW d'être mis en service. Situés dans le comté de Caddo, en Oklahoma, les parcs éoliens sont visés par deux CAÉ à long terme conclus avec Amazon Energy LLC visant l'enlèvement de la totalité de la production de ces parcs éoliens.

Achèvement de l'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith

Le projet d'expansion de 132 kV à Mount Keith a été achevé au premier trimestre de 2024. L'expansion a été aménagée en vertu du CAÉ existant avec BHP Nickel West («BHP»), en vigueur jusqu'au 31 décembre 2038. L'expansion facilitera la connexion d'une capacité de production supplémentaire au réseau de transport afin de soutenir les activités de BHP.

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

Exercices clos les 31 décembre	BAIIA ajusté ¹		
	2024	2023	2022 ²
Hydroélectricité	316	459	549
Énergie éolienne et énergie solaire	316	257	311
Gaz	535	801	629
Transition énergétique	91	122	86
Commercialisation de l'énergie	131	109	183
Siège social	(136)	(116)	(102)
Total du BAIIA ajusté¹	1 253	1 632	1 656
Résultat avant impôts sur le résultat	319	880	353

1) Cet élément n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS et pourrait ne pas être comparable aux mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

2) En 2024, la composition du BAIIA ajusté a été modifiée pour exclure l'incidence des pénalités de la centrale de Brazeau et des provisions connexes. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

2024 par rapport à 2023

Le résultat avant impôts sur le résultat pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 a diminué de 561 millions de dollars, ou 64 %, comparativement à celui de 2023, en raison surtout :

- des facteurs expliquant la baisse du BAIIA ajusté susmentionnés;
- de l'augmentation des imputations pour dépréciation d'actifs liée à une hausse de la provision pour frais de démantèlement d'actifs mis hors service, attribuable à une baisse des taux d'actualisation et aux révisions des frais de démantèlement estimatifs, et à une hausse des imputations pour dépréciation d'actifs relatives à des projets de développement qui ne sont plus en cours;
- de la baisse des profits latents liés à la réévaluation à la valeur de marché et des profits réalisés sur les positions de change dénouées dans le secteur Commercialisation de l'énergie, du fait principalement de la volatilité des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Amérique du Nord;
- de la hausse des pertes latentes liées à la réévaluation à la valeur de marché comptabilisée dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire principalement liée aux ventes d'énergie éolienne à long terme se rapportant aux centrales situées en Oklahoma;
- de l'augmentation de la charge d'intérêts découlant de la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif en 2024 attribuable à la diminution des activités de construction en 2024 par rapport à 2023;
- de la baisse des paiements de capacité de Southern Cross Energy, en Australie-Occidentale, en 2024, du fait de la fin planifiée le 31 décembre 2023 des frais liés à la demande de puissance en vertu du contrat avec le client, en partie compensée par le début des paiements de capacité pour l'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith en mars 2024;
- des coûts de transaction et de restructuration liés à l'acquisition de Heartland;
- de la diminution des produits d'intérêts attribuable à la baisse des soldes de trésorerie et des taux d'intérêt en 2024;
- de la hausse des dépenses liées aux travaux de planification et de conception de la mise à niveau prévue de notre progiciel de gestion intégré; et
- des pénalités imposées par l'administrateur de la surveillance du marché de l'Alberta pour les signalements automatiques en lien avec les services auxiliaires hydroélectriques fournis en 2021 et 2022; le tout en partie contrebalancé par :
- la diminution de l'amortissement par rapport à celui de 2023 qui s'explique par les révisions de la durée d'utilité de certaines centrales effectuées au cours de la période précédente et de la période considérée, en partie contrebalancées par la mise en service de nouvelles centrales au cours de l'exercice et de la remise en service des unités du parc éolien de Kent Hills;

- la hausse des profits latents liés à la réévaluation à la valeur de marché comptabilisée dans le secteur Transition énergétique principalement attribuable aux variations favorables des prix à terme; et
- la hausse des autres produits d'exploitation, montant net, attribuable surtout au remboursement des frais de démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance.

2023 par rapport à 2022

Le résultat avant impôts sur le résultat pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 a augmenté de 527 millions de dollars, ou 149 %, comparativement à celui de 2022, en raison surtout :

- de la hausse des profits latents liés à la réévaluation à la valeur de marché dans le secteur Gaz principalement attribuable à la hausse des couvertures des prix de l'électricité;
- de la hausse des profits latents liés à la réévaluation à la valeur de marché dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire se rapportant principalement aux parcs éoliens Garden Plain et Big Level, en partie compensée par des pertes latentes liées à la réévaluation à la valeur de marché se rapportant aux centrales situées en Oklahoma;
- de la hausse des pertes réalisées liées à la réévaluation à la valeur de marché sur les positions de change dénouées

dans le secteur Commercialisation de l'énergie, du fait principalement de la volatilité des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Amérique du Nord;

- de l'augmentation des reprises de dépréciation d'actifs dans les secteurs Hydroélectricité et Énergie éolienne et énergie solaire attribuable à des modifications favorables apportées aux hypothèses sur les prix de l'électricité et aux prolongations de contrats, en partie compensée par une variation des provisions pour frais de démantèlement et de remise en état d'actifs mis hors service découlant d'un changement dans le calendrier des sorties de fonds attendues et des révisions des taux d'actualisation; et
- de l'augmentation des produits d'intérêts attribuable à la hausse des soldes de trésorerie et aux taux d'intérêt favorables; le tout contrebalancé par :
- la baisse du BAIIA ajusté (comme il est décrit ci-dessus);
- la diminution du profit à la vente d'actifs en 2023. En 2022, la Société a conclu la vente de deux centrales hydroélectriques et a vendu de l'équipement du secteur Transition énergétique; et
- l'augmentation de l'amortissement découlant de révisions de la durée d'utilité de certaines centrales et de la mise en service de nouvelles centrales.

Hydroélectricité

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	Variation		2022 ⁷	Variation	
Capacité installée brute (MW)	922	922	—	— %	922	—	— %
Production moyenne à long terme (GWh)	2 015	2 015	—	— %	2 015	—	— %
Disponibilité (%)	90,7	90,8	(0,1)	— %	96,7	(5,9)	(6) %
Production							
Production visée par des contrats (GWh)	281	277	4	1 %	323	(46)	(14) %
Production marchande (GWh)	1 442	1 492	(50)	(3) %	1 665	(173)	(10) %
Total de la production d'énergie (GWh)	1 723	1 769	(46)	(3) %	1 988	(219)	(11) %
Volumes des services auxiliaires (GWh)¹	2 951	2 582	369	14 %	3 124	(542)	(17) %
Produits des actifs hydroélectriques en Alberta ^{2, 3}	144	291	(147)	(51) %	328	(37)	(11) %
Produits des autres actifs hydroélectriques et autres produits des activités ordinaires ^{2, 4}	49	51	(2)	(4) %	42	9	21 %
Produits des actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires	136	173	(37)	(21) %	256	(83)	(32) %
Produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux	61	14	47	336 %	1	13	1 300 %
Produits des activités ordinaires ajustés⁵	390	529	(139)	(26) %	627	(98)	(16) %
Coûts du combustible et des achats d'électricité	16	19	(3)	(16) %	22	(3)	(14) %
Marge brute ajustée⁶	374	510	(136)	(27) %	605	(95)	(16) %
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées ⁵	55	48	7	15 %	53	(5)	(9) %
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	3	—	— %	3	—	— %
BAlIA ajusté⁶	316	459	(143)	(31) %	549	(90)	(16) %
Informations complémentaires :							
Produits des activités ordinaires bruts par MWh							
Actifs hydroélectriques en Alberta – Énergie (\$/MWh) ^{2, 3}	100	195	(95)	(49) %	197	(2)	(1) %
Actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires (\$/MWh) ¹	46	67	(21)	(31) %	76	(9)	(12) %

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

2) 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, en Ontario et en Alberta (à l'exception des actifs hydroélectriques en Alberta).

3) Les produits des actifs hydroélectriques en Alberta comprennent les produits tirés de swaps et de couvertures à terme.

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

6) Le BAlIA ajusté et la marge brute ajustée ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

7) En 2024, la composition du BAlIA ajusté a été modifiée pour exclure l'incidence des pénalités de la centrale de Brazeau et des provisions connexes. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

2024 par rapport à 2023

Les produits des activités ordinaires ajustés pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 ont diminué par rapport à ceux de 2023, en raison surtout :

- d'une baisse des prix au comptant de l'électricité et des prix des services auxiliaires sur le marché albertain; contrebalancée en partie par :
- les primes réalisées supérieures au prix au comptant de l'électricité et les apports positifs liés aux opérations de couverture;
- la hausse des produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux en raison de l'accroissement des ventes de crédits d'émission à des tiers et des ventes intersociétés au secteur Gaz; et
- la hausse des volumes de services auxiliaires attribuable à la demande accrue de l'AESO.

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 a diminué par rapport à celui de 2023, du fait principalement de la baisse des produits des activités ordinaires ajustés attribuable aux facteurs susmentionnés.

Pour plus de précisions sur les conditions du marché et les prix en Alberta, se reporter à la rubrique «Optimisation du portefeuille de centrales en Alberta» du présent rapport de gestion.

2023 par rapport à 2022

Les produits des activités ordinaires ajustés pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 ont diminué par rapport à ceux de 2022, en raison surtout :

- d'une baisse des volumes de services auxiliaires attribuable à la diminution des volumes exigés par l'AESO, à la suite de sa décision de réduire le volume cumulé des importations en Alberta;
- d'une baisse des prix au comptant de l'électricité et des prix des services auxiliaires sur le marché albertain; et
- d'une baisse de la production attribuable à une diminution de la disponibilité découlant des interruptions planifiées à nos actifs hydroélectriques en Alberta et de ressources hydriques inférieures à la moyenne; le tout en partie contrebalancé par :
- les profits réalisés tirés de la stratégie de couverture des actifs hydroélectriques en Alberta; et
- les ventes d'attributs environnementaux découlant d'une augmentation des ventes de crédits d'émission.

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 a diminué par rapport à celui de 2022, du fait principalement de la baisse des produits des activités ordinaires ajustés attribuable aux facteurs susmentionnés.

Énergie éolienne et énergie solaire

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	Variation		2022	Variation	
Capacité installée brute (MW)¹	2 587	2 084	503	24 %	1 906	178	9 %
Production moyenne à long terme (GWh)	6 876	5 127	1 749	34 %	4 950	177	4 %
Disponibilité (%)	93,4	86,9	6,5	7 %	83,8	3,1	4 %
Production							
Production visée par des contrats (GWh)	4 720	3 095	1 625	53 %	3 182	(87)	(3) %
Production marchande (GWh)	1 229	1 148	81	7 %	1 066	82	8 %
Total de la production (GWh)	5 949	4 243	1 706	40 %	4 248	(5)	— %
Produits des activités ordinaires	372	347	25	7 %	357	(10)	(3) %
Produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux	77	26	51	196 %	50	(24)	(48) %
Produits des activités ordinaires ajustés²	449	373	76	20 %	407	(34)	(8) %
Coûts du combustible et des achats d'électricité	30	30	—	— %	31	(1)	(3) %
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	—	— %	1	(1)	(100) %
Marge brute ajustée³	419	343	76	22 %	375	(32)	(9) %
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées ²	97	80	17	21 %	68	12	18 %
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	16	12	4	33 %	12	—	— %
Autres produits d'exploitation, montant net	(10)	(6)	(4)	67 %	(16)	10	(63) %
BAIIA ajusté³	316	257	59	23 %	311	(54)	(17) %

1) La capacité installée brute et la disponibilité pour 2024 comprennent le parc éolien White Rock West de 100 MW et le parc éolien White Rock East de 202 MW qui ont été mis en service respectivement en janvier et en avril 2024, et le parc éolien Horizon Hill de 202 MW qui a été mis en service en mai 2024. L'enlèvement d'une tour au parc éolien de Sinnott en 2025 a réduit la capacité installée brute de 1 MW. La capacité installée brute et la disponibilité pour 2024 et 2023 comprennent le parc éolien Garden Plain d'une puissance de 130 MW qui a été mis en service en août 2023 et les centrales solaires de 48 MW dans le nord de la région de Goldfields qui ont été mises en service en novembre 2023.

2) Pour plus de précisions sur les ajustements des produits des activités ordinaires 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. Le placement dans le parc éolien Skookumchuck a été inclus au prorata dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire.

3) Le BAIIA ajusté et la marge brute ajustée ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

2024 par rapport à 2023

Les produits des activités ordinaires ajustés pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 ont augmenté par rapport à ceux de 2023, en raison surtout :

- de la hausse des produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux provenant de la vente de crédits d'impôt à la production des parcs éoliens Horizon Hill, White Rock West et White Rock East à des contreparties américaines imposables;
- d'une hausse de la production attribuable à la remise en service des unités du parc éolien de Kent Hills; et
- de la mise en service des parcs éoliens Horizon Hill, White Rock West et White Rock East; le tout en partie contrebalancé par :
- une baisse des prix réalisés de l'électricité sur le marché de l'Alberta.

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 a augmenté par rapport à celui de 2023, en raison surtout :

- de la hausse des produits des activités ordinaires ajustés attribuable aux facteurs susmentionnés; en partie contrebalancée par :
- une hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration, du fait essentiellement de l'ajout de nouveaux parcs éoliens.

2023 par rapport à 2022

Les produits des activités ordinaires ajustés pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 ont diminué par rapport à ceux de 2022, en raison surtout :

- d'une baisse des produits tirés des attributs environnementaux découlant d'une réduction des ventes de crédits compensatoires et de crédits d'émission;
- d'une baisse des prix réalisés de l'électricité en Alberta; et
- de ressources éoliennes plus faibles que les moyennes à long terme dans l'ensemble des parcs en exploitation; le tout en partie contrebalancé par :
- la mise en service du parc éolien Garden Plain et du parc solaire dans le nord de la région de Goldfields respectivement aux troisième et quatrième trimestres; et
- la remise en service partielle des unités du parc éolien de Kent Hills.

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 a diminué par rapport à celui de la période correspondante de 2022, en raison surtout :

- d'une baisse des produits des activités ordinaires ajustés attribuable aux facteurs susmentionnés;
- d'une augmentation des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration attribuable à la hausse des salaires, aux coûts d'assurance plus élevés et à l'augmentation des coûts afférents aux ententes de service à long terme; et
- de la diminution des dommages-intérêts prédéterminés comptabilisés au parc éolien Windrise.

Gaz

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	Variation		2022	Variation	
Capacité installée brute (MW)¹	4 834	3 084	1 750	57 %	3 084	—	— %
Disponibilité (%)	92,2	91,6	0,6	1 %	94,6	(3,0)	(3) %
Production							
Volume des ventes contractuelles (GWh)	6 874	4 322	2 552	59 %	3 806	516	14 %
Volume des ventes marchandes (GWh)	6 576	7 889	(1 313)	(17) %	7 927	(38)	— %
Achats d'électricité (GWh) ²	(1 133)	(338)	(795)	235 %	(285)	(53)	19 %
Total de la production (GWh)	12 317	11 873	444	4 %	11 448	425	4 %
Produits des activités ordinaires ajustés³	1 321	1 525	(204)	(13) %	1 521	4	— %
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés ³	470	449	21	5 %	637	(188)	(30) %
Coûts de conformité liés au carbone	145	112	33	29 %	83	29	35 %
Marge brute ajustée⁴	706	964	(258)	(27) %	801	163	20 %
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	198	192	6	3 %	195	(3)	(2) %
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	13	11	2	18 %	15	(4)	(27) %
Autres produits d'exploitation, montant net	(40)	(40)	—	— %	(38)	(2)	5 %
BAIIA ajusté⁴	535	801	(266)	(33) %	629	172	27 %

1) La capacité installée brute et la disponibilité pour 2024 comprennent les centrales alimentées au gaz de Heartland de 1 747 MW et ne tiennent pas compte des dessaisissements prévus. Se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture». La capacité installée brute de l'unité 3 de la centrale de Keephills a été ajustée de 3 MW en 2024 en raison d'une baisse de la capacité de charge du matériel.

2) L'électricité nécessaire pour satisfaire aux obligations contractuelles pendant les interruptions planifiées et non planifiées est comprise dans les achats d'électricité.

3) Pour plus de précisions sur les ajustements des produits des activités ordinaires et des coûts du combustible et des achats d'électricité 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.

4) Le BAIIA ajusté et la marge brute ajustée ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

2024 par rapport à 2023

Globalement, le rendement du portefeuille de centrales alimentées au gaz était conforme aux attentes de la direction pour le secteur.

Les produits des activités ordinaires ajustés pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 ont diminué par rapport à ceux de 2023, en raison surtout :

- d'une baisse des prix de l'électricité sur le marché de l'Alberta;
- d'une optimisation accrue de la répartition dans notre portefeuille de centrales alimentées au gaz en Alberta qui s'explique par la baisse des prix de l'électricité; et
- de la baisse des paiements de capacité de Southern Cross Energy, en Australie-Occidentale, en 2024, du fait de la fin planifiée le 31 décembre 2023 des frais liés à la demande de puissance en vertu du contrat avec le client, en partie compensée par le début des paiements de capacité pour l'expansion du réseau de transport de 132 kV à

Mount Keith en mars 2024; le tout contrebalancé en partie par :

- un plus grand volume de positions de couverture favorables réglées, ce qui a généré des apports positifs par rapport aux prix au comptant établis en Alberta.

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 a diminué par rapport à celui de 2023, en raison surtout :

- de la baisse des produits des activités ordinaires ajustés attribuable aux facteurs susmentionnés;
- d'une augmentation du prix du carbone, qui est passé de 65 \$ la tonne à 80 \$ la tonne, ce qui a eu une incidence sur la marge brute de nos centrales canadiennes alimentées au gaz; et
- d'une hausse des coûts liés au carbone et de l'utilisation du combustible liée à la production; le tout en partie contrebalancé par :

- l'utilisation de crédits d'émission pour régler une partie de l'obligation liée aux émissions de GES de 2023; et
- une baisse des prix du gaz naturel.

2023 par rapport à 2022

Les produits des activités ordinaires ajustés pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 ont augmenté par rapport à ceux de 2022, en raison surtout :

- de la hausse de la production liée à la disponibilité du portefeuille de centrales durant les périodes de pénurie d'approvisionnement et de tarification de pointe; et
- de la hausse des couvertures des prix de l'électricité, compensant en partie l'incidence de la baisse des prix au comptant en Alberta; en partie contrebalancées par :
- la baisse des produits tirés de l'énergie thermique attribuable à la baisse des produits tirés de la production de vapeur à la centrale de Sarnia par rapport à 2022.

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 a augmenté par rapport à celui de 2022, en raison surtout :

- de la baisse des coûts des produits de base liés au gaz naturel dans les centrales alimentées au gaz en Alberta; et
- de la hausse des produits des activités ordinaires ajustés attribuable aux facteurs susmentionnés; en partie contrebalancées par :
- une hausse des coûts liés au carbone et de l'utilisation du combustible liée à la production et à l'utilisation de crédits d'émission pour régler une partie de l'obligation liée aux émissions de GES en 2022; et
- une augmentation du prix du carbone, qui est passé de 50 \$ la tonne à 65 \$ la tonne, ce qui a eu une incidence sur nos centrales canadiennes alimentées au gaz.

Transition énergétique

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	Variation		2022	Variation	
Capacité installée brute (MW)	671	671	—	— %	671	—	— %
Disponibilité (%)	80,0	79,8	0,2	— %	77,2	2,6	3 %
Production							
Volume des ventes contractuelles (GWh)	3 338	3 329	9	— %	3 329	—	— %
Volume des ventes marchandes (GWh)	3 201	4 417	(1 216)	(28) %	3 951	466	12 %
Achats d'électricité (GWh) ¹	(3 717)	(3 602)	(115)	3 %	(3 706)	104	(3) %
Total de la production (GWh)	2 822	4 144	(1 322)	(32) %	3 574	570	16 %
Produits des activités ordinaires ajustés²							
Coûts du combustible et des achats d'électricité	418	557	(139)	(25) %	566	(9)	(2) %
Coûts de conformité liés au carbone	1	—	1	— %	(1)	1	(100) %
Marge brute ajustée³	163	189	(26)	(14) %	159	30	19 %
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	69	64	5	8 %	69	(5)	(7) %
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	3	—	— %	4	(1)	(25) %
BAIIA ajusté³	91	122	(31)	(25) %	86	36	42 %
Informations complémentaires :							
Dépenses de remise en état de la mine de Highvale	11	15	(4)	(27) %	12	3	25 %
Dépenses de remise en état de la mine de Centralia	16	13	3	23 %	16	(3)	(19) %

1) Toute l'électricité produite par la centrale de Centralia est vendue par le secteur Commercialisation de l'énergie aux fins de la livraison physique sur le marché, ce qui correspond au volume des ventes marchandes. L'électricité nécessaire pour satisfaire aux obligations contractuelles est comprise dans les achats d'électricité. Le total de la production de la centrale comprend le résultat net du volume des ventes marchandes et des achats d'électricité.

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 présent rapport de gestion.

3) Le BAIIA ajusté et la marge brute ajustée ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

2024 par rapport à 2023

Les produits des activités ordinaires ajustés pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 ont diminué par rapport à ceux de 2023, du fait essentiellement de la plus grande répartition économique en raison de la baisse des prix du marché, qui a eu une incidence négative sur la production marchande.

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 a diminué par rapport à celui de 2023, en raison surtout :

- d'une baisse des produits des activités ordinaires attribuable aux facteurs susmentionnés, contrebalancée en partie par :
- la diminution des coûts du combustible et des achats d'électricité en raison de la baisse des prix des achats d'électricité et des volumes de production dans la région du Mid-Columbia.

Les dépenses de remise en état des mines pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 ont été comparables à celles de 2023.

2023 par rapport à 2022

Les produits des activités ordinaires ajustés pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 ont augmenté par rapport à ceux de 2022, en raison surtout :

- d'une hausse de la production découlant d'une disponibilité accrue attribuable au nombre moins élevé d'interruptions planifiées et non planifiées à l'unité 2 de la centrale de Centralia; et
- d'une moins grande répartition économique qui a entraîné une hausse du volume des ventes marchandes; le tout en partie contrebalancé par :
- une baisse des prix du marché.

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 a augmenté par rapport à celui de 2022, en raison surtout :

- d'une hausse des produits des activités ordinaires attribuable aux facteurs susmentionnés;
- de la baisse des coûts des achats d'électricité attribuable à la baisse des prix et à la hausse des volumes de production; et

- de la baisse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration attribuable à la mise hors service de l'unité 4 de la centrale de Sundance au premier trimestre de 2022.

Les dépenses de remise en état des mines pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 ont été comparables à celles de 2022.

Commercialisation de l'énergie

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	Variation		2022	Variation	
Produits des activités ordinaires ajustés ¹	167	152	15	10 %	218	(66)	(30) %
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	36	43	(7)	(16) %	35	8	23 %
BAIIA ajusté²	131	109	22	20 %	183	(74)	(40) %

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.

2) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS et pourrait ne pas être comparable à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

2024 par rapport à 2023

Les produits des activités ordinaires ajustés et le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 ont augmenté par rapport à ceux de 2023, ce qui s'explique principalement par la volatilité favorable à l'échelle des marchés de l'électricité et du gaz naturel nord-américains et la hausse du volume de transactions réglées réalisées en 2024 comparativement à l'exercice précédent, en raison surtout :

- du fait que la Société a été en mesure de tirer parti de la volatilité de la négociation de l'électricité et du gaz dans le cadre de contrats prévoyant la livraison et de contrats financiers à l'échelle des marchés déréglementés nord-américains, tout en conservant le profil de risque global de l'unité fonctionnelle; et
- de la diminution des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration attribuable surtout à la baisse des incitatifs liés aux produits des activités ordinaires avant les ajustements par rapport à l'exercice précédent.

2023 par rapport à 2022

Les produits des activités ordinaires ajustés et le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 ont diminué par rapport à ceux de 2022, ce qui est conforme aux attentes de la direction, et ces diminutions par rapport à l'exercice précédent sont attribuables surtout :

- à une baisse des transactions réglées réalisées au cours de l'exercice sur les positions de marché par rapport à l'exercice précédent; et
- à une augmentation des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration du fait essentiellement de la hausse des incitatifs liés aux produits des activités ordinaires avant les ajustements.

Siège social

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	Variation		2022	Variation	
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées ¹	135	115	20	17 %	101	14	14 %
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	—	— %	1	—	— %
BAlIA ajusté²	(136)	(116)	(20)	17 %	(102)	(14)	14 %

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

2) Le BAlIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS et pourrait ne pas être comparable à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

2024 par rapport à 2023

Le BAlIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 a diminué par rapport à celui de 2023, ce qui s'explique essentiellement par l'augmentation des dépenses à l'appui des initiatives stratégiques de croissance liées aux projets de croissance en phase de démarrage.

2023 par rapport à 2022

Le BAlIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 a diminué par rapport à celui de 2022, en raison surtout :

- de l'augmentation des dépenses à l'appui des initiatives stratégiques de croissance;
- d'une hausse des coûts associés au déménagement des bureaux du siège social de la Société; et
- d'une hausse des coûts attribuable aux pressions inflationnistes.

Rendement par secteur et informations géographiques complémentaires

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

Exercice clos le 31 déc. 2024	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Alberta	307	51	340	(10)	131	(136)	683
Canada, sans l'Alberta	9	122	91	—	—	—	222
États-Unis	—	135	12	101	—	—	248
Australie-Occidentale	—	8	92	—	—	—	100
BAIIA ajusté¹	316	316	535	91	131	(136)	1 253
Résultat avant impôts sur le résultat							319

Exercice clos le 31 déc. 2023	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Alberta	451	77	571	(10)	109	(116)	1 082
Canada, sans l'Alberta	8	95	89	—	—	—	192
États-Unis	—	84	10	132	—	—	226
Australie-Occidentale	—	1	131	—	—	—	132
BAIIA ajusté¹	459	257	801	122	109	(116)	1 632
Résultat avant impôts sur le résultat							880

1) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS et pourrait ne pas être comparable à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Optimisation du portefeuille de centrales en Alberta

Notre exposition marchande se situe principalement en Alberta, où 58 % de notre capacité est située, et dont 77 % peut être utilisée sur le marché de la production marchande. Notre portefeuille d'actifs comprend des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens, une centrale de stockage par batteries et des centrales au gaz naturel.

L'acquisition de Heartland renforce et diversifie davantage le portefeuille concurrentiel de TransAlta dans le secteur de l'électricité hautement dynamique et évolutif en Alberta, par l'ajout d'une capacité de cogénération visée par des contrats de 507 MW, d'une capacité de production de pointe marchande visée par des contrats de 387 MW, d'une capacité de production thermique alimentée au gaz naturel de 950 MW, d'une capacité de transport et d'un portefeuille de projets en développement. Grâce à la croissance rapide de certaines centrales de Heartland, nous serons dans une position idéale pour tirer parti de la volatilité prévue des prix et fournir une capacité de pointe dans les périodes de demande plus élevée sur le marché de l'Alberta. Se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture».

La capacité de production en Alberta est soumise aux forces du marché. 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'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.

L'optimisation du rendement du portefeuille sur le marché marchand de l'Alberta est favorisée par la diversité des

types de sources d'énergie, ce qui facilite la gestion du portefeuille. Cela nous fournit également des capacités qui peuvent être monétisées sous forme de production d'énergie ou de services auxiliaires. Une partie importante de la capacité de production du portefeuille a été couverte de façon à garantir davantage les flux de trésorerie. La stratégie de couverture de la Société comprend le maintien d'une base importante de clients commerciaux et industriels et est assortie de couvertures financières.

Pendant les périodes de faibles prix du marché, la Société peut choisir de ne pas produire d'électricité à partir de ses centrales thermiques et de monétiser ses positions de couverture ou de contrat, faisant en sorte que la variation des produits des activités ordinaires ne soit pas liée à la variation de la production. En 2024, il y a eu des périodes de faibles prix du marché, et la Société a choisi de ne pas produire d'électricité à partir de ses centrales thermiques. Par conséquent, la production d'électricité thermique vendue dans le cadre de contrats commerciaux et industriels et de couvertures financières dépassait la production marchande réelle.

Le portefeuille de centrales hydroélectriques de l'Alberta offre des services auxiliaires et des produits de fiabilité du réseau, comme un service de redémarrage à froid en cas de panne généralisée dans la province et des mesures d'atténuation de la sécheresse par une régulation systématique du débit des rivières.

Nos portefeuilles de centrales hydroélectriques et de parcs éoliens en Alberta offrent un flux constant de crédits environnementaux. La Société vend ces crédits à des tiers et effectue des ventes intersociétés au secteur Gaz.

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

Exercices clos les 31 déc.	2024					2023					2022				
	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz ⁴	Transition énergétique	Total	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total
Capacité installée brute (MW)	834	764	3 650	—	5 248	834	766	1 960	—	3 560	834	636	1 960	—	3 430
Total de la production ¹ (GWh)	1 443	1 981	8 385	—	11 809	1 492	1 907	8 360	—	11 759	1 665	1 686	8 106	19	11 476
Production visée par des contrats (GWh)	—	928	2 566	—	3 494	—	774	861	—	1 635	—	620	526	—	1 146
Production marchande (GWh)	1 443	1 053	5 819	—	8 315	1 492	1 133	7 499	—	10 124	1 665	1 066	7 580	19	10 330
Achats d'électricité (GWh)	—	—	(918)	—	(918)	—	—	(150)	—	(150)	—	—	(197)	—	(197)
Production visée par des couvertures (GWh)	558	136	8 386	—	9 080	378	221	7 173	—	7 550	—	—	7 228	—	7 228
Production visée par des contrats ou couverte (%)	39 %	54 %	131 %	— %	106 %	25 %	41 %	96 %	— %	78 %	— %	37 %	96 %	— %	73 %
Production visée par des couvertures en pourcentage de la capacité installée brute (%)	8 %	2 %	26 %	— %	20 %	5 %	3 %	42 %	— %	24 %	— %	— %	42 %	— %	24 %
Produits des activités ordinaires ^{2, 3, 5} (\$)	370	105	887	5	1 367	509	130	1 083	5	1 727	602	155	989	6	1 752
Combustible (\$)	6	11	297	1	315	8	17	307	—	332	10	17	419	5	451
Achats d'électricité (\$)	7	3	60	—	70	9	3	29	—	41	8	4	23	—	35
Coût de conformité lié au carbone ³ (\$)	—	—	125	1	126	—	—	106	—	106	—	1	70	(1)	70
Marge brute ⁵ (\$)	357	91	405	3	856	492	110	641	5	1 248	584	133	477	2	1 196

- 1) Le total de la production inclut la production visée par des contrats et la production marchande.
- 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 pour inclure les profits et pertes réalisés sur les positions de change dénouées.
- 3) Les ventes intersociétés de crédits d'émission du secteur Hydroélectricité au secteur Gaz ont été éliminées à la consolidation dans le secteur Siège social. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.
- 4) La capacité installée brute des centrales en Alberta pour 2024 comprend une capacité de 1 687 MW provenant de l'acquisition de Heartland et ne tient pas compte de la production des dessaisissements prévus. Se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture».
- 5) En 2024, la composition du BAIIA ajusté a été modifiée pour exclure l'incidence des pénalités de la centrale de Brazeau et des provisions connexes. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

2024 par rapport à 2023

La production totale du portefeuille de l'Alberta pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 s'est élevée à 11 809 GWh, comparativement à 11 759 GWh en 2023. L'augmentation de 50 GWh, ou 0,4 %, est principalement attribuable aux facteurs suivants :

- la hausse de la production dans le secteur Gaz liée à l'ajout de centrales alimentées au gaz découlant de l'acquisition de Heartland; et
- une année complète de production tributaire de l'ajout du parc éolien Garden Plain, mis en service en août 2023; le tout en partie contrebalancé par :
- l'optimisation accrue de la répartition dans le secteur Gaz; et
- une diminution de la production des actifs hydroélectriques en Alberta découlant de la baisse des ressources hydriques par rapport à l'exercice précédent.

La production couverte pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 a augmenté par rapport à celle de 2023. En prévision du risque de la baisse des prix en 2024, la Société a déployé une stratégie défensive visant à augmenter les couvertures financières du portefeuille d'actifs marchands à des marges avantageuses. Les profits et les pertes réalisés sur les couvertures financières sont inclus dans les Produits des activités ordinaires présentés dans le tableau ci-dessus.

La marge brute du portefeuille de centrales en Alberta pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 s'est établie à 856 millions de dollars, comparativement à 1 248 millions de dollars en 2023. La diminution de 392 millions de dollars, ou 31 %, est principalement attribuable aux facteurs suivants :

- l'incidence de la baisse des prix au comptant de l'électricité sur le marché albertain et de la baisse des prix des services auxiliaires des centrales hydroélectriques;
- l'optimisation accrue de la répartition dans le secteur Gaz qui s'explique par la baisse des prix de l'électricité; et
- l'augmentation du prix du carbone par tonne, qui est passé de 65 \$ la tonne en 2023 à 80 \$ la tonne en 2024; le tout en partie contrebalancé par :
- la hausse des profits réalisés sur les couvertures financières réglées au cours de la période;
- la hausse des produits tirés des attributs fiscaux et environnementaux en raison de l'accroissement des ventes de crédits d'émission à des tiers et des ventes intersociétés du secteur Hydroélectricité au secteur Gaz;

- l'utilisation de crédits d'émission dans le secteur Gaz en 2024 pour régler une partie de l'obligation liée aux émissions de GES de 2023;
- la hausse des volumes de services auxiliaires des centrales hydroélectriques attribuable à la demande accrue de l'AESO; et
- une baisse des prix du gaz naturel.

2023 par rapport à 2022

La production totale pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 s'est élevée à 11 759 GWh, comparativement à 11 476 GWh en 2022. L'augmentation de 283 GWh, ou 2 %, est principalement attribuable aux facteurs suivants :

- la mise en service du parc éolien Garden Plain au troisième trimestre de 2023; et
- la hausse de la production de nos centrales alimentées au gaz découlant des solides conditions du marché au premier semestre de 2023; en partie contrebalancées par :
- une baisse des ressources hydriques dans les actifs hydroélectriques en Alberta.

La production couverte pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 a augmenté par rapport à celle de 2022, en raison surtout de la possibilité d'obtenir des marges supplémentaires grâce à des couvertures stratégiques pour les actifs hydroélectriques.

La marge brute du portefeuille de centrales en Alberta pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 s'est établie à 1 248 millions de dollars, comparativement à 1 196 millions de dollars en 2022. L'augmentation de 52 millions de dollars, ou 4 %, est principalement attribuable aux facteurs suivants :

- la hausse des couvertures des prix de l'électricité, compensant en partie l'incidence de la baisse des prix au comptant en Alberta; et
- la baisse des prix du gaz naturel par rapport à 2022, en partie contrebalancées par :
- la baisse des produits tirés des services auxiliaires en raison de la diminution des volumes exigés par l'AESO, à la suite de sa décision de réduire le volume cumulé des importations en Alberta.

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

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	2022
Marché de l'Alberta			
Prix moyen au comptant de l'électricité par MWh	63	134	162
Prix du gaz naturel (AECO) par GJ	1,29	2,54	5,08
Coûts de conformité liés au carbone par tonne	80	65	50
Résultats du portefeuille de centrales électriques en Alberta			
Prix marchand de l'électricité réalisé par MWh ¹	109	136	126
Prix au comptant de l'électricité par MWh, énergie hydroélectrique	91	175	197
Prix par MWh, services auxiliaires des centrales hydroélectriques	46	67	76
Prix au comptant de l'électricité par MWh, énergie éolienne	35	73	90
Prix au comptant de l'électricité par MWh, secteur Gaz	86	162	194
Prix moyen de l'électricité couvert par MWh ²	84	111	86
Volume couvert (GWh)	9 080	7 550	7 228
Coûts du combustible par MWh ³	38	40	56
Coûts de conformité liés au carbone par MWh ⁴	15	13	9

- 1) Le prix marchand de l'électricité réalisé par le portefeuille de centrales électriques en Alberta correspond au prix moyen réalisé par suite des ventes marchandes d'électricité et des activités d'optimisation du portefeuille de la Société (compte non tenu des actifs visés par des contrats à long terme et des produits des services auxiliaires), divisé par le total des GWh produits sur une base marchande.
- 2) Le prix moyen de l'électricité couvert par MWh correspond au prix de vente moyen pour toutes les couvertures et aux ventes directes aux clients au cours de la période de présentation de l'information financière.
- 3) Les coûts du combustible par MWh sont calculés en fonction de la production provenant des centrales émettrices de carbone dans les secteurs Gaz et Transition énergétique.
- 4) Les coûts de conformité liés au carbone par MWh sont calculés en fonction de la production provenant des centrales émettrices de carbone et de l'électricité achetée dans les secteurs Gaz et Transition énergétique.

2024 par rapport à 2023

Le prix moyen au comptant de l'électricité par MWh du portefeuille de centrales en Alberta pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 a diminué, passant de 134 \$ par MWh en 2023 à 63 \$ par MWh en 2024, principalement en raison :

- de la hausse de la production attribuable à l'ajout de l'approvisionnement des nouvelles centrales à partir d'énergies renouvelables et de centrales à cycle combiné alimentées au gaz sur le marché par rapport à la période précédente; et
- d'une baisse des prix du gaz naturel.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, le prix marchand de l'électricité réalisé par MWh de production au sein du portefeuille de centrales en Alberta a diminué de 27 \$ par MWh comparativement à celui de 2023, en raison principalement :

- d'une baisse des prix au comptant moyens de l'électricité attribuable aux facteurs susmentionnés; et
- de la baisse des prix de couverture par rapport à l'exercice précédent.

Les coûts du combustible par MWh pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 ont diminué de 2 \$ par MWh par rapport à ceux de 2023, en raison principalement d'une baisse des prix du gaz naturel.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, les coûts de conformité liés au carbone par MWh de production ont augmenté de 2 \$ par MWh comparativement à ceux de 2023, en raison principalement :

- de l'augmentation de la tarification du carbone, qui est passée de 65 \$ la tonne en 2023 à 80 \$ la tonne en 2024; en partie contrebalancée par :
- l'utilisation de crédits d'émission pour régler une partie de l'obligation liée aux émissions de GES de 2023 au cours de l'exercice.

2023 par rapport à 2022

Le prix au comptant moyen de l'électricité par MWh pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 a diminué, passant de 162 \$ par MWh en 2022 à 134 \$ par MWh en 2023, principalement en raison :

- des températures modérées au cours des six derniers mois de l'exercice par rapport à celles de l'exercice précédent;
- d'une hausse de la production totale d'énergie renouvelable sur le marché de l'Alberta grâce à de nouveaux parcs éoliens et solaires et à une augmentation des ressources éoliennes au cours du quatrième trimestre de 2023; et
- d'une baisse des prix du gaz naturel.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, le prix marchand de l'électricité réalisé par MWh de production du portefeuille de centrales en Alberta a augmenté de 10 \$ par MWh comparativement à celui de 2022, en raison principalement :

- de l'optimisation de notre capacité disponible pour tous les types de sources d'énergie; et

- de la hausse des prix de couverture par rapport à l'exercice précédent.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, les coûts du combustible par MWh du portefeuille de centrales en Alberta ont diminué de 16 \$ par MWh par rapport à ceux de 2022, en raison principalement d'une baisse des prix du gaz naturel.

Les coûts de conformité liés au carbone par MWh de production du portefeuille de centrales en Alberta pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 ont augmenté de 4 \$ par MWh, comparativement à ceux de 2022, en raison surtout :

- de l'augmentation de la tarification du carbone, qui est passée de 50 \$ la tonne en 2022 à 65 \$ la tonne en 2023; et
- du fait qu'aucun crédit d'émission n'a été utilisé pour régler l'obligation liée aux émissions de GES au cours de l'exercice. En 2022, la Société a utilisé des crédits d'émission pour régler une partie de l'obligation de conformité liée au carbone, ce qui a entraîné une baisse des coûts du carbone par MWh.

Faits saillants du quatrième trimestre

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2024, le rendement de la Société a été touché par la diminution des prix de l'électricité sur les marchés de l'Alberta et de la région du Mid-Columbia. Les résultats étaient conformes aux attentes de la direction grâce à la gestion active de son portefeuille d'actifs marchands et aux stratégies de couverture. Au cours du quatrième trimestre de 2024, la Société a réglé un

volume plus élevé de couvertures à des prix nettement plus élevés que les prix au comptant moyens. L'acquisition de Heartland le 4 décembre 2024 a favorisé la production dans le secteur Gaz et diversifié davantage le portefeuille concurrentiel de TransAlta au sein du secteur de l'électricité hautement dynamique et évolutif en Alberta grâce à l'ajout d'une capacité installée brute de 1 747 MW.

Faits saillants financiers consolidés

Trois mois clos les 31 décembre	2024	2023
Informations opérationnelles		
Disponibilité (%)	87,8	86,9
Production (GWh)	6 199	5 783
Principales informations financières		
Produits des activités ordinaires	678	624
BAILA ajusté ¹	285	289
Résultat avant impôts sur le résultat	(51)	(35)
Perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(65)	(84)
Flux de trésorerie		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	215	310
Fonds provenant des activités d'exploitation ¹	137	229
Flux de trésorerie disponibles ¹	48	121
Par action		
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation	298	308
Flux de trésorerie disponibles par action ^{1, 2}	0,16	0,39

1) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. 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) 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. 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.

Rendement d'exploitation

Disponibilité

Le tableau suivant présente la disponibilité (%) par secteur :

Trois mois clos les 31 décembre	2024	2023
Hydroélectricité	85,8	76,6
Énergie éolienne et énergie solaire	92,2	90,3
Gaz ¹	84,1	89,5
Transition énergétique	91,7	79,6
Disponibilité (%)	87,8	86,9

1) La disponibilité pour 2024 comprend les centrales acquises de Heartland et ne tient pas compte des dessaisissements prévus. Se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture».

La disponibilité pour la période de trois mois close le 31 décembre 2024 s'est établie à 87,8 %, comparativement à 86,9 % pour la période correspondante de 2023, en raison surtout :

- de l'ajout des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill, qui ont présenté une disponibilité élevée;
- de la remise en service des unités du parc éolien de Kent Hills;
- de l'augmentation de la disponibilité dans le secteur Hydroélectricité attribuable au nombre moins élevé d'interruptions planifiées;

- de l'augmentation de la disponibilité dans le secteur Transition énergétique attribuable au nombre moins élevé d'interruptions non planifiées; et
- de l'apport favorable lié à l'ajout des centrales alimentées au gaz obtenues dans le cadre de l'acquisition de Heartland; le tout en partie contrebalancé par :
- une diminution de la disponibilité dans le secteur Gaz attribuable à des interruptions planifiées aux centrales de Sarnia, de Sheerness et de Keephills.

Production et production moyenne à long terme

	2024			2023		
Trois mois clos les 31 décembre	Production réelle (GWh)	Production moyenne à long terme (GWh)	Production en % de la production moyenne à long terme	Production réelle (GWh)	Production moyenne à long terme (GWh)	Production en % de la production moyenne à long terme
Hydroélectricité	452	447	101 %	326	447	73 %
Énergie éolienne et énergie solaire	1 831	2 175	84 %	1 479	1 361	109 %
Gaz ¹	2 875			2 892		
Transition énergétique	1 041			1 086		
Total	6 199			5 783		

1) La production de gaz pour 2024 comprend une capacité de 511 GWh de Heartland, compte non tenu de la production provenant des dessaisissements prévus. Se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture».

La production pour la période de trois mois close le 31 décembre 2024 a été de 6 199 GWh, comparativement à 5 783 GWh pour la période correspondante de 2023. L'augmentation est principalement attribuable aux facteurs suivants :

- une hausse de la production dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire grâce à l'ajout des parcs éoliens Horizon Hill, White Rock West et White Rock East en 2024;
- une hausse de la production dans le secteur Hydroélectricité par rapport à la période correspondante de 2023 attribuable à la conservation de l'eau au quatrième trimestre de 2023, qui a conduit à la baisse des

volumes de production comparativement à la période considérée; le tout en partie contrebalancé par :

- la diminution de la production dans le secteur Transition énergétique en raison de l'optimisation accrue de la répartition, ce qui a miné la production marchande; et
- la diminution de la production dans le secteur Gaz en raison d'une baisse de la disponibilité à la centrale de Sarnia attribuable à des interruptions planifiées, à une plus grande répartition économique en Alberta et à une baisse de la production en Australie-Occidentale en raison d'une baisse de la demande, le tout en partie contrebalancé par l'apport positif de la centrale alimentée au gaz de Heartland.

Examen du rendement financier sur la base de l'information consolidée

Trois mois clos les 31 décembre	2024	2023
Produits des activités ordinaires	678	624
Coûts du combustible et des achats d'électricité	249	278
Coûts de conformité liés au carbone	39	27
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	234	150
Amortissement	143	132
Imputations pour dépréciation d'actifs	20	26
Charge d'intérêts	92	66
Profit (perte) de change	17	(7)
Résultat avant impôts sur le résultat	(51)	(35)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(8)	19
Perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(65)	(84)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(4)	5

Analyse des écarts pour l'exercice considéré (quatrième trimestre de 2024 par rapport au quatrième trimestre de 2023)

Les **produits des activités ordinaires** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2024 ont augmenté de 54 millions de dollars, ou 9 %, comparativement à ceux de la période correspondante de 2023, en raison surtout :

- de la hausse des produits des activités ordinaires dans le secteur Gaz attribuable aux apports favorables liés aux opérations de couverture et à l'apport des centrales de Heartland;
- de la hausse des produits des activités ordinaires dans le secteur Hydroélectricité attribuable à l'augmentation de la production au quatrième trimestre de 2024 en raison de la conservation de l'eau au cours de la période correspondante de 2023; et
- des produits des activités ordinaires tirés de la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill au cours de la période considérée; le tout en partie contrebalancé par :
 - une baisse des prix réalisés de l'électricité et l'optimisation de la répartition en Alberta;
 - une diminution des produits des activités ordinaires dans le secteur Commercialisation de l'énergie, du fait de la baisse de la volatilité des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Amérique du Nord; et
 - une diminution des produits des activités ordinaires dans le secteur Transition énergétique en raison d'une plus grande répartition économique attribuable à la baisse des prix du marché.

Les **coûts du combustible et des achats d'électricité** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2024 ont reculé de 29 millions de dollars, ou 10 %, comparativement à ceux de la période correspondante de 2023, en raison surtout :

- de la diminution des coûts des achats d'électricité découlant de la baisse des prix de rachats d'électricité dans la région du Mid-Columbia et de la baisse de la production dans le secteur Transition énergétique.

Les **coûts de conformité liés au carbone** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2024 ont augmenté de 12 millions de dollars, comparativement à ceux de 2023, en raison surtout :

- d'une augmentation du prix du carbone, qui est passé de 65 \$ la tonne à 80 \$ la tonne; et
- des coûts de conformité liés au carbone attribuables aux centrales obtenues lors de l'acquisition de Heartland.

Les **charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2024 ont augmenté de 84 millions de dollars, ou 56 %, comparativement à celles de la période correspondante de 2023, en raison surtout :

- des pénalités imposées par l'administrateur de la surveillance du marché de l'Alberta pour les signalements automatiques en lien avec les services auxiliaires hydroélectriques fournis en 2021 et 2022;
- des coûts de transaction et de restructuration liés à l'acquisition de Heartland;
- de la hausse des dépenses liées aux travaux de planification et de conception de la mise à niveau prévue du progiciel de gestion intégré;

- de l'ajout des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration liées à Heartland;
- de l'augmentation des coûts d'entretien de la centrale de South Hedland; et
- de l'augmentation des dépenses à l'appui des initiatives stratégiques de croissance.

L'**amortissement** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2024 a augmenté de 11 millions de dollars, ou 8 %, par rapport à celui de la période correspondante de 2023, en raison surtout :

- de la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill; en partie contrebalancée par :
- des révisions de la durée d'utilité de certaines installations.

Les **imputations pour dépréciation d'actifs** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2024 ont reculé de 6 millions de dollars, ou 23 %, comparativement à celles de la période correspondante de 2023, en raison surtout :

- de la diminution des provisions pour frais de démantèlement et de remise en état des actifs mis hors service attribuable à une baisse des taux d'actualisation comparativement à la période correspondante de 2023; en raison surtout :
- des imputations pour dépréciation liées à des projets de développement qui ne sont plus en cours.

La **charge d'intérêts** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2024 a augmenté de 26 millions de dollars, ou 39 %, par rapport à celle de 2023, du fait principalement d'une baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif en 2024 attribuable à l'achèvement de projets en immobilisations au premier semestre de 2024.

Les **profits de change** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2024 ont augmenté de 24 millions de dollars en raison de variations favorables des taux de change.

La **perte avant impôts sur le résultat** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2024 s'est établie à 51 millions de dollars, en hausse de 16 millions de dollars, ou 46 %, comparativement à celle de la période correspondante de 2023, en raison des éléments susmentionnés.

Le **recouvrement d'impôts sur le résultat** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2024 a augmenté de 27 millions de dollars, ou 142 %, comparativement à celui de 2023, en raison d'une augmentation de la perte avant impôts sur le résultat attribuable aux éléments susmentionnés, ainsi que d'une diminution des charges non déductibles.

La **perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2024 s'est établie à 65 millions de dollars comparativement à une perte nette de 84 millions de dollars pour la période correspondante de 2023, une amélioration de 19 millions de dollars, ou 23 %, en raison surtout des éléments susmentionnés.

Le **résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2024 a diminué de 9 millions de dollars, ou 180 %, comparativement à celui de la période correspondante de 2023, en raison surtout de la baisse du résultat net de TA Cogen qui s'explique par la diminution des prix marchands sur le marché de l'Alberta.

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 périodes de trois mois closes les 31 décembre 2024 et 2023 sont présentés sommairement ci-après :

Trois mois clos les 31 décembre	BAIIA ajusté ¹	
	2024	2023
Hydroélectricité	57	56
Énergie éolienne et énergie solaire	95	82
Gaz	116	141
Transition énergétique	28	26
Commercialisation de l'énergie	27	14
Siège social	(38)	(30)
Total du BAIIA ajusté¹	285	289
Résultat avant impôts sur le résultat	(51)	(35)

1) Cet élément n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS et pourrait ne pas être comparable aux mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Le résultat avant impôts sur le résultat pour la période de trois mois close le 31 décembre 2024 a augmenté de 16 millions de dollars, ou 46 %, comparativement à celui de la période correspondante de 2023, en raison surtout :

- des facteurs entraînant la baisse du BAIIA ajusté (comme il est décrit ci-dessus);
- de l'augmentation de la charge d'intérêts, du fait d'une baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif pour le quatrième trimestre de 2024 attribuable à la baisse des activités d'investissement en 2024 comparativement à celles de la période correspondante de 2023;
- des coûts de transaction et de restructuration liés à l'acquisition de Heartland au quatrième trimestre de 2024;
- de la hausse des coûts liés aux travaux de planification et de conception de la mise à niveau du progiciel de gestion intégré;
- des pénalités imposées par l'administrateur de la surveillance du marché de l'Alberta pour les signalements automatiques en lien avec les services auxiliaires hydroélectriques fournis en 2021 et 2022;
- d'une augmentation de l'amortissement attribuable à la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill en 2024; et
- de l'augmentation des impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat, qui comprennent principalement les impôts fonciers découlant de l'ajout de nouveaux parcs éoliens en 2024; le tout en partie contrebalancé par :
- une hausse des profits de change réalisés et latents;
- une baisse des profits réalisés sur les positions de change dénouées en 2024 comparativement à ceux de la période correspondante de 2023;
- une hausse des autres produits d'exploitation, montant net, du fait principalement du remboursement des frais de démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance; et
- une baisse des imputations pour dépréciation d'actifs liées à la provision pour frais de démantèlement et de remise en état d'actifs mis hors service attribuable à la baisse des taux d'actualisation pour la période considérée par rapport à ceux de la période correspondante de 2023, contrebalancée en partie par les imputations pour dépréciation liées à des projets de développement qui ne sont plus en cours.

Les principaux facteurs ayant une incidence sur le BAIIA ajusté pour la période de trois mois close le 31 décembre 2024 sont résumés dans le tableau suivant :

	Trois mois clos les 31 décembre
BAIIA ajusté pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023	289
Hydroélectricité : Augmentation attribuable à la hausse des produits tirés des activités de détail en raison de volumes plus élevés, en partie contrebalancée par une baisse des prix au comptant de l'électricité et des produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux	1
Énergie éolienne et énergie solaire : Augmentation attribuable aux produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux provenant de la vente de crédits d'impôt à la production des parcs éoliens Horizon Hill, White Rock West et White Rock East à des contreparties américaines imposables, à la hausse des produits des activités ordinaires en raison d'une augmentation de la production découlant de l'ajout des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill et à la remise en service des unités du parc éolien de Kent Hills, le tout en partie contrebalancé par des prix marchands de l'électricité défavorables en Alberta	13
Gaz : Diminution attribuable à une baisse des prix réalisés de l'électricité en Alberta, à une hausse du prix du carbone au Canada et à une augmentation des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration du fait d'une hausse des coûts d'entretien à la centrale de South Hedland, le tout en partie contrebalancé par le volume plus élevé de positions de couverture favorables réglées, les apports positifs provenant des centrales alimentées au gaz de Heartland et de la baisse des paiements de capacité	(25)
Transition énergétique : Augmentation attribuable à la baisse des coûts du combustible et des achats d'électricité, en partie contrebalancée par la plus grande répartition économique en raison de la baisse des prix du marché	2
Commercialisation de l'énergie : Augmentation attribuable à la volatilité favorable au sein du marché et au calendrier des transactions réglées réalisées en 2024 par rapport à la période correspondante de 2023	13
Siège social : Diminution attribuable à l'augmentation des dépenses à l'appui des initiatives stratégiques de croissance	(8)
BAIIA ajusté¹ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2024	285

1) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS et pourrait ne pas être comparable à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Les **flux de trésorerie disponibles** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2024 ont diminué de 73 millions de dollars, ou 60 %, comparativement à ceux de la période correspondante de 2023.

	Trois mois clos les 31 décembre
Flux de trésorerie disponibles pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023	121
Baisse du BAIIA ajusté attribuable aux éléments susmentionnés	(4)
Augmentation de la charge d'intérêts nette ¹ découlant de la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif attribuable à l'achèvement de projets en immobilisations au premier semestre de 2024 et de la diminution des produits d'intérêts attribuable à la baisse des soldes de trésorerie en 2024	(23)
Augmentation de la charge d'impôt exigible attribuable à l'utilisation de l'ensemble des reports prospectifs de pertes autres qu'en capital au Canada en 2023, en partie contrebalancée par un résultat avant impôts sur le résultat moins élevé pour la période considérée par rapport à la période correspondante de 2023	(25)
Diminution des dépenses d'investissement de maintien attribuable à une baisse des travaux d'entretien planifiés aux centrales alimentées au gaz en Alberta, en partie contrebalancée par une hausse des travaux d'entretien planifiés à la centrale de cogénération de Sarnia et aux centrales hydroélectriques en Alberta	7
Augmentation des dividendes versés sur actions privilégiées	(1)
Baisse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales attribuable à la baisse du résultat net de TA Cogen	13
Hausse des provisions constituées pour l'exercice considéré par rapport à l'exercice précédent, ce qui a entraîné une hausse des flux de trésorerie disponibles	3
Augmentation des pertes de change réalisées comparativement aux profits de change réalisés au cours de la période correspondante de l'exercice précédent	(29)
Divers ²	(14)
Flux de trésorerie disponibles^{2,3} pour la période de trois mois close le 31 décembre 2024	48

1) La charge d'intérêts nette comprend la charge d'intérêts, déduction faite des produits d'intérêts, et exclut les éléments sans effet de trésorerie comme l'amortissement et la désactualisation des coûts de financement.

2) Se reporter aux tableaux de la rubrique «Rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

3) Les flux de trésorerie disponibles ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter 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

Le tableau qui suit présente de l'information sur le portefeuille de centrales électriques en Alberta de la Société pour la période de trois mois close le 31 décembre :

Trois mois clos les 31 décembre	2024					2023				
	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total
Capacité installée brute (MW)	834	764	3 650	—	5 248	834	766	1 960	—	3 560
Total de la production¹ (GWh)	367	619	2 164	—	3 150	278	745	1 966	—	2 989
Production visée par des contrats (GWh)	—	257	837	—	1 094	—	353	438	—	791
Production marchande (GWh)	367	362	1 327	—	2 056	278	391	1 528	—	2 197
Achats d'électricité (GWh)	—	—	(286)	—	(286)	—	—	(50)	—	(50)
Production visée par des couvertures (GWh)	205	44	2 388	—	2 637	58	82	1 684	—	1 824
Production visée par des contrats ou couverte (%)	56 %	49 %	149 %	— %	118 %	21 %	58 %	108 %	— %	87 %
Production visée par des couvertures en pourcentage de la capacité installée brute (%)	11 %	3 %	30 %	— %	23 %	3 %	5 %	39 %	— %	23 %
Produits des activités ordinaires² (\$)	72	24	235	1	332	71	38	221	1	331
Combustible (\$)	1	3	86	1	91	3	5	76	—	84
Achats d'électricité (\$)	1	1	14	—	16	2	—	5	—	7
Conformité en matière de carbone³ (\$)	—	—	34	—	34	—	—	25	—	25
Marge brute² (\$)	70	20	101	—	191	66	33	115	1	215

1) Le total de la production inclut la production visée par des contrats et la production marchande.

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 pour inclure les profits et pertes réalisés sur les positions de change dénouées. Les produits des activités ordinaires des actifs hydroélectriques en Alberta pour la période de trois mois close le 31 décembre 2024 ne tiennent pas compte de l'incidence des pénalités de la centrale de Brazeau.

3) Les ventes intersociétés de crédits d'émission du secteur Hydroélectricité au secteur Gaz ont été éliminées à la consolidation dans le secteur Siège social. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

La production totale du portefeuille de centrales en Alberta pour la période de trois mois close le 31 décembre 2024 a été de 3 150 GWh, comparativement à 2 989 GWh pour la période correspondante de 2023. L'augmentation de 161 GWh, ou 5 %, est principalement attribuable aux facteurs suivants :

- la hausse de la production des actifs gaziers en Alberta attribuable à l'acquisition de Heartland;
- la hausse de la production des actifs hydroélectriques en Alberta attribuable à la conservation importante de l'eau au cours du quatrième trimestre de 2023; le tout en partie contrebalancé par :
- la plus grande répartition économique pour les centrales alimentées au gaz de l'Alberta; et
- la diminution de la production dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire en raison d'une baisse des ressources éoliennes.

La production visée par des couvertures au sein du portefeuille de centrales en Alberta pour la période de trois mois close le 31 décembre 2024 a augmenté par rapport à celle de la période correspondante de 2023. En

prévision du risque de la baisse des prix en 2024, la Société a déployé une stratégie défensive visant à augmenter les couvertures financières du portefeuille d'actifs marchands à des marges avantageuses. Les profits et les pertes réalisés sur les couvertures financières sont inclus dans les Produits des activités ordinaires présentés dans le tableau ci-dessus.

La marge brute du portefeuille de centrales en Alberta pour la période de trois mois close le 31 décembre 2024 s'est établie à 191 millions de dollars, comparativement à 215 millions de dollars pour la période correspondante de 2023. La diminution de 24 millions de dollars, ou 11 %, est principalement attribuable aux facteurs suivants :

- la baisse des prix au comptant de l'électricité en Alberta;
- l'augmentation des coûts de conformité liés au carbone attribuable à une hausse du prix du carbone, qui est passé de 65 \$ la tonne en 2023 à 80 \$ la tonne en 2024; et
- la hausse des achats d'électricité du fait des obligations contractuelles de réaliser des ventes d'énergie prévoyant la livraison; le tout en partie contrebalancé par :
- la hausse des profits réalisés sur les couvertures financières réglées au cours de la période.

Le tableau qui suit présente de l'information sur le portefeuille de centrales électriques en Alberta de la Société pour la période de trois mois close le 31 décembre :

Trois mois clos les 31 décembre	2024	2023
Marché de l'Alberta		
Prix au comptant moyen de l'électricité par MWh	52	82
Prix du gaz naturel (AECO) par GJ	1,42	2,19
Coûts de conformité liés au carbone par tonne	80	65
Résultats du portefeuille de centrales électriques en Alberta		
Prix marchand de l'électricité réalisé par MWh ¹	110	117
Prix au comptant de l'électricité par MWh, énergie hydroélectrique	78	107
Prix par MWh, services auxiliaires des centrales hydroélectriques	39	37
Prix au comptant de l'électricité par MWh, énergie éolienne	26	49
Prix au comptant de l'électricité par MWh, secteur Gaz	75	101
Prix moyen de l'électricité couvert par MWh ²	80	90
Volume couvert (GWh)	2 637	1 824
Coûts du combustible par MWh ³	42	43
Coûts de conformité liés au carbone par MWh ⁴	16	13

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

2) Le prix moyen de l'électricité couvert par MWh correspond au prix de vente moyen pour toutes les couvertures et aux ventes directes aux clients au cours de la période de présentation de l'information financière.

3) Les coûts du combustible par MWh sont calculés en fonction de la production provenant des centrales émettrices de carbone dans les secteurs Gaz et Transition énergétique.

4) Les coûts de conformité liés au carbone par MWh sont calculés en fonction de la production provenant des centrales émettrices de carbone et de l'électricité achetée dans les secteurs Gaz et Transition énergétique.

Le prix au comptant moyen de l'électricité par MWh du portefeuille de centrales en Alberta pour la période de trois mois close le 31 décembre 2024 a diminué, passant de 82 \$ par MWh en 2023 à 52 \$ par MWh en 2024, en raison surtout :

- de la hausse de la production attribuable à l'ajout de l'approvisionnement des nouvelles centrales à partir d'énergies renouvelables et de centrales à cycle combiné alimentées au gaz sur le marché par rapport à la période précédente; et
- d'une baisse des prix du gaz naturel.

Le prix marchand de l'électricité réalisé par MWh de production du portefeuille de centrales en Alberta pour la période de trois mois close le 31 décembre 2024, bien qu'il ait été considérablement plus élevé que les prix au comptant moyens de l'électricité au cours de l'exercice, a diminué de 7 \$ par MWh, comparativement à celui de la période correspondante de 2023, en raison surtout :

- d'une baisse des prix au comptant moyens de l'électricité attribuable aux facteurs susmentionnés; et

- de la baisse des prix de couverture par rapport à l'exercice précédent.

Les coûts du combustible par MWh pour la période de trois mois close le 31 décembre 2024 ont diminué de 1 \$ par MWh, par rapport à ceux de la période correspondante de 2023, principalement en raison de la baisse des prix du gaz naturel.

Les coûts de conformité liés au carbone par MWh de production du portefeuille de centrales en Alberta pour la période de trois mois close le 31 décembre 2024 ont augmenté de 3 \$ par MWh, par rapport à ceux de 2023, du fait surtout de l'augmentation des coûts de conformité liés au carbone, qui sont passés de 65 \$ la tonne en 2023 à 80 \$ la tonne en 2024.

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 2024	T2 2024	T3 2024	T4 2024
Produits des activités ordinaires	947	582	638	678
Coûts de conformité liés au carbone	40	(8)	41	39
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	134	144	143	234
Amortissement	124	131	133	143
Résultat avant impôts sur le résultat	267	94	9	(51)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	222	56	(36)	(65)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ¹	0,72	0,18	(0,12)	(0,22)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	244	108	229	215

	T1 2023	T2 2023	T3 2023	T4 2023
Produits des activités ordinaires	1 089	625	1 017	624
Coûts de conformité liés au carbone	32	25	28	27
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	124	134	131	150
Amortissement	176	173	140	132
Résultat avant impôts sur le résultat	383	79	453	(35)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	294	62	372	(84)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ¹	1,10	0,23	1,41	(0,27)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	462	11	681	310

1) Le résultat net de base et dilué par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires est calculé à chaque période à l'aide du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation de base et dilué, respectivement, 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 événements suivants ont eu une incidence sur les résultats d'exploitation :

- l'acquisition de Heartland le 4 décembre 2024. Se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de précisions; et

- la mise en service du parc éolien Garden Plain au troisième trimestre de 2023, du parc solaire dans le nord de la région de Goldfields au quatrième trimestre de 2023, du parc éolien White Rock West et du projet d'expansion de 132 kV à Mount Keith au premier trimestre de 2024, et des parcs éoliens White Rock East et Horizon Hill au deuxième trimestre de 2024.

En plus d'avoir subi les incidences des événements susmentionnés, les produits des activités ordinaires ont été touchés par :

- la hausse de la production chaque trimestre de 2024 par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent;
- les répercussions des profits et des pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché des positions de couverture et de dérivés; et
- la baisse des prix réalisés pour chaque trimestre de 2024, comparativement à ceux des périodes correspondantes de l'exercice précédent, attribuable aux ajouts de nouvel approvisionnement en gaz naturel, en énergie éolienne et en énergie solaire sur le marché de l'Alberta en 2024.

Les coûts de conformité liés au carbone ont été touchés par :

- la hausse des coûts du carbone par tonne. En 2024, le coût du carbone s'élevait à 80 \$ la tonne par rapport à 65 \$ la tonne en 2023; et
- l'utilisation, au deuxième trimestre de 2024, de crédits d'émission générés en interne ou achetés en externe pour régler une partie de l'obligation liée aux émissions de GES de 2023 qui a permis de réduire les coûts de conformité liés au carbone.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont été touchées par :

- l'augmentation des coûts découlant des travaux de planification et de conception de la mise à niveau prévue du progiciel de gestion intégré pour tous les trimestres de 2024;
- l'augmentation des dépenses à l'appui des initiatives stratégiques de croissance pour tous les trimestres de 2024 par rapport à celles des périodes correspondantes de l'exercice précédent;
- la remise en service des unités du parc éolien de Kent Hills et l'ajout des parcs éoliens Horizon Hill et White Rock;
- les coûts de transaction et de restructuration liés à l'acquisition de Heartland au quatrième trimestre de 2024, qui comprennent principalement les indemnités de départ et les frais juridiques et de consultation; et
- des pénalités imposées par l'administrateur de la surveillance du marché de l'Alberta au quatrième trimestre de 2024 pour les signalements automatiques en lien avec les services auxiliaires hydroélectriques fournis en 2021 et 2022.

L'amortissement a été touché par :

- des révisions de la durée d'utilité de certaines centrales effectuées aux troisièmes trimestres de 2023 et 2024, contrebalancées en partie par :
- une augmentation de l'amortissement en raison de l'ajout du parc éolien White Rock au premier trimestre de 2024 et du parc éolien Horizon Hill au deuxième trimestre de 2024.

L'augmentation des imputations pour dépréciation d'actifs est attribuable :

- à des projets de mise en valeur qui n'étaient plus en cours pour tous les trimestres de 2024;
- à la hausse de la provision pour frais de démantèlement d'actifs mis hors service provenant des variations des flux de trésorerie estimatifs aux troisièmes trimestres de 2023 et 2024; et
- à des modifications au calendrier prévu des dépenses pour remise en état, lesquelles ont été comptabilisées au troisième trimestre de 2023 et aux troisième et quatrième trimestres de 2024.

Le résultat avant impôts sur le résultat a été touché par ce qui suit :

- les éléments susmentionnés; et
- l'augmentation de la charge d'intérêts en raison d'une baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif en 2024 comparativement à ceux de 2023, ce qui s'explique par une baisse des activités d'investissement en 2024 par rapport à celles de 2023.

Les fluctuations des charges d'impôt exigible et d'impôt différé en fonction du résultat avant impôt ont eu une incidence sur le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires au cours des trimestres.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont été touchés par ce qui suit :

- les éléments susmentionnés;
- une variation défavorable des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation au cours des quatre trimestres de 2024 comparativement à ceux des périodes correspondantes de l'exercice précédent qui s'explique par une variation défavorable des dettes fournisseurs et charges à payer du fait d'une baisse des dépenses d'investissement et des coûts à payer, en partie contrebalancée par la baisse des garanties fournies en raison de la volatilité réduite des marchés;
- la hausse des profits de change latents au cours des quatre trimestres de 2024 par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2023; et
- l'augmentation des provisions et des autres éléments sans effet de trésorerie.

Priorités stratégiques

La Société demeure déterminée à investir dans des solutions d'électricité qui répondent aux besoins évolutifs de nos clients et de nos collectivités. Nous adoptons une approche équilibrée, prudente et rigoureuse en matière d'affectation du capital pour veiller à créer de la valeur pour nos actionnaires. Notre stratégie préconise la génération de rendements significatifs ajustés en fonction du risque en optimisant nos anciens actifs de production d'énergie thermique, en exploitant notre portefeuille diversifié de centrales d'énergie renouvelable, en mettant à profit nos capacités exceptionnelles de commercialisation et de négociation et en élargissant notre portefeuille de production grâce à l'ajout d'actifs d'énergie propre visés par des contrats et d'actifs gaziers triés sur le volet. Compte tenu de nos compétences, de nos avantages concurrentiels et de notre positionnement sur le marché, nous sommes bien placés pour saisir d'importantes possibilités sur chacun de nos principaux marchés que sont le Canada, les États-Unis et l'Australie-Occidentale.

La Société continue de réaliser de solides progrès à l'égard de ses principales priorités stratégiques, tout en s'assurant que l'entreprise demeure résiliente, axée sur la croissance et en phase avec l'évolution du secteur de l'énergie.

Optimiser le portefeuille de centrales en Alberta

En Alberta, la Société continue de déployer activement des stratégies de couverture, afin d'atténuer l'incidence de la baisse des prix marchands de l'électricité, et de mettre en œuvre des activités d'optimisation. L'acquisition de Heartland Generation a considérablement renforcé notre portefeuille de centrales en Alberta, grâce à l'ajout d'une capacité flexible de 1 747 MW, y compris une cogénération visée par des contrats, une production de pointe et une capacité de transport. Il convient de noter que l'acquisition a permis d'ajouter une capacité de production de pointe au gaz naturel de 290 MW, qui sera optimisée au sein de notre portefeuille global pour contrer l'intermittence croissante en Alberta.

La Société maximise la valeur de son portefeuille de centrales hydroélectriques en améliorant ses capacités et sa souplesse opérationnelles. De plus, nous mettons en œuvre des initiatives afin de maximiser la valeur de nos centrales thermiques existantes et de répondre à la demande croissante d'électricité abordable et fiable.

Exécuter le plan de croissance

En 2024, d'importants progrès ont été réalisés dans l'exécution de nos initiatives de croissance. Au début de l'exercice, nous avons conclu l'achèvement de nos deux parcs éoliens en Oklahoma : le parc éolien White Rock de 302 MW et le parc éolien Horizon Hill de 202 MW. En

outre, nous avons mis en service notre projet d'expansion du réseau de transport à Mount Keith. Ces ajouts, ainsi que le parc éolien de Kent Hills entièrement restauré, devraient contribuer au BAIIA à hauteur de plus de 175 millions de dollars par année.

Notre plan de croissance repose sur une approche indépendante de la technologie, s'oriente sur nos principaux territoires d'exploitation et vise des segments de clientèle clairement définis au sein de ces derniers.

Réaliser la valeur des anciennes centrales

La Société constate d'importantes occasions d'appuyer la transition énergétique grâce à des solutions d'électricité fiable et abordable de pointe dans nos principaux territoires d'exploitation. Particulièrement dans nos anciennes centrales thermiques en Alberta et dans l'État de Washington, où nous poursuivons activement des possibilités relatives auprès de clients existants et potentiels. Nous sommes d'avis que ces centrales offrent une valeur importante et procurent des avantages uniques aux clients.

Maintenir une situation financière solide et une gestion rigoureuse du capital

La Société maintient une situation financière solide, ses liquidités s'étant établies à 1,6 milliard de dollars au 31 décembre 2024, et une approche rigoureuse en matière d'affectation du capital. La Société assure l'équilibre entre les investissements dans la croissance, le remboursement de la dette et les rendements pour les actionnaires au moyen de rachats d'actions et de versements de dividendes. Compte tenu de la confiance à l'égard de l'entreprise, le dividende annuel sur les actions ordinaires a augmenté de 8 % et a été porté à 0,26 \$ par action, soit une augmentation du dividende pour la sixième année consécutive, à compter du 1^{er} juillet 2025. Par ailleurs, la Société a fait l'annonce de son engagement soutenu à l'égard de son programme de rachat d'actions, qui lui permet d'affecter un montant maximal de 100 millions de dollars au rachat d'actions ordinaires. Ensemble, ces actions représentent pour les actionnaires un rendement s'élevant jusqu'à 35 % du point médian de nos prévisions de 2025 relatives aux flux de trésorerie disponibles.

Définir la prochaine génération de solutions énergétiques

La Société est 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 premiers actifs hydroélectriques. Nous continuons de réaliser des progrès dans la définition de la prochaine génération de solutions énergétiques qui seront nécessaires pour répondre aux

besoins de nos clients, désireux d'obtenir une électricité efficace, fiable et abordable. Se reporter à la rubrique «Favoriser l'innovation et l'adoption de technologies» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Piloter l'élaboration de politiques ESG et sur les marchés

La Société participe à l'élaboration de politiques dans les principaux marchés où elle exerce ses activités. Plus particulièrement, nous collaborons activement avec le

gouvernement de l'Alberta et l'AESO sur le marché de l'énergie restructuré de l'Alberta, en vue d'atteindre les objectifs de fiabilité, d'abordabilité et de décarbonation de la province avant 2050. TransAlta s'engage à jouer un rôle actif dans le processus de consultation de l'AESO, c'est-à-dire soutenir l'élaboration d'une structure de marché propice à l'investissement permettant d'établir un réseau durable de manière responsable et de façon à garantir une électricité fiable et abordable aux Albertains.

Croissance

Tout au long de 2024, nous avons affiné notre portefeuille de projets de développement de sorte qu'il reflète nos points de vue sur l'évolution de la réglementation et des échéanciers d'interconnexion, en mettant l'accent sur la maximisation des rendements et la satisfaction des besoins changeants de nos clients. De plus, nous avons intégré d'autres possibilités de réaménagement de nos anciennes centrales thermiques. Nous continuerons d'évaluer rigoureusement les aspects économiques des projets. Notre portefeuille comprend des projets à un stade de développement avancé de 280 MW et des projets aux premiers stades de développement de 3 330 MW à 5 230 MW. Nous nous concentrons principalement sur les possibilités de réaménagement de nos anciens sites, ainsi

que sur l'évaluation de nouveaux projets et de perspectives de fusions et d'acquisitions en Alberta, en Australie-Occidentale et dans l'ouest des États-Unis.

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 ou poursuivent des occasions d'enlèvement. Les projets à un stade de développement avancé n'ont pas obtenu l'approbation finale du conseil d'administration à la date de clôture.

Le tableau qui suit présente le portefeuille de projets de croissance futurs à un stade de développement avancé :

Projet	Type	Région	Date d'investissement cible	MW
Tempest	Énergie éolienne	Alberta	En attente	100
WaterCharger	Stockage par batteries	Alberta	En attente	180

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	Date d'investis- sement prévue ¹	MW
Canada				
Stockage par batteries – Nouveau-Brunswick	Batteries	Nouveau-Brunswick	2027+	10
Parc solaire SunHills	Énergie solaire	Alberta	2027+	170
Projet de stockage d'énergie par pompage de Tent Mountain ²	Hydroélectricité	Alberta	2029	192
Provost	Énergie éolienne	Alberta	2027+	170
Red Rock	Énergie éolienne	Alberta	2027+	100
Antelope Coulee	Énergie éolienne	Saskatchewan	2027+	200
Autres possibilités au Canada	Énergie éolienne	Divers	2026+	374
Projet de centrale de pompage de Brazeau	Hydroélectricité	Alberta	À déterminer	300-900
Réaménagement – Énergie thermique en Alberta ³	Divers	Alberta	2027+	400-1200
Total			1 916 – 3 316	
États-Unis				
Square Top	Énergie solaire	Oklahoma	2026	195
Old Town	Énergie éolienne	Illinois	2026	185
Trapper Valley	Énergie éolienne	Wyoming	2027+	225
Autres possibilités aux États-Unis	Énergie éolienne	Divers	2026+	144
Réaménagement du site de la centrale de Centralia ³	Divers	Washington	2025+	500-1000
Total			1 249 – 1 749	
Australie				
Parc solaire Boodarie	Énergie solaire	Australie-Occidentale	2025	50
Autres possibilités en Australie	Gaz, énergie solaire, transport	Australie-Occidentale	2025+	115
Total			165	
Canada, États-Unis et Australie		Total	3 330 – 5 230	

1) La date d'investissement prévue est à déterminer.

2) Représente la participation de 60 % de la Société dans le complexe d'énergie renouvelable de Tent Mountain.

3) La Société s'affaire à évaluer les possibilités de réaménagement de ces sites désaffectés.

Projets en construction

Les projets en construction seront financés au moyen des liquidités existantes à court terme.

Nous continuerons d'explorer des solutions de financement permanentes pour chacun des actifs. Nous surveillons continuellement le calendrier et les coûts de nos 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 ou sur le point d'être mis en service.

				Total du projet (en millions)		Date d'achèvement prévue	Durée du CAÉ (années)	Fourchette du BAIIA annuel moyen¹	État
Projet	Type	Région	MW	Dépenses estimées	Dépenses engagées à ce jour				
Australie-Occidentale									
Mise à niveau du réseau Mount Keith West	Transport	WA	s. o.	37 \$ AU – 40 \$ AU	19 \$ AU	T4 2025	14	6 \$ AU – 7 \$ AU	- Étape de l'ingénierie terminée - Travaux commencés sur le site - Projet en voie d'être achevé dans les délais
Total²			s. o.	34 \$ – 36 \$	17 \$			6 \$ – 7 \$	

1) Cet élément n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS, et est de nature prospective. Il pourrait ne pas être comparable à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. 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.

2) Le total des dépenses prévues et le BAIIA annuel moyen ont été convertis selon le taux de change à terme du dollar canadien pour 2024. Les dépenses engagées à ce jour ont été converties selon le taux de clôture à la fin de la période.

Situation financière

Le tableau qui suit présente les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés du 31 décembre 2023 au 31 décembre 2024 :

	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Augmentation (diminution)
Actif			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	337	348	(11)
Créances clients et autres débiteurs	767	807	(40)
Actifs de gestion du risque	318	151	167
Actifs détenus en vue de la vente	80	—	80
Autres actifs courants ¹	271	274	(3)
Total des actifs courants	1 773	1 580	193
Actifs non courants			
Actifs de gestion du risque	93	52	41
Placements	159	138	21
Immobilisations corporelles, montant net	6 020	5 714	306
Immobilisations incorporelles, montant net	281	223	58
Actifs d'impôt différé	52	21	31
Goodwill	517	464	53
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	305	171	134
Autres actifs non courants ²	299	296	3
Total des actifs non courants	7 726	7 079	647
Total de l'actif	9 499	8 659	840
Passif			
Passifs courants			
Dettes fournisseurs, charges à payer et autres passifs courants	756	809	(53)
Passifs de gestion du risque	277	314	(37)
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (courantes)	83	35	48
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives	572	532	40
Titres échangeables	750	—	750
Contrepartie éventuelle à payer	81	—	81
Autres passifs courants ³	50	52	(2)
Total des passifs courants	2 569	1 742	827
Passifs non courants			
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives	3 236	2 934	302
Titres échangeables	—	744	(744)
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (non courantes)	850	654	196
Passifs de gestion du risque (non courants)	305	274	31
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	202	251	(49)
Passifs d'impôt différé	470	386	84
Autres passifs non courants ⁴	24	10	14
Total des passifs non courants	5 087	5 253	(166)
Total du passif	7 656	6 995	661
Capitaux propres			
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	1 746	1 537	209
Participations ne donnant pas le contrôle	97	127	(30)
Total des capitaux propres	1 843	1 664	179
Total du passif et des capitaux propres	9 499	8 659	840

1) Comprennent les liquidités soumises à restrictions, les stocks et les charges payées d'avance et autres.

2) Comprennent les actifs au titre de droits d'utilisation et les autres actifs.

3) Comprennent le découvert bancaire et les dividendes à verser.

4) Comprennent les passifs sur contrats.

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

Le 4 décembre 2024, la Société a acquis Heartland. La situation financière au 31 décembre 2024 comprend les actifs et les passifs de Heartland. Se reporter à la note 4 de nos états financiers consolidés pour plus de précisions.

Fonds de roulement

Le déficit des actifs courants sur les passifs courants, y compris la partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives, s'établissait à 796 millions de dollars au 31 décembre 2024 (déficit des actifs courants sur les passifs courants de 162 millions de dollars au 31 décembre 2023). Le déficit s'est accru principalement en raison du reclassement des titres échangeables dans les passifs courants. Les titres échangeables sont classés en tant que passifs courants, car leur option de conversion peut être exercée en tout temps après le 31 décembre 2024 au gré de Brookfield, même s'il n'y a aucune obligation de remettre des équivalents de trésorerie et le porteur ne peut exiger de remboursement. Se reporter à la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Les actifs courants ont augmenté de 193 millions de dollars, passant de 1 580 millions de dollars au 31 décembre 2023 à 1 773 millions de dollars au 31 décembre 2024, en raison surtout :

- d'une augmentation des actifs de gestion du risque principalement attribuable aux variations des prix du marché sur plusieurs marchés et aux prévisions de prix à la hausse; et
- de l'ajout d'actifs détenus en vue de la vente au titre des dessaisissements prévus (se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture»); le tout en partie contrebalancé par :
- la diminution des créances clients, principalement en raison du calendrier des encaissements et d'une baisse des garanties fournies dans le secteur Commercialisation de l'énergie, du fait des variations favorables des prix du marché, compensée par une hausse des créances clients et autres débiteurs attribuable à l'acquisition de Heartland; et
- la diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie découlant principalement de la diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

Les passifs courants ont augmenté de 827 millions de dollars, passant de 1 742 millions de dollars au 31 décembre 2023 à 2 569 millions de dollars au 31 décembre 2024, en raison surtout :

- du reclassement des titres échangeables dans les passifs courants, comme il est décrit ci-dessus;
- de la contrepartie éventuelle à payer à l'égard des dessaisissements prévus (se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture»);
- de l'augmentation de la partie courante de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions en raison de l'ajout des soldes de Heartland; et
- de l'augmentation de la partie courante des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives attribuable surtout à l'ajout des soldes de Heartland; le tout en partie contrebalancé par :
- la baisse des dettes fournisseurs, charges à payer et autres passifs courants, du fait principalement de la diminution des coûts à payer et de la diminution des dépenses d'investissement, en partie compensées par l'ajout des soldes des dettes fournisseurs liés à l'acquisition de Heartland et par la hausse des impôts sur le résultat à payer; et
- la baisse des passifs de gestion du risque découlant des variations des prix du marché sur plusieurs marchés et des règlements de contrats.

Actifs non courants

Les actifs non courants s'établissaient à 7 726 millions de dollars au 31 décembre 2024, en hausse de 647 millions de dollars par rapport à 7 079 millions de dollars au 31 décembre 2023, en raison surtout :

- de la hausse des immobilisations corporelles résultant des ajouts d'immobilisations corporelles de Heartland de 413 millions de dollars comptabilisés au moment de l'acquisition et des ajouts d'immobilisations de 311 millions de dollars liés principalement à la construction de projets de croissance et aux activités d'entretien d'envergure planifiées. Cette hausse des immobilisations corporelles a été en partie contrebalancée par un amortissement de 516 millions de dollars;
- de l'augmentation des créances au titre des contrats de location-financement se rapportant aux ajouts liés à l'acquisition de Heartland et des créances au titre des contrats de location-financement se rapportant à l'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith;
- de l'augmentation des actifs d'impôt différé attribuable à une hausse des différences temporaires déductibles découlant de l'acquisition de Heartland;
- de l'augmentation des actifs de gestion du risque découlant de la variation favorable des prix du marché sur plusieurs marchés et de l'ajout d'actifs de gestion du risque provenant de Heartland;

- de la hausse du solde du goodwill attribuable au goodwill découlant de l'acquisition de Heartland;
- de l'augmentation des immobilisations incorporelles en raison principalement de l'ajout de contrats de vente d'électricité provenant de Heartland; et
- de la hausse du solde des placements découlant des apports et de la quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence.

Passifs non courants

Les passifs non courants se sont établis à 5 087 millions de dollars au 31 décembre 2024, en baisse de 166 millions de dollars par rapport à 5 253 millions de dollars au 31 décembre 2023, en raison surtout :

- du reclassement des titres échangeables dans les passifs courants; et
- d'une baisse des obligations au titre des prestations définies et des autres passifs non courants, du fait principalement d'une baisse des passifs sur contrats d'électricité au détail attribuable à l'amortissement en fonction des volumes livrés; le tout en partie contrebalancé par :
- l'augmentation des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives attribuable à l'ajout des facilités de crédit de Heartland et à la hausse des emprunts en trésorerie sur la facilité de crédit consortiale;

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.

- la hausse de la provision pour frais de démantèlement et des autres provisions attribuable à l'ajout de centrales découlant de l'acquisition de Heartland, aux révisions des taux d'actualisation et des frais de démantèlement estimés et à la mise en service des parcs éoliens Horizon Hill et White Rock;
- la hausse des passifs d'impôt différé attribuable à l'augmentation des différences temporaires imposables découlant de l'acquisition de Heartland; et
- la hausse des passifs de gestion du risque attribuable à la variation des prix à terme et à la volatilité des prix du marché sur plusieurs marchés.

Total des capitaux propres

Au 31 décembre 2024, l'augmentation de 179 millions de dollars du total des capitaux propres était attribuable à :

- un résultat net de 239 millions de dollars; et
- des profits nets sur les instruments dérivés provenant des couvertures de flux de trésorerie de 194 millions de dollars; le tout en partie contrebalancé par :
- le rachat d'actions dans le cadre de l'OPRA d'un montant de 143 millions de dollars;
- les dividendes déclarés sur actions ordinaires et sur actions privilégiées de 123 millions de dollars; et
- les distributions de 40 millions de dollars versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle.

En 2024, Moody's a renouvelé la note à long terme de la Société de Ba1 avec une perspective stable. Morningstar DBRS 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

La structure du capital comprend les composantes qui suivent :

	2024		2023		2022	
	\$	%	\$	%	\$	%
Montant net des titres de créance non garantis de premier rang						
Dette avec recours – débentures en dollars canadiens	251	4	251	5	251	5
Dette avec recours – billets de premier rang en dollars américains	995	16	911	17	934	18
Facilités de crédit	543	9	397	7	428	9
Divers	—	—	—	—	1	—
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie ¹	(336)	(6)	(345)	(6)	(1 118)	(21)
Déduire : autres éléments de trésorerie et actifs liquides ²	(7)	—	5	—	(3)	—
Montant net des titres de créance non garantis de premier rang	1 446	23	1 219	23	493	11
Autres passifs						
Débentures échangeables	350	6	344	6	339	6
Dette sans recours						
Obligation de TAPC Holdings LP	75	1	85	1	94	2
Obligation de Pingston	39	1	39	1	45	1
Obligation des parcs éoliens de Melancthon et Wolfe	133	2	168	3	202	4
Obligation du parc éolien de New Richmond	93	2	103	2	112	2
Obligation du parc éolien de Kent Hills	179	3	193	3	206	4
Obligation du parc éolien Windrise	157	3	164	3	170	3
Dette sans recours de South Hedland	675	11	691	13	711	14
Facilité à terme de Heartland	224	4	—	—	—	—
Obligation d'OCP	192	3	217	4	241	4
Liquidités soumises à restrictions d'OCP LP ³	(17)	—	(17)	—	(17)	—
Financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis	101	1	104	1	123	2
Obligations locatives	151	2	143	3	135	2
Total de la dette nette consolidée^{4, 5, 6}	3 798	62	3 453	63	2 854	55
Actions privilégiées échangeables ⁶	400	7	400	7	400	7
Capitaux propres attribuables aux actionnaires						
Actions ordinaires	3 179	53	3 285	60	2 863	54
Actions privilégiées	942	16	942	17	942	18
Surplus d'apport, déficit et cumul des autres éléments du résultat global	(2 375)	(40)	(2 690)	(49)	(2 695)	(51)
Participations ne donnant pas le contrôle	97	2	127	2	879	17
Total du capital	6 041	100	5 517	100	5 243	100

1) La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont présentés déduction faite du découvert bancaire.

2) Comprennent 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) Principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP LP liées aux obligations de TransAlta OCP LP puisque ces liquidités sont soumises à restrictions spécifiquement pour rembourser la dette en cours.

4) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. 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 les rapprochements avec les mesures établies selon les IFRS.

5) 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.

6) 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 amélioré les liquidités et la valeur pour les actionnaires par les moyens suivants :

2024

- Le renouvellement de la facilité à terme de 400 millions de dollars et sa prolongation d'un an, soit jusqu'en septembre 2025.
- La prolongation d'un an de la facilité de crédit consortiale de 1,9 milliard de dollars et des facilités de crédit bilatérales de 240 millions de dollars, soit respectivement jusqu'en juin 2028 et juin 2026.
- Le rachat et l'annulation de 13 467 400 actions ordinaires au prix moyen de 10,59 \$ l'action dans le cadre de l'OPRA, pour un coût total de 143 millions de dollars.
- La prise en charge de nouvelles facilités de crédit et de nouvelles facilités de lettres de crédit dans le cadre de l'acquisition de Heartland.

2023

- La prolongation d'un an de la facilité de crédit consortiale consentie jusqu'au 30 juin 2027 et des facilités de crédit bilatérales consenties jusqu'au 30 juin 2025.
- Le refinancement de l'obligation sans recours de 45 millions de dollars de la centrale de Pingston échéant en 2023 et d'une obligation sans recours de la centrale de Pingston pour environ 39 millions de dollars, à un taux d'intérêt fixe de 6,145 % par année, payable tous les semestres et arrivant à échéance le 8 mai 2043.

- Le rachat et l'annulation de 7 537 500 actions ordinaires au prix moyen de 11,49 \$ l'action dans le cadre de l'OPRA, pour un coût total de 87 millions de dollars.

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 (taux d'intérêt effectif de 5,98 %) 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.

Facilités de crédit

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

Au 31 décembre 2024	Crédit utilisé				
	Montant total	Lettres de crédit en cours ¹	Montants prélevés	Capacité disponible	Échéance
Facilités de crédit					
Facilités consenties					
Facilité de crédit consortiale	1 950	456	145	1 349	T2 2028
Facilités de crédit bilatérales	240	161	—	79	T2 2026
Facilité à terme	400	—	400	—	T3 2025
Facilités de crédit de Heartland	276	14	224	38	T4 2027
Facilité de lettres de crédit de Heartland garantie par EDC	50	14	—	36	T1 2025
Total des facilités consenties	2 916	645	769	1 502	
Facilités de crédit sans engagement					
Facilités à vue	400	220	—	180	s. o.
Total des facilités sans engagement	400	220	—	180	

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.

Au cours du deuxième trimestre de 2024, la facilité à terme de 400 millions de dollars a été renouvelée, et l'échéance a été prolongée d'un an, soit jusqu'en septembre 2025. Les échéances de la facilité de crédit consortiale de 1 900 millions de dollars et des facilités de crédit bilatérales de 240 millions de dollars ont également été prolongées d'un an, soit respectivement jusqu'en juin 2028 et juin 2026.

Dans le cadre de l'acquisition de Heartland le 4 décembre 2024, la Société a pris en charge une facilité à terme sur laquelle un montant de 232 millions de dollars a été prélevé et une facilité renouvelable de 25 millions de dollars auprès d'un syndicat bancaire (collectivement, les «facilités de crédit de Heartland»). Au 31 décembre 2024, le montant prélevé sur la facilité à terme s'élevait à 224 millions de dollars. La facilité renouvelable de 25 millions de dollars est non utilisée et est disponible pour les besoins du fonds de roulement et les besoins généraux de la Société. La date d'échéance des facilités de crédit de Heartland est le 22 décembre 2027. Les facilités de crédit de Heartland comprennent également une facilité de lettres de crédit de réserve pour le service de la dette de 27 millions de dollars.

Dans le cadre de l'acquisition de Heartland, la Société a accès à une facilité de lettres de crédit non garantie de 50 millions de dollars auprès de deux banques canadiennes, soutenue par une garantie de cautionnements bancaires offerte par Exportation et développement Canada («EDC»).

Les facilités de crédit de Heartland ne sont assujetties à aucune clause restrictive de maintien ou financière, mais comportent certaines clauses restrictives qui limitent la capacité de Heartland à, notamment, contracter une dette additionnelle, créer ou permettre qu'existe un privilège, effectuer certaines acquisitions ou cessions, verser des distributions et conclure des conventions de couverture.

Dette sans recours et 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. et de Windrise Wind LP, l'obligation de TransAlta OCP LP et les facilités de crédit de Heartland 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 2024, à l'exception de Kent Hills Wind LP. Les fonds de l'entité Kent Hills Wind 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 2025. Au 31 décembre 2024, un montant de 117 millions de dollars (79 millions de dollars au 31 décembre 2023) en trésorerie était assujetti à ces restrictions financières.

Au 31 décembre 2024, les autres entités de la Société étaient dans l'incapacité d'avoir accès à une tranche de 5 millions de dollars (6 millions de dollars australiens) des fonds détenus par 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 droit de recours requièrent l'établissement et le financement de comptes de réserve au moyen de trésorerie en dépôt et de lettres de crédit.

Entre 2025 et 2027, la Société devait rembourser 1 066 millions de dollars au titre de sa dette, y compris un montant de 400 millions de dollars venu à échéance au titre de la facilité à terme, le solde de 666 millions de dollars étant lié aux remboursements prévus de la dette sans recours et du financement donnant droit à des avantages fiscaux. Les titres échangeables, d'une valeur de 750 millions de dollars, sont échangeables après le 31 décembre 2024.

Financement donnant droit à des avantages fiscaux et crédits d'impôt à la production aux États-Unis

La Société détient des participations dans des parcs éoliens qui sont admissibles à des incitatifs fiscaux offerts aux installations d'énergie renouvelable aux États-Unis. 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. Afin de monétiser les incitatifs fiscaux, la Société s'est associée à des investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux qui investissent dans ces installations en échange d'une quote-part des incitatifs fiscaux et de liquidités. TransAlta comptabilise la participation des investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux sous forme de dette à terme, lorsque les distributions en espèces et les attributions d'incitatifs fiscaux aux investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux réduisent principalement le solde de la dette à long terme. Lorsque les investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux atteignent un rendement du capital investi après impôt convenu, le projet arrive au «point de basculement». Avant d'atteindre le point de basculement, la quasi-totalité des attributs fiscaux, y compris les crédits d'impôt à la production obtenus et une proportion de trésorerie, sont attribués aux investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux. Une fois le point de basculement atteint,

la Société conserve la quasi-totalité de la trésorerie et du résultat imposable (de la perte fiscale) générés par l'installation.

En 2023, les lois fiscales américaines ont été modifiées pour permettre aux entités de monétiser certains crédits d'impôt

pour les énergies propres, y compris les crédits d'impôt à la production, en les transférant (en les vendant) à des contribuables tiers, en échange d'une contrepartie en espèces.

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 (\$ US)	Crédits d'impôt à la production annuels prévus (\$ US)	Attribution des distributions en espèces aux investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux (avant le point de basculement) non actualisée ¹ (\$ US)	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	2027	45	—	7	99 %
Big Level et Antrim	2019	2029	126	10	41	99 %
Skookumchuck ²	2020	2030	121	11	17	99 %
Parcs solaires en Caroline du Nord	2021	2028	64	s. o.	7	s. o.

1) Distributions en espèces prévues cumulatives entre le 31 décembre 2024 et le point de basculement prévu.

2) 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.

Rendements aux fournisseurs de capitaux

Produits d'intérêts et charges d'intérêts

Les composantes des produits d'intérêts et de la charge d'intérêts sont présentées ci-dessous :

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	2022
Produits d'intérêts	30	59	24
Intérêt sur la dette	197	203	164
Intérêt sur les débentures échangeables	31	29	29
Intérêt sur les actions privilégiées échangeables	28	28	28
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(16)	(57)	(16)
Intérêts sur les obligations locatives	10	9	7
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	21	21	27
Réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux	3	—	(2)
Désactualisation des provisions	50	48	49
Charge d'intérêts	324	281	286

Les produits d'intérêts ont diminué, les soldes de trésorerie ayant été inférieurs à la moyenne et les taux d'intérêt ayant diminué. La charge d'intérêts a augmenté par rapport à celle de 2023, du fait principalement d'une baisse des intérêts

incorporés dans le coût de l'actif attribuable à un ralentissement de l'activité de construction en 2024 par rapport à celle de 2023.

Capital social

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

Aux	Nombre d'actions (en millions)		
	19 févr. 2025	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Actions ordinaires émises et en circulation à la fin de la période	297,6	297,5	306,9
Actions privilégiées			
Série A	9,6	9,6	9,6
Série B	2,4	2,4	2,4
Série C	10,0	10,0	10,0
Série D	1,0	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	38,6	38,6	38,6
Série I – titres échangeables ¹	0,4	0,4	0,4
Actions privilégiées émises et en circulation	39,0	39,0	39,0

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

Participations ne donnant pas le contrôle

Le 5 octobre 2023, la Société a acquis la totalité des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables qui n'étaient pas déjà détenues, directement ou indirectement, par TransAlta et certaines de ses sociétés affiliées.

Au 31 décembre 2024, la Société détenait une participation de 50,01 % dans TransAlta Cogeneration, LP («TA Cogen») (50,01 % au 31 décembre 2023) 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. Le 4 décembre 2024, la Société a fait l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Sheerness dans le cadre de l'acquisition de Heartland.

Au 31 décembre 2024, la Société détenait une participation de 83 % dans Kent Hills Wind LP (83 % au 31 décembre 2023), qui détient et exploite trois parcs éoliens.

Comme la Société détient une participation conférant le contrôle dans TA Cogen et Kent Hills Wind LP, nous avons consolidé la totalité des résultats, des actifs et des passifs relativement à ces filiales.

Les résultats, les actifs et les passifs de ces filiales et de TransAlta Renewables avant le 5 octobre 2023 ont été attribués aux autres propriétaires proportionnellement à leur participation. Le 5 octobre 2023, la Société a acquis la totalité des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables qui n'étaient pas déjà détenues, directement ou indirectement.

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle comme présenté pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 a diminué de 91 millions de dollars par rapport à celui de 2023, principalement en raison de la baisse du résultat net de TA Cogen attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle découlant de la diminution de la production et du recul des prix marchands sur le marché de l'Alberta et de la cessation du versement de distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de TransAlta Renewables.

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 2024 et 2023 :

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	2022
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	348	1 134	947
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	796	1 464	877
Activités d'investissement	(520)	(814)	(741)
Activités de financement	(291)	(1 432)	45
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	4	(4)	6
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	337	348	1 134

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 ont diminué par rapport à ceux de 2023, principalement en raison de ce qui suit :

	Exercices clos les 31 déc.
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2023	1 464
Diminution de la marge brute attribuable à une baisse des produits des activités ordinaires, compte non tenu de l'incidence des pertes latentes liées aux activités de gestion du risque, contrebalancée en partie par la baisse des coûts du combustible et des achats d'électricité	(351)
Augmentation des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration attribuable à l'augmentation des dépenses liées à la planification et à la conception d'une mise à niveau du progiciel de gestion intégré, à la hausse des dépenses à l'appui des initiatives stratégiques de croissance, aux pénalités imposées par l'administrateur de la surveillance du marché de l'Alberta pour des signalements automatiques et aux coûts de transaction et de restructuration liés à l'acquisition de Heartland	(116)
Augmentation de la charge d'impôt exigible attribuable à l'utilisation de l'ensemble des reports prospectifs de pertes autres qu'en capital au Canada en 2023, contrebalancée par une baisse du résultat avant impôts sur le résultat en 2024	(93)
Diminution des produits d'intérêts attribuable à la baisse des soldes de trésorerie et des taux d'intérêt	(29)
Augmentation de la charge d'intérêts sur la dette principalement attribuable à une baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif en raison d'un ralentissement de l'activité de construction en 2024 par rapport à celle de 2023	(35)
Variation défavorable des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation attribuable à une baisse des dettes fournisseurs et charges à payer, contrebalancée en partie par une baisse des garanties fournies du fait de la volatilité des prix du marché	(86)
Autres éléments sans effet de trésorerie	42
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2024	796

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2022, principalement en raison de ce qui suit :

	Exercices clos les 31 déc.
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2022	877
Augmentation de la marge brute attribuable à une baisse des coûts du gaz naturel inclus dans les coûts du combustible et des achats d'électricité, contrebalancée en partie par la baisse des produits des activités ordinaires annulée par les profits et pertes latents liés aux activités de gestion du risque et la hausse des coûts de conformité liés au carbone	127
Augmentation des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration attribuable à l'augmentation des dépenses liées aux initiatives stratégiques et de croissance, à la hausse des coûts associés au déménagement des bureaux du siège social de la Société et à la hausse des coûts attribuable aux pressions inflationnistes	(18)
Diminution de la charge d'impôt exigible attribuable à l'utilisation de reports prospectifs de pertes autres qu'en capital auparavant visés par des restrictions pour compenser le résultat imposable	15
Augmentation des produits d'intérêts attribuable à la hausse des soldes de trésorerie et aux taux d'intérêt favorables	35
Variation favorable des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation attribuable à la baisse des créances clients et des garanties fournies du fait de la volatilité du marché et des prix du marché, contrebalancée en partie par une baisse des dettes fournisseurs et des garanties reçues relativement à des instruments dérivés	440
Divers	(12)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2023	1 464

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 ont diminué par rapport à ceux de 2023, principalement en raison de ce qui suit :

	Exercices clos les 31 déc.
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2023	(814)
Trésorerie versée pour l'acquisition de Heartland	(217)
Diminution des ajouts aux immobilisations corporelles attribuable à l'ampleur accrue du programme de construction en 2023 par rapport à celui de 2024	564
Diminution du produit de la vente d'immobilisations corporelles attribuable à la vente d'équipement provenant de l'unité 5 de la centrale de Sundance en 2023	(25)
Variation défavorable des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement découlant de la baisse des charges à payer au titre du capital	(18)
Diminution des encaissements au comptant des créances au titre des nouveaux contrats de location-financement relatifs à l'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith par rapport à ceux des créances au titre des contrats de location-financement relatifs à Southern Cross Energy	(34)
Diminution des apports en trésorerie aux placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	8
Divers ¹	16
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2024	(520)

1) Comprend principalement les incitatifs à la location reçus, contrebalancés par une diminution des profits réalisés sur les instruments financiers, une augmentation du solde des liquidités soumises à restriction et d'autres éléments des activités d'investissement.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2022, principalement en raison de ce qui suit :

	Exercices clos les 31 déc.
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2022	(741)
Diminution des ajouts aux immobilisations corporelles attribuable aux ajouts de 2022, qui visaient surtout la construction des projets de parc éolien White Rock, du parc éolien Garden Plain, du projet de parc éolien Horizon Hill et du parc solaire dans le nord de la région de Goldfields. En 2023, la plupart de ces installations ont été mises en service.	43
Diminution des immobilisations incorporelles attribuable à une baisse des ajouts aux immobilisations incorporelles en cours de développement	18
Diminution du produit de la vente d'immobilisations corporelles en raison de la clôture de la vente de deux centrales hydroélectriques ainsi que de la vente d'équipement provenant de l'unité 5 de la centrale de Sundance et d'autres équipements en 2022	(37)
Variation défavorable des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement découlant de la baisse des charges à payer au titre du capital	(28)
Divers ¹	(69)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2023	(814)

1) Comprend principalement une hausse des dépenses liées aux coûts de développement de projets, une augmentation des apports aux placements, une diminution de l'indemnité d'assurance et une baisse des règlements en 2023.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Les flux de trésorerie liés aux activités de financement pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 ont diminué par rapport à ceux de 2023, principalement en raison de ce qui suit :

	Exercices clos les 31 déc.
Flux de trésorerie liés aux activités de financement pour l'exercice clos le 31 décembre 2023	(1 432)
Acquisition de TransAlta Renewables en 2023	811
Augmentation des emprunts sur les facilités de crédit en 2024	189
Diminution des distributions versées aux participations ne donnant pas le contrôle	183
Hausse des rachats d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA	(56)
Diminution du remboursement de la dette à long terme en 2024 par rapport à celui de l'exercice précédent	33
Aucune émission de dette à long terme en 2024	(39)
Diminution des pertes réalisées sur les instruments financiers	34
Divers	(14)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement pour l'exercice clos le 31 décembre 2024	(291)

Les flux de trésorerie liés aux activités de financement pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2022, principalement en raison de ce qui suit :

	Exercices clos les 31 déc.
Flux de trésorerie liés aux activités de financement pour l'exercice clos le 31 décembre 2022	45
Diminution du remboursement de la dette à long terme attribuable au remboursement des billets de premier rang de 400 millions de dollars américains en 2022	457
Augmentation de l'émission de capital social attribuable à l'affectation de flux de trésorerie et à l'émission d'actions dans le cadre de l'acquisition de TransAlta Renewables	(811)
Baisse de l'augmentation nette des emprunts aux termes de facilités de crédit	(495)
Baisse de l'émission de dette à long terme attribuable à l'émission par la Société de billets de premier rang de 400 millions de dollars américains en 2022	(493)
Baisse des profits réalisés sur les instruments financiers attribuable à la comptabilisation d'un profit sur le remboursement des billets de premier rang de 400 millions de dollars américains en 2022	(72)
Augmentation des distributions versées aux participations ne donnant pas le contrôle	(36)
Hausse des rachats d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA	(35)
Divers	8
Flux de trésorerie liés aux activités de financement pour l'exercice clos le 31 décembre 2023	(1 432)

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 2024, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 865 millions de dollars (782 millions de dollars en 2023) et des garanties au comptant de 124 millions de dollars (145 millions de dollars en 2023).

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 2024 est liée à une hausse des opérations de livraison physique et les opérations sur dérivés financiers dans une position de passif net, et à l'émission de nouvelles lettres de crédit dans le cadre de l'acquisition de Heartland.

Engagements

Les engagements se présentent comme suit :

	2025	2026	2027	2028	2029	2030 et par la suite	Total
Contrats de gaz naturel et contrats de livraison ¹	75	68	65	66	64	425	763
Transport ¹	23	23	21	10	8	105	190
Contrats d'approvisionnement en charbon ¹	75	—	—	—	—	—	75
Ententes de service à long terme ¹	61	47	50	31	18	151	358
Contrats de location simple ^{1, 2}	4	3	3	2	2	22	36
Dettes à long terme ³	566	169	331	309	824	1 493	3 692
Titres échangeables ⁴	—	—	—	—	—	750	750
Paiements de principal sur les obligations locatives	4	5	5	5	5	127	151
Intérêts sur la dette à long terme et les obligations locatives ^{1, 5}	205	178	169	151	136	649	1 488
Intérêt sur les titres échangeables ^{1, 4}	53	53	53	52	12	—	223
Croissance ¹	46	3	—	—	—	—	49
Total	1 112	549	697	626	1 069	3 722	7 775

1) Non comptabilisés à titre de passif financier aux états de la situation financière consolidés et ne tiennent pas compte de l'incidence des couvertures de taux d'intérêt.

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) Les débentures échangeables viennent à échéance le 1^{er} mai 2039, et les actions privilégiées échangeables sont perpétuelles. Toutefois, les paiements en espèces pourront avoir lieu après le 31 décembre 2028 au gré de la Société si les titres échangeables ne sont pas échangés par Brookfield Renewable Partners ou des membres du même groupe (collectivement « Brookfield »). Au gré de Brookfield, les titres échangeables peuvent actuellement être échangés contre une participation dans les capitaux propres des actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta.

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

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'auront pas une incidence négative importante sur TransAlta. Dans le cours normal des affaires, des organismes de réglementation peuvent également présenter des demandes de renseignements, auxquelles la Société donnera suite comme il se doit.

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'auront pas une incidence négative importante sur TransAlta.

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

Le 27 mai 2019, l'Alberta Energy Regulator (« 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 10 permis de forage (qui comprennent des activités de fracturation hydraulique) dans un rayon de trois à cinq kilomètres de la centrale de Brazeau.

La Société est d'avis que, selon une analyse d'experts indépendants commandée par le gouvernement de l'Alberta, les activités de fracturation hydraulique ayant lieu à moins de cinq kilomètres de la centrale de Brazeau posent un

risque inacceptable et que les demandes devraient être rejetées. L'audience réglementaire en vue de l'examen de ces demandes – procédure 379 – a été ajournée et reportée en novembre 2025.

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 : a) l'octroi de baux d'exploitation minière à moins de cinq kilomètres de la centrale de Brazeau constitue une violation de l'accord de 1960 entre la Société et le gouvernement de l'Alberta; et b) le gouvernement de l'Alberta est tenu d'indemniser la Société pour tous les coûts ou dommages résultant des risques liés à la 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 : a) tente d'usurper la compétence de l'AER; et b) est en dehors du délai prévu en vertu de la *Limitations Act* (Alberta). Le procès devrait avoir lieu en septembre ou octobre 2025 si les parties ne parviennent pas à résoudre le différend avant cette date.

Garden Plain

Garden Plain LLP, une filiale en propriété exclusive de la Société, a retenu les services d'un entrepreneur indépendant pour la construction du projet de parc éolien Garden Plain près de Hanna, en Alberta. L'entrepreneur a connu des retards sur le calendrier, des difficultés liées à la construction et des dépassements de coûts importants, ce qui a entraîné des retards, et il a réclamé 53 millions de dollars en dommages-intérêts. La Société conteste l'intégralité de cette réclamation et introduit une demande reconventionnelle. Les parties ont entamé la procédure de

règlement des différends et l'audience d'arbitrage est fixée à trois semaines à compter du 14 avril 2025.

Démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance

TransAlta s'est adressée à l'Alberta Utilities Commission 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. La demande a été entendue par l'Alberta Utilities Commission au premier trimestre de 2024. Une décision a été rendue le 9 décembre 2024, qui ordonnait au Balancing Pool de verser 9 millions de dollars à TransAlta, soit le déficit des coûts de démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance par rapport aux montants déjà perçus en vertu du règlement sur les CAÉ.

Centrale de Brazeau – Signalement automatique relatif à la réserve tournante

Le 30 novembre 2022, TransAlta a signalé à l'administrateur de la surveillance du marché un éventuel manquement des règles de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité en lien avec les offres de réserves tournantes actives à la centrale de Brazeau alors que la configuration était inadéquate entre le 13 août 2021 et le 1^{er} novembre 2022. En 2022, une provision de 20 millions de dollars a été initialement comptabilisée dans les produits des activités ordinaires, reflétant une restitution possible des produits des activités ordinaires et une provision de 2 millions de dollars a été comptabilisée au titre des amendes et pénalités éventuelles. Le 29 novembre 2024, l'administrateur de la surveillance du marché a imposé des pénalités à TransAlta pour ce signalement automatique et TransAlta a effectué un paiement de 33 millions de dollars en janvier 2025.

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 et des swaps de devises 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. 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 de l'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 des activités ordinaires, 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

Pour la majeure partie de nos couvertures de change, de taux d'intérêt, du prix des produits de base et de dérivés autres que de couverture, la juste valeur est 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 2024, la valeur comptable du passif net au titre des instruments de niveau III s'élevait à 234 millions de dollars (passif net de 147 millions de dollars au 31 décembre 2023). Le passif au titre des instruments de niveau III a augmenté en 2024 en raison surtout des fluctuations des prix du marché et de l'ajout d'une contrepartie éventuelle liée aux dessaisissements prévus dans le cadre de l'acquisition de Heartland, le tout contrebalancé par des règlements de contrats au cours de l'exercice. Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2023.

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.

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 2024, 2023 et 2022. 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, la marge brute ajustée, 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. La présente section fournit des renseignements supplémentaires sur ces mesures non conformes aux IFRS, 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 nos principaux résultats d'exploitation. Au

quatrième trimestre de 2024, la composition de notre BAIIA ajusté a été ajustée pour ne plus tenir compte de l'incidence des pénalités auxquelles est soumise la centrale de Brazeau, du remboursement des frais de démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance, des coûts liés au progiciel de gestion intégré, des produits et des charges liés aux dessaisissements prévus, et des coûts de transaction et d'intégration liés à l'acquisition de Heartland, ces éléments ne reflétant ni les activités en cours ni le rendement de nos actifs en exploitation. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour 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. La mesure conforme aux IFRS la plus directement comparable est le résultat avant impôts sur le résultat.

Les ajustements effectués sont décrits ci-après.

Ajustements des produits des activités ordinaires

- 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.
- Des ajustements sont apportés pour tenir compte des profits et pertes liés aux positions de change dénouées qui sont réglées en les compensant avec des positions de change connexes qui ont été comptabilisées dans la période au cours de laquelle les positions ont été réglées.
- Certains actifs que nous détenons au Canada et en Australie-Occidentale 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.
- Les pénalités auxquelles est soumise la centrale de Brazeau sont imposées par l'administrateur de la surveillance du marché de l'Alberta pour les signalements automatiques en lien avec les services auxiliaires hydroélectriques fournis en 2021 et 2022. Les pénalités n'ont pas été prises en compte et ne sont pas

représentatives du rendement des activités continues. En 2022, une provision de 20 millions de dollars a été initialement comptabilisée dans les produits des activités ordinaires, reflétant une restitution possible des produits des activités ordinaires et une provision de 2 millions de dollars a été comptabilisée au titre des amendes et pénalités éventuelles. L'évaluation finale ne comportait aucune restitution des produits des activités ordinaires et des pénalités de 33 millions de dollars, ce qui a entraîné la reprise de la provision pour restitution initiale dans les produits des activités ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 et la comptabilisation du montant total des pénalités imposées dans les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration.

- Les produits tirés des dessaisissements prévus ne sont pas inclus, car ils ne reflètent pas le rendement des activités continues.

Ajustements des coûts du combustible et des achats d'électricité

- 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 à chaque période afin de refléter le coût net pour l'entreprise.
- Les coûts du combustible et des achats d'électricité liés aux dessaisissements prévus ne sont pas inclus, car ils ne reflètent pas le rendement des activités continues.

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

- Les coûts de transaction et de restructuration liés à l'acquisition, qui se composent principalement des indemnités de départ, des frais juridiques et des honoraires de consultation, ne sont pas inclus, car ils ne reflètent pas le rendement des activités continues.
- Les pénalités auxquelles est soumise la centrale de Brazeau sont imposées par l'administrateur de la surveillance du marché de l'Alberta pour les signalements automatiques en lien avec les services auxiliaires hydroélectriques fournis en 2021 et 2022. Les pénalités ont été exclues, car elles ne reflètent pas le rendement des activités continues. La provision a été comptabilisée initialement en 2022 en fonction d'une estimation, puis le montant a été révisé en 2024 sur la base de l'issue réelle de l'affaire.
- Les coûts liés au progiciel de gestion intégré engagés en 2024 pour la planification et la conception des mises à niveau ne sont pas inclus, car ces coûts de projet ne sont pas engagés à intervalle régulier et, par conséquent, ne reflètent pas le rendement des activités continues.

Ajustements des autres produits d'exploitation, montant net

- Le remboursement des frais de démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance en 2024 n'est pas inclus, car il se rapporte au règlement d'une éventualité pour une centrale qui n'est plus en exploitation. Pour plus de précisions, se reporter à la note 8 de nos états financiers consolidés.
- Les recouvrements d'assurance liés à l'effondrement d'une tour au parc éolien de Kent Hills en 2023 et en 2022 ne sont pas inclus, car ils sont liés aux activités d'investissement et ne reflètent pas le rendement des activités continues.
- Une provision pour contrat déficitaire au titre des paiements de redevances futures comptabilisée à la suite de la fermeture de la mine de Highvale a été exclue en 2022, car ces paiements ne sont pas compris dans les produits d'exploitation.
- Les frais de résiliation de contrat engagés en 2022 par suite de l'adoption du plan de transition vers l'énergie propre de la Société ont été exclus.

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

- Les imputations pour dépréciation d'actifs et les 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 selon les 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 selon les 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.

BAlIA annuel moyen

Le BAlIA annuel moyen est une mesure financière non conforme aux IFRS de nature prospective, utilisée pour illustrer le BAlIA annuel moyen que le projet devrait générer.

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. Pour une description des ajustements apportés aux flux de trésorerie d'exploitation (mesure IFRS la plus directement comparable) aux fins du calcul des fonds provenant des activités d'exploitation, se reporter aux tableaux des pages RG77 et RG81.

Ajustements des flux de trésorerie d'exploitation

- 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 selon les 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, sont compris 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 le secteur Transition énergétique qui pourraient ne pas refléter les activités en cours, y compris certains coûts liés aux décisions prises en vue d'accélérer l'abandon du charbon en Alberta et l'abandon du charbon prévu à la centrale de Centralia. Ces ajustements figurent au poste Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre dans le tableau de rapprochement.
- Le remboursement des frais de démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance en 2024 n'est pas inclus, car il se rapporte au règlement d'une éventualité pour une centrale qui n'est plus en exploitation.
- La trésorerie reçue/versée sur les positions dénouées est reflétée dans la période au cours de laquelle la position est réglée.
- Nous procédons à un ajustement pour tenir compte des coûts de transaction et de restructuration liés à l'acquisition qui ne reflètent pas le rendement des activités continues.

- 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 de coentreprises comptabilisées 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. Pour une description des ajustements apportés aux flux de trésorerie d'exploitation (mesure IFRS la plus directement comparable) aux fins du calcul des fonds provenant des activités d'exploitation, se reporter aux tableaux des pages RG77 et RG81.

Marge brute ajustée

La marge brute ajustée correspond aux produits des activités ordinaires ajustés diminués des coûts du combustible et des achats d'électricité et des coûts de conformité liés au carbone ajustés, les ajustements des produits des activités ordinaires et des coûts du combustible et des achats d'électricité ayant été appliqués de la manière susmentionnée. Le placement dans le parc éolien Skookumchuck a été inclus au prorata dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire. La mesure IFRS la plus directement comparable est la marge brute dans le compte de résultat consolidé.

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 BAlIA 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 dépenses d'investissement de maintien et les dépenses de croissance et de développement constituent des mesures financières supplémentaires utilisées pour présenter les dépenses engagées pour faciliter respectivement l'exploitation sécuritaire et fiable de nos installations existantes et la construction des projets. Se reporter à la rubrique «Dépenses d'investissement» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Les données du portefeuille de centrales électriques en Alberta sont 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, pour l'exercice complet

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 2024 :

	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 reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	409	357	1 350	616	168	(34)	2 866	(21)	—	2 845
Reclassements et ajustements :										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	1	84	(60)	(36)	14	—	3	—	(3)	—
Profit (perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées	—	—	7	2	(15)	—	(6)	—	6	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	2	19	—	—	—	21	—	(21)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	6	8	—	—	—	14	—	(14)	—
Produits tirés des dessaisissements prévus	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Pénalités de la centrale de Brazeau	(20)	—	—	—	—	—	(20)	—	20	—
Perte latente de change sur les produits de base	—	—	(2)	—	—	—	(2)	—	2	—
Produits des activités ordinaires ajustés	390	449	1 321	582	167	(34)	2 875	(21)	(9)	2 845
Coûts du combustible et des achats d'électricité	16	30	475	418	—	—	939	—	—	939
Reclassements et ajustements :										
Coûts du combustible et des achats d'électricité liés aux dessaisissements prévus	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Produits d'intérêts australiens	—	—	(4)	—	—	—	(4)	—	4	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	16	30	470	418	—	—	934	—	5	939
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	145	1	—	(34)	112	—	—	112
Marge brute	374	419	706	163	167	—	1 829	(21)	(14)	1 794
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	86	97	198	69	36	173	659	(4)	—	655
Reclassements et ajustements :										
Pénalités de la centrale de Brazeau	(31)	—	—	—	—	—	(31)	—	31	—
Coûts liés au progiciel de gestion intégré	—	—	—	—	—	(14)	(14)	—	14	—
Coûts de transaction et de restructuration liés à l'acquisition	—	—	—	—	—	(24)	(24)	—	24	—
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées	55	97	198	69	36	135	590	(4)	69	655
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	16	13	3	—	1	36	—	—	36
Autres produits d'exploitation, montant net	—	(10)	(40)	(9)	—	—	(59)	—	—	(59)
Reclassements et ajustements :										
Remboursement des frais de démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance	—	—	—	9	—	—	9	—	(9)	—
Autres produits d'exploitation ajustés, montant net	—	(10)	(40)	—	—	—	(50)	—	(9)	(59)
BAIIA ajusté²	316	316	535	91	131	(136)	1 253			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										5
Produits tirés des contrats de location-financement										14
Amortissement										(531)
Imputations pour dépréciation d'actifs										(46)
Produits d'intérêts										30
Charge d'intérêts										(324)
Profit de change										5
Profit à la vente d'actifs et autres										4
Résultat avant impôts sur le résultat										319

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 et pourrait ne pas être comparable à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. 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 2023 :

	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 reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	533	357	1 514	751	220	1	3 376	(21)	—	3 355
Reclassements et ajustements :										
Perte latente liée à la réévaluation à la valeur de marché	(4)	16	(67)	(5)	23	—	(37)	—	37	—
Profit (perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées	—	—	10	—	(91)	—	(81)	—	81	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	55	—	—	—	55	—	(55)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	12	—	—	—	12	—	(12)	—
Profit latent de change sur les produits de base	—	—	1	—	—	—	1	—	(1)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	529	373	1 525	746	152	1	3 326	(21)	50	3 355
Coûts du combustible et des achats d'électricité	19	30	453	557	—	1	1 060	—	—	1 060
Reclassements et ajustements :										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(4)	—	—	—	(4)	—	4	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	19	30	449	557	—	1	1 056	—	4	1 060
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	112	—	—	—	112	—	—	112
Marge brute	510	343	964	189	152	—	2 158	(21)	46	2 183
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	48	80	192	64	43	115	542	(3)	—	539
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	12	11	3	—	1	30	(1)	—	29
Autres produits d'exploitation, montant net	—	(7)	(40)	—	—	—	(47)	—	—	(47)
Reclassements et ajustements :										
Recouvrement d'assurance	—	1	—	—	—	—	1	—	(1)	—
Autres produits d'exploitation ajustés, montant net	—	(6)	(40)	—	—	—	(46)	—	(1)	(47)
BAIIA ajusté ²	459	257	801	122	109	(116)	1 632			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										4
Produits tirés des contrats de location-financement										12
Amortissement										(621)
Reprises de dépréciation d'actifs										48
Produits d'intérêts										59
Charge d'intérêts										(281)
Profit de change										(7)
Profit à la vente d'actifs et autres										4
Résultat avant impôts sur le résultat										880

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 et pourrait ne pas être comparable à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Le tableau qui suit 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 :

	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 reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	606	303	1 209	714	160	(2)	2 990	(14)		2 976
Reclassements et ajustements :										
(Profit latent) perte latente lié(e) 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)	—
Pénalités de la centrale de Brazeau	20	—	—	—	—	—	20	—	(20)	—
Profit latent de change sur les produits de base	—	—	—	—	(1)	—	(1)	—	1	—
Produits des activités ordinaires ajustés	627	407	1 521	724	218	(2)	3 495	(14)	(505)	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	605	375	801	159	218	—	2 158	(14)	(509)	1 635
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	55	68	195	69	35	101	523	(2)	—	521
Reclassements et ajustements :										
Pénalités de la centrale de Brazeau	(2)	—	—	—	—	—	(2)	—	2	—
Charge au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées	53	68	195	69	35	101	521	(2)	2	521
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	12	15	4	—	1	35	(2)	—	33
Autres produits d'exploitation, montant net	—	(23)	(38)	—	—	—	(61)	3	—	(58)
Reclassements et ajustements :										
Contrat de redevances déficitaire et frais de résiliation de contrat	—	7	—	—	—	—	7	—	(7)	—
Autres produits d'exploitation ajustés, montant net	—	(16)	(38)	—	—	—	(54)	3	(7)	(58)
BAIIA ajusté ^{2, 3}	549	311	629	86	183	(102)	1 656			
Quote-part du 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)
Produits d'intérêts										24
Charge d'intérêts										(286)
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 et pourrait ne pas être comparable à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.
- 3) En 2024, la composition du BAIIA ajusté a été modifiée pour exclure l'incidence des pénalités de la centrale de Brazeau et des provisions connexes. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement. 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 pour l'exercice complet

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 :

	2024	2023	2022
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹	796	1 464	877
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(38)	(124)	316
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	758	1 340	1 193
Ajustements :			
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise ¹	8	8	8
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	21	55	46
Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre ²	—	11	42
Remboursement des frais de démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance	(9)	—	—
Profit (perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées	(6)	(81)	37
Coûts de transaction et de restructuration liés à l'acquisition	19	—	—
Divers ³	19	18	20
Fonds provenant des activités d'exploitation⁴	810	1 351	1 346
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien ¹	(142)	(174)	(142)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(1)	(3)	(4)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(52)	(51)	(43)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(40)	(223)	(187)
Paiements de principal sur les obligations locatives	(6)	(10)	(9)
Flux de trésorerie disponibles⁴	569	890	961
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	302	276	271
Fonds provenant des activités d'exploitation par action⁴	2,68	4,89	4,97
Flux de trésorerie disponibles par action⁴	1,88	3,22	3,55

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

2) Pour l'exercice 2023, comprennent les montants liés aux contrats déficitaires comptabilisés en 2021 et une cotisation volontaire au régime de retraite à prestations définies des États-Unis pour la centrale thermique de Centralia. Au cours 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 d'énergie plus propres, la Société a versé une cotisation spéciale volontaire de 35 millions de dollars au régime de retraite de la mine de Highvale. Pour l'exercice 2022, comprennent également des montants liés à des contrats déficitaires comptabilisés en 2021.

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 et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. 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 :

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	2022 ⁵
BAIIA ajusté ^{1, 4}	1 253	1 632	1 656
Provisions	10	(1)	25
Charge d'intérêts nette ²	(231)	(164)	(200)
Charge d'impôt exigible	(143)	(50)	(65)
Perte de change réalisée	(27)	(4)	—
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(41)	(37)	(35)
Autres éléments sans effet de trésorerie	(11)	(25)	(35)
Fonds provenant des activités d'exploitation^{3, 4}	810	1 351	1 346
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien ⁴	(142)	(174)	(142)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(1)	(3)	(4)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(52)	(51)	(43)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(40)	(223)	(187)
Paiements de principal sur les obligations locatives	(6)	(10)	(9)
Flux de trésorerie disponibles^{3, 4}	569	890	961

- 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) La charge d'intérêts nette comprend la charge d'intérêts, déduction faite des produits d'intérêts, et exclut les éléments sans effet de trésorerie comme l'amortissement et la désactualisation des coûts de financement.
- 3) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. 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.
- 4) Comprennent notre quote-part des montants relatifs au parc éolien Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.
- 5) En 2024, la composition du BAIIA ajusté a été modifiée pour exclure l'incidence des pénalités de la centrale de Brazeau et des provisions connexes. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS sur une base consolidée, par secteur, pour le quatrième trimestre

Le tableau suivant présente le BALIA ajusté par secteur et fournit un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour la période de trois mois close le 31 décembre 2024 :

	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 reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	93	104	319	155	14	—	685	(7)	—	678
Reclassements et ajustements :										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	4	23	26	(8)	19	—	64	—	(64)	—
Profits réalisés (pertes réalisées) sur les positions de change dénouées	—	—	(1)	2	1	—	2	—	(2)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	1	5	—	—	—	6	—	(6)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	2	3	—	—	—	5	—	(5)	—
Produits tirés des dessaisissements prévus	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Pénalités de la centrale de Brazeau	(20)	—	—	—	—	—	(20)	—	20	—
Profit latent de change sur les produits de base	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Produits des activités ordinaires ajustés	77	130	350	149	34	—	740	(7)	(55)	678
Coûts du combustible et des achats d'électricité	3	8	136	102	—	—	249	—	—	249
Reclassements et ajustements :										
Coûts du combustible et des achats d'électricité liés aux dessaisissements prévus	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Produits d'intérêts australiens	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	3	8	134	102	—	—	247	—	2	249
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	39	—	—	—	39	—	—	39
Marge brute	74	122	177	47	34	—	454	(7)	(57)	390
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	47	27	67	19	7	68	235	(1)	—	234
Reclassements et ajustements :										
Pénalités de la centrale de Brazeau	(31)	—	—	—	—	—	(31)	—	31	—
Coûts liés au progiciel de gestion intégré	—	—	—	—	—	(14)	(14)	—	14	—
Coûts de transaction et de restructuration liés à l'acquisition	—	—	—	—	—	(16)	(16)	—	16	—
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées	16	27	67	19	7	38	174	(1)	61	234
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	3	4	—	—	—	8	1	—	9
Autres produits d'exploitation, montant net	—	(3)	(10)	(9)	—	—	(22)	—	—	(22)
Reclassements et ajustements :										
Remboursement des frais de démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance	—	—	—	9	—	—	9	—	(9)	—
Autres produits d'exploitation ajustés, montant net	—	(3)	(10)	—	—	—	(13)	—	(9)	(22)
BALIA ajusté²	57	95	116	28	27	(38)	285			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										2
Produits tirés des contrats de location-financement										5
Amortissement										(143)
Imputations pour dépréciation d'actifs										(20)
Produits d'intérêts										11
Charge d'intérêts										(92)
Profit de change										17
Résultat avant impôts sur le résultat										(51)

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

2) Le BALIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS et pourrait ne pas être comparable à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. 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 la période de trois mois close le 31 décembre 2023 :

	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 reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	77	94	246	175	39	—	631	(7)	—	624
Reclassements et ajustements :										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	(2)	20	53	7	(19)	—	59	—	(59)	—
Profit réalisé sur les positions de change dénouées	—	—	23	—	4	—	27	—	(27)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	15	—	—	—	15	—	(15)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	2	—	—	—	2	—	(2)	—
Profit latent de change sur les produits de base	—	—	1	—	—	—	1	—	(1)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	75	114	340	182	24	—	735	(7)	(104)	624
Coûts du combustible et des achats d'électricité	5	8	127	138	—	—	278	—	—	278
Reclassements et ajustements :										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	5	8	126	138	—	—	277	—	1	278
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	27	—	—	—	27	—	—	27
Marge brute	70	106	187	44	24	—	431	(7)	(105)	319
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	13	25	56	18	10	29	151	(1)	—	150
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	—	—	—	1	3	—	—	3
Autres produits d'exploitation, montant net	—	(3)	(10)	—	—	—	(13)	—	—	(13)
Reclassements et ajustements :										
Recouvrement d'assurance	—	1	—	—	—	—	1	—	(1)	—
Autres produits d'exploitation ajustés, montant net	—	(2)	(10)	—	—	—	(12)	—	(1)	(13)
BAIIA ajusté ²	56	82	141	26	14	(30)	289			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										3
Produits tirés des contrats de location-financement										2
Amortissement										(132)
Imputations pour dépréciation d'actifs										(26)
Produits d'intérêts										12
Charge d'intérêts										(66)
Perte de change										(7)
Résultat avant impôts sur le résultat										(35)

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 et pourrait ne pas être comparable à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. 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 pour le quatrième trimestre

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

Trois mois clos les 31 décembre	2024	2023
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹	215	310
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(97)	(135)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	118	175
Ajustements :		
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise ¹	4	3
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	6	15
Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre ²	—	4
Remboursement des frais de démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance	(9)	—
Profit réalisé sur les positions de change dénouées	2	27
Coûts de transaction et de restructuration liés à l'acquisition	11	—
Divers ³	5	5
Fonds provenant des activités d'exploitation³	137	229
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien ¹	(67)	(74)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(1)	(1)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(13)	(12)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(6)	(19)
Paiements de principal sur les obligations locatives	(3)	(2)
Divers	1	—
Flux de trésorerie disponibles⁴	48	121
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	298	308
Fonds provenant des activités d'exploitation par action⁴	0,46	0,74
Flux de trésorerie disponibles par action⁴	0,16	0,39

1) Comprennent notre quote-part des montants relatifs à Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. Pour le quatrième trimestre de 2023, le montant a été ajusté afin de rendre sa présentation conforme à celle de l'exercice considéré.

2) Comprennent les montants liés aux contrats déficitaires comptabilisés en 2021 et une cotisation volontaire au régime de retraite à prestations définies des États-Unis pour la centrale thermique de Centralia.

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 et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. 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 pour les périodes de trois mois closes les 31 décembre 2024 et 2023 :

Trois mois clos les 31 décembre	2024	2023
BAIIA ajusté ^{1, 4}	285	289
Provisions	2	(1)
Charge d'intérêts nette ²	(64)	(41)
Charge (recouvrement) d'impôt exigible	(20)	5
Perte (profit) de change réalisé(e)	(20)	9
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(12)	(15)
Autres éléments sans effet de trésorerie	(34)	(17)
Fonds provenant des activités d'exploitation^{3, 4}	137	229
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien ⁴	(67)	(74)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(1)	(1)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(13)	(12)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(6)	(19)
Paiements de principal sur les obligations locatives	(3)	(2)
Divers	1	—
Flux de trésorerie disponibles^{3, 4}	48	121

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) La charge d'intérêts nette comprend la charge d'intérêts, déduction faite des produits d'intérêts, et exclut les éléments sans effet de trésorerie comme l'amortissement et la désactualisation des coûts de financement.

3) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. 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.

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

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.

Dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	2022
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives ¹	3 808	3 466	3 653
Déventures échangeables	350	344	339
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie ²	(336)	(345)	(1 118)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises et des actions privilégiées échangeables ³	671	671	671
Divers ⁴	(24)	(12)	(20)
Dette nette ajustée⁵	4 469	4 124	3 525
BAIIA ajusté^{6,7}	1 253	1 632	1 656
Dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté (multiple)	3,6	2,5	2,1

1) Comprennent la partie courante et non courante de la dette à long terme, y compris 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 en tant que dette, y compris celles-ci.

4) Comprend le principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP (17 millions de dollars pour 2024, 2023 et 2022) 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 et pourrait ne pas être comparable à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. 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.

7) En 2024, la composition du BAIIA ajusté a été modifiée pour exclure l'incidence des pénalités de la centrale de Brazeau et des provisions connexes. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Le capital de la Société est géré 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 4,0 fois. Notre ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté au 31 décembre 2024 était plus élevé que celui

au 31 décembre 2023, en raison de la hausse de la dette nette ajustée découlant de la prise en charge de la dette de Heartland, de la baisse des soldes de trésorerie découlant de la trésorerie versée pour l'acquisition de Heartland le 4 décembre 2024 et de la baisse du BAIIA ajusté en 2024 comparativement à celui de 2023.

Perspectives pour 2025

Pour 2025, la Société s'attend à ce que le BAIIA ajusté se situe dans une fourchette de 1,15 milliard de dollars à 1,25 milliard de dollars et les flux de trésorerie disponibles, dans une fourchette de 450 millions de dollars à 550 millions de dollars compte tenu de ce qui suit :

- Un apport plus élevé du portefeuille d'actifs de production d'énergie éolienne et solaire en raison de l'incidence pendant un exercice complet de l'ajout de nouveaux actifs aux parcs éoliens White Rock et Horizon Hill;
- Un apport des actifs obtenus dans le cadre de l'acquisition de Heartland;
- Un apport moins élevé des actifs marchands existants de production d'énergie éolienne, hydroélectrique et

alimentée au gaz en Alberta qui devrait continuer de diminuer en raison de la baisse des prix moyens de l'électricité prévue en Alberta attribuable à l'augmentation de l'offre de base de gaz et d'énergies renouvelables à la fin de 2024 et en 2025;

- Une diminution de la charge d'impôt exigible en 2025 comparativement à la charge réelle de 2024; et
- Une augmentation de la charge d'intérêts nette en 2025 attribuable à l'acquisition de Heartland et à une baisse des produits d'intérêts générés sur des dépôts en espèces moins élevés et à la diminution des intérêts incorporés dans le coût de l'actif sur les projets de croissance.

Le tableau suivant présente nos prévisions à l'égard des principaux objectifs financiers et hypothèses connexes pour 2025 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 2025	Cible pour 2024	Résultats réels de 2024
BAIIA ajusté ¹	De 1 150 millions de dollars à 1 250 millions de dollars	De 1 150 millions de dollars à 1 300 millions de dollars	1 253 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles ^{1, 2}	De 450 millions de dollars à 550 millions de dollars	De 450 millions de dollars à 600 millions de dollars	569 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles par action	De 1,51 \$ à 1,85 \$	De 1,47 \$ à 1,96 \$	1,88 \$
Dividende par action	0,26 \$ par action sur une base annualisée	0,24 \$ par action sur une base annualisée	0,24 \$ par action sur une base annualisée

1) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS sur une base consolidée, par secteur» 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.

Les perspectives de la Société pour 2025 pourraient être touchées par un certain nombre de facteurs, lesquels sont présentés ci-dessous.

Fourchette des principales hypothèses pour les prix de l'électricité et du gaz pour 2025

Marché	Hypothèses pour 2025	Hypothèses pour 2024	Résultats réels de 2024
Alberta – au comptant (\$/MWh)	De 40 \$ à 60 \$	De 75 \$ à 95 \$	63 \$
Mid-Columbia – au comptant (\$ US/MWh)	De 50 \$ US à 70 \$ US	De 85 \$ US à 95 \$ US	76 \$ US
AECO – prix du gaz (\$/GJ)	De 1,60 \$ à 2,10 \$	De 2,50 \$ à 3,00 \$	1,29 \$

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 3 millions de dollars sur le BAIIA ajusté pour 2025.

Autres hypothèses relatives aux perspectives pour 2025

Mesure	Attentes pour 2025	Attentes pour 2024	Résultats réels de 2024
Marge brute du secteur Commercialisation de l'énergie	De 110 millions de dollars à 130 millions de dollars	De 110 millions de dollars à 130 millions de dollars	167 millions de dollars
Dépenses d'investissement de maintien	De 145 millions de dollars à 165 millions de dollars	De 130 millions de dollars à 150 millions de dollars	142 millions de dollars
Charge d'impôt exigible	De 95 millions de dollars à 130 millions de dollars	De 95 millions de dollars à 130 millions de dollars	143 millions de dollars
Charge d'intérêts nette	De 255 millions de dollars à 275 millions de dollars	De 240 millions de dollars à 260 millions de dollars	231 millions de dollars

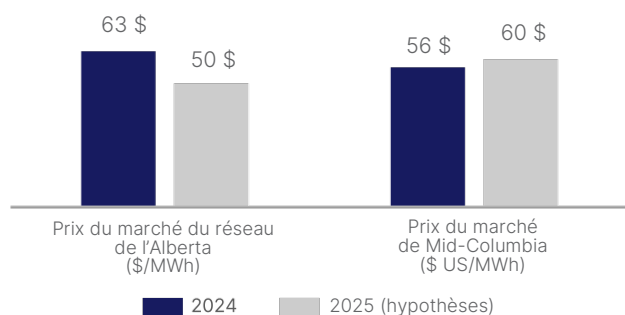
Couvertures en Alberta

Fourchette des hypothèses	T1 2025	T2 2025	T3 2025	T4 2025	2026
Production visée par des couvertures (GWh)	2 117	1 758	1 942	1 845	4 713
Prix couvert (\$/MWh)	72 \$	70 \$	70 \$	70 \$	75 \$
Volumes de gaz visés par des couvertures (GJ)	14 millions	6 millions	6 millions	6 millions	18 millions
Prix du gaz couverts (\$/GJ)	2,98 \$	3,63 \$	3,77 \$	3,65 \$	3,67 \$

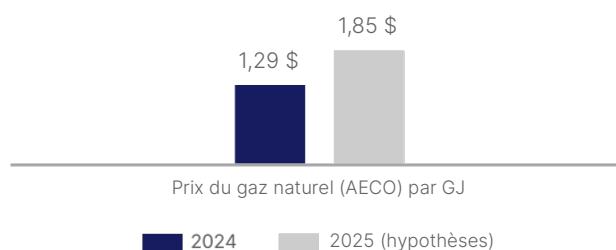
Prix du marché

Les graphiques qui suivent comprennent les prix de 2025 qui se fondent sur diverses hypothèses et qui pourraient changer.

Prix au comptant annuels moyens de l'électricité



Prix annuels moyens du gaz naturel (AECO)



En 2025, les prix au comptant de l'électricité en Alberta devraient diminuer par rapport à ceux de 2024 en raison de la normalisation prévue des conditions météorologiques et des ajouts de nouvel approvisionnement en gaz naturel, en cogénération, en énergie éolienne et en énergie solaire. Les prix au comptant de l'électricité dans le Nord-Ouest Pacifique devraient être comparables en 2025, mais ils dépendront des prix du gaz naturel et des conditions hydrologiques réelles pour la région au cours de l'exercice.

Les prix du gaz naturel de l'AECO devraient augmenter par rapport à ceux de 2024.

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 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 est un élément clé de la certitude des flux de trésorerie et les couvertures sont principalement

liées à notre portefeuille de centrales alimentées au gaz et également attribuées à notre portefeuille de centrales hydroélectriques plutôt qu'à une seule centrale.

Dépenses d'investissement de maintien

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

	Dépenses engagées en 2024	Dépenses prévues en 2025
Total des dépenses d'investissement de maintien	142 millions de dollars	De 145 millions de dollars à 165 millions de dollars

La Société s'attend à ce que les dépenses d'investissement de maintien se situent dans une fourchette de 145 millions de dollars à 165 millions de dollars. Le point médian de la fourchette représente une augmentation de 11 % par rapport au point médian de la fourchette des dépenses d'investissement de maintien prévue pour 2024 se situant entre 130 millions de dollars et 150 millions de dollars, et une augmentation de 9 % par rapport aux dépenses d'investissement de maintien de 2024. Ces augmentations sont attribuables à une augmentation des dépenses au titre de la sécurité des barrages hydroélectriques et aux besoins de capitaux supplémentaires à l'appui des centrales alimentées au gaz de Heartland, contrebalancés par une baisse des dépenses d'investissement de maintien pour des travaux d'entretien d'envergure liés à nos autres centrales alimentées au gaz et par une baisse des dépenses

d'investissement de maintien dans le secteur Transition énergétique, étant donné que 2025 marque la dernière année de production à partir du charbon de notre centrale de Centralia.

Situation de trésorerie et sources de financement

Nous maintenons des liquidités disponibles adéquates sur nos facilités de crédit consenties. Au 31 décembre 2024, nous avons accès à des liquidités s'élevant à 1,6 milliard de dollars, dont 336 millions de dollars en trésorerie, ce qui dépasse considérablement les fonds requis aux fins des dépenses de croissance, des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité.

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.

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 :

Tarifs

Le 1^{er} février 2025, le président américain a émis trois décrets ordonnant aux États-Unis d'imposer de nouveaux tarifs douaniers sur les importations en provenance du Canada, du Mexique et de la Chine. Ces décrets prévoient une taxe supplémentaire de 25 % sur les importations aux États-Unis de produits en provenance du Canada et du Mexique, à l'exception des ressources énergétiques canadiennes qui sont soumises à une taxe supplémentaire de 10 %, ainsi qu'une taxe de 10 % sur les produits en provenance de la Chine. Le 3 février 2025, les tarifs douaniers éventuels ont été reportés de 30 jours. Les tarifs douaniers effectifs et leur incidence sur la Société demeurent incertains. La Société évalue les incidences directes et indirectes sur ses activités de la mise en œuvre de ces tarifs douaniers, de tarifs de rétorsion ou d'autres mesures commerciales protectionnistes à mesure que la situation évolue.

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.-à-d. des activités de détail) comprennent les paiements d'énergie, au cours du marché, pour chaque MWh produit et sont comptabilisés à la livraison.

Instruments financiers

La juste valeur d'un instrument financier correspond au prix 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 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 2024 a une incidence positive estimée totale de 200 millions de dollars (194 millions de dollars en 2023) et une incidence négative estimée totale de 146 millions de dollars (116 millions de dollars en 2023) sur la valeur comptable des instruments financiers. 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 30 millions de dollars (25 millions de dollars en 2023) sur la valeur comptable de néant au 31 décembre 2024 (néant au 31 décembre 2023). 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 sortie, 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 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 49 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 2024.

Les imputations pour dépréciation d'immobilisations corporelles 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.

Dépréciation d'actifs

En 2024, la Société a comptabilisé des imputations pour dépréciation d'actifs mis hors service de 24 millions de dollars en raison des variations des taux d'actualisation et des révisions des flux de trésorerie. Pour plus de précisions, se reporter aux notes 24 et 7 de nos états financiers consolidés.

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 de l'exercice 2024, la Société a déterminé la valeur recouvrable du secteur Énergie éolienne et énergie solaire en calculant la juste valeur diminuée des coûts de sortie au moyen des projections actualisées des flux de trésorerie. En 2024, la Société s'est appuyée sur la valeur recouvrable des secteurs Hydroélectricité et Commercialisation de l'énergie calculée en 2023 pour effectuer le test de dépréciation du goodwill de l'exercice 2024. La valeur recouvrable est établie d'après les prévisions à long terme de la Société pour les périodes 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 2024, 2023 et 2022.

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.

Les hypothèses importantes comportant un degré élevé de subjectivité qui ont une incidence sur le calcul de la juste valeur du secteur Énergie éolienne et énergie solaire sont les suivantes :

- 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 Énergie éolienne et énergie solaire variaient entre 40 \$ et 225 \$ par MWh au cours de la période de prévision (35 \$ à 238 \$ par MWh en 2023).

- Des taux d'actualisation variant de 6,4 % à 7,3 % ont été utilisés (6,4 % à 7,5 % en 2023).

- Les parcs éoliens White Rock et Horizon Hill sont assujettis à un prix établi en fonction de l'emplacement, selon une analyse de tiers. Cette analyse est fondée sur des modèles du réseau de transport, y compris des hypothèses sur les mises à niveau potentielles du réseau ainsi que sur la production et la charge prévues dans la région.

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. À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, nous déterminons s'il existe une indication que les frais de mise en valeur de projets inscrits à l'actif ont subi une dépréciation en évaluant l'incidence de tout événement défavorable important sur ces projets, notamment en évaluant si les critères d'inscription à l'actif demeurent appropriés. En 2024, la Société a comptabilisé une dépréciation des frais de mise en valeur de projets liée à des projets qui ne sont plus en cours. Pour plus de précisions, se reporter à la note 7 de nos états financiers consolidés.

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 identifiée 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 2024 et 2023, la Société a ajusté la durée d'utilité de certains actifs dans le secteur Gaz afin de tenir compte des changements apportés aux prévisions d'exploitation des actifs. Cet ajustement a entraîné une diminution de 112 millions de dollars (92 millions de dollars en 2023) de la dotation aux amortissements qui a été comptabilisée dans le compte de résultat consolidé respectivement en 2024 et en 2023.

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 réglementations fiscales 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 9 millions de dollars pour s'établir à 146 millions de dollars au 31 décembre 2024, contre 155 millions de dollars au 31 décembre 2023. Une hausse de 1 % des taux d'actualisation aurait une incidence de 34 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.

Le 4 décembre 2024, dans le cadre de l'acquisition de Heartland, la Société a comptabilisé une provision pour frais de démantèlement et de remise en état de 101 millions de dollars.

Au cours de l'exercice 2024, la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a augmenté de 21 millions de dollars en raison des révisions des flux de trésorerie estimés et du calendrier des flux de trésorerie pour certains actifs des secteurs Gaz et Hydroélectricité. Le

calendrier des flux de trésorerie a été ajusté pour optimiser et maximiser l'efficacité en échelonnant les travaux de remise en état nécessaires. Les actifs d'exploitation inclus dans les immobilisations corporelles ont été accrus de 14 millions de dollars, et un montant de 7 millions de dollars a été comptabilisé en résultat net à titre d'imputation pour dépréciation liée aux actifs mis hors service.

En 2024, les révisions des taux d'actualisation ont entraîné une augmentation de 35 millions de dollars de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état en raison d'une diminution des taux d'actualisation. En moyenne, les taux d'actualisation ont diminué par rapport à ceux de 2023, s'établissant dans une fourchette de 5,3 % à 8,4 % au 31 décembre 2024. Cette augmentation de la provision a donné lieu à une augmentation de 18 millions de dollars des actifs d'exploitation inclus dans les immobilisations corporelles et à la comptabilisation en résultat net d'une imputation pour dépréciation de 17 millions de dollars liée aux actifs mis hors service.

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. Dans le cadre de l'acquisition de Heartland, la Société a comptabilisé une provision pour contrat déficitaire de 47 millions de dollars liée à la prise en charge de certains contrats de livraison de gaz naturel. Les paiements exigibles aux termes des contrats se poursuivent jusqu'au premier trimestre de 2031.

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 d'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 IAS 1 ayant trait aux passifs non courants avec clauses restrictives et au classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants

En octobre 2022, l'IASB a publié *Passifs non courants assortis de clauses restrictives* qui modifie IAS 1, *Présentation des états financiers*, 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 janvier 2020, l'IASB a publié *Classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants*, qui modifie IAS 1, *Présentation des états financiers*, concernant le classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants précisant 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.

De plus, l'IASB a précisé que la probabilité que l'entité exerce son droit de différer le règlement n'a pas d'incidence sur le classement d'un passif. Ces modifications sont appliquées rétrospectivement, sont en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2024 et ont été adoptées par la Société à cette date.

La Société a conclu une convention d'investissement aux termes de laquelle Brookfield Renewable Partners et des membres du même groupe (collectivement «Brookfield») ont investi 750 millions de dollars dans TransAlta par l'entremise de l'achat de titres échangeables (les «titres échangeables»), lesquels pourront être échangés contre une participation dans les capitaux propres des actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta dans l'avenir. Le 1^{er} janvier 2024, la Société a reclassé les titres échangeables de passifs non courants aux passifs courants, car l'option de conversion peut être exercée en tout temps après le 31 décembre 2024, même s'il n'y a aucune obligation de remettre des équivalents de trésorerie et que le porteur ne peut exiger de remboursement. Cette méthode comptable est conforme à la modification.

Modifications comptables futures

Modifications à IFRS 9 et IFRS 7 – Contrats d'électricité produite à partir de sources naturelles

Le 18 décembre 2024, l'IASB a publié des modifications à IFRS 9, *Instruments financiers* et à IFRS 7, *Instruments financiers : Informations à fournir* afin d'améliorer l'information à fournir sur l'incidence financière des contrats d'électricité produite à partir de sources naturelles (c.-à-d. l'énergie éolienne et solaire), qui sont souvent définis comme des CAÉ. En vertu de ces contrats, la quantité d'électricité produite peut varier selon des facteurs incontrôlables, tels que les conditions météorologiques. Les modifications précisent l'application du critère «pour utilisation par l'entité», permettent la comptabilité de couverture si ces contrats sont utilisés comme instruments de couverture et ajoutent de nouvelles obligations d'information quant à l'effet de ces contrats sur la performance financière et les flux de trésorerie de la Société. Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2026. La Société évalue actuellement les incidences sur les états financiers.

Modifications à IFRS 7 et IFRS 9, Classement et évaluation des instruments financiers

Le 29 mai 2024, l'IASB a publié *Modifications touchant le classement et l'évaluation des instruments financiers*, en vigueur à partir du 1^{er} janvier 2026. Ces modifications ont une incidence sur IFRS 7 et IFRS 9. L'IASB a modifié les dispositions relatives au règlement des passifs financiers au moyen d'un système de paiement électronique et à l'évaluation des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels des actifs financiers, y compris ceux qui sont assortis de caractéristiques ESG. La Société évalue actuellement les incidences sur les états financiers.

IFRS 18, États financiers : Présentation et informations à fournir

Le 9 avril 2024, l'IASB a publié une nouvelle norme, IFRS 18, *États financiers : Présentation et informations à fournir*, qui introduit de nouvelles exigences visant à améliorer la comparabilité de l'état du résultat net et la transparence des indicateurs de performance définies par la direction et un regroupement plus utile des informations dans les états financiers. La norme entre en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2027. La Société évalue actuellement les incidences sur les états financiers.

Développement durable

Le développement durable, ou la gestion et la performance en matière de questions environnementales, sociales et de gouvernance («ESG»), est une valeur fondamentale de TransAlta. Le développement durable s'inscrit dans nos processus de gouvernance, de prise de décision, de gestion du risque et opérationnels quotidiens. L'accent que nous mettons sur l'amélioration continue des facteurs de développement durable importants a pour objectif d'atténuer les risques liés aux questions ESG et permet de dégager de la valeur à long terme pour nos parties prenantes. Les piliers de développement durable de TransAlta s'appuient sur notre stratégie d'entreprise et sont présents dans toutes nos activités. Voici nos piliers de développement durable, mis à jour en 2024 :

- **Production d'électricité fiable et responsable**
- **Milieu de travail sécuritaire, sain, diversifié et motivant**
- **Relations positives avec les Autochtones, les parties prenantes, les clients et les employés**
- **Pratiques 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. L'information sur le développement durable de la Société est intégrée au présent rapport de gestion afin de fournir de l'information sur la façon dont les facteurs de développement durable influent sur nos activités et s'inspire des principaux cadres de présentation de l'information de premier plan. Nous adoptons en partie les directives du Conseil canadien des normes d'information sur la durabilité, du Conseil des normes internationales d'information sur la durabilité (International Sustainability Standards Board), de l'International Financial Reporting Standards («IFRS») Foundation, de l'Integrated Reporting Framework et de la Global Reporting Initiative («GRI») 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 continuons de suivre l'évolution des obligations d'information liées au développement durable et aux changements climatiques dans les territoires où nous exerçons nos activités afin d'évaluer nos obligations d'information futures.

Depuis 2007, les données importantes sur le développement durable à présenter de TransAlta ont obtenu un niveau d'assurance limitée de la part de tiers fournisseurs indépendants. L'information à présenter liée aux changements climatiques est partiellement fondée sur

IFRS S2, *Informations à fournir en lien avec les changements climatiques*, et sur les recommandations du Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques («GIFCC»).

En 2024, 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. Nous avons revu et mis à jour notre plan de transition climatique et nos mesures financières relatives aux changements climatiques. Les données sur les émissions de GES de portée 1, 2 et 3 suivent les normes de comptabilité et de présentation de l'information du Protocole des GES. Se reporter à la rubrique «Transition 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.

L'information fournie sur les facteurs de développement durable les plus pertinents en 2024 est demeurée inchangée depuis 2022 et se fonde sur notre appréciation de l'importance relative la plus récente. En 2022, nous avons mis à jour notre appréciation de l'importance relative, qui repose sur une évaluation des recherches propres aux secteurs clés et s'appuie sur un engagement interne et externe à l'égard des principaux facteurs de développement durable. Notre programme de gestion des risques d'entreprise est conçu pour aider la Société 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 avons examiné les principaux sujets traités par le SASB, le GIFCC, les normes IFRS et le groupe de travail sur les informations financières liées à la nature (Taskforce on Nature-related Financial Disclosures) 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 et 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.

Performance en matière de développement durable de 2024

La performance par rapport à nos cibles de développement durable pour 2024 est présentée dans le tableau ci-dessous et ne tient pas compte de l'acquisition de Heartland Generation le 4 décembre 2024 (se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion). L'année cible s'entend du 31 décembre de l'exercice considéré. Pour plus de précisions sur nos indicateurs de performance en matière de développement durable, se reporter à la rubrique «Indicateurs de performance en matière de développement durable» du présent rapport.

Objectifs ESG : Questions environnementales

Objectif de développement durable	Cible de développement durable	Résultats	Commentaires
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 ¹	<i>En voie de réalisation</i>	Depuis 2015, nous avons réduit nos émissions de GES de portée 1 et 2 de 22,7 MT d'éq. CO ₂ ou 70 %.
	D'ici 2045, atteinte de la carboneutralité pour l'ensemble des émissions de GES de portée 1 et 2 de TransAlta ²	<i>En voie de réalisation</i>	
	D'ici 2024, suivi et présentation de 80 % des émissions de portée 3 de TransAlta	<i>Atteint</i>	Nous avons obtenu un niveau d'assurance limitée pour 93 % des émissions de portée 3 de TransAlta en 2024.
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	<i>Atteint en 2022</i>	Nous avons atteint cette cible en 2022 grâce à la réduction de nos émissions de SO ₂ de 98 % et de nos émissions de NO _x de 83 % par rapport aux niveaux de 2005. En 2024, nous avons maintenu l'atteinte de cette cible.
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	<i>En voie de réalisation</i>	Les travaux de remise en état à Centralia sont en cours et 44 % des terres de la mine de charbon ont été remises en état.
	D'ici 2046, remise en état complète de notre mine de charbon de Highvale en Alberta	<i>En voie de réalisation</i>	Notre mine de charbon de Highvale, en Alberta, a été fermée en 2021. Les travaux de remise en état sont en cours et 22 % des terres de la mine de charbon ont été remises 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	<i>Atteint en 2022</i>	Nous avons atteint cette cible en 2022 grâce à la réduction de notre consommation d'eau d'environ 20 millions m ³ , ou de 43 %, à l'échelle des centrales, par rapport aux niveaux de 2015. En 2024, nous avons maintenu l'atteinte de cette cible.

Objectifs ESG : Questions environnementales (suite)

Objectif de développement durable	Cible de développement durable	Résultats	Commentaires
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	<i>Atteint</i>	L'évaluation des risques et possibilités liés à la nature a été réalisée en 2024.
	Aucun incident lié à la biodiversité ³	<i>Atteint</i>	Nous n'avons recensé aucun incident lié à la biodiversité.

- 1) Cible de réduction des émissions brutes de GES, qui ne comprend pas l'utilisation de crédits d'émission générés en interne ou achetés en externe. TransAlta ne prévoit pas utiliser ses crédits carbone pour atteindre son objectif de réduction des émissions de GES d'ici 2026.
- 2) Cette cible vise l'ensemble des actifs d'exploitation de TransAlta. La Société peut choisir de neutraliser les émissions résiduelles découlant de la production de ses centrales au gaz en recourant à d'autres combustibles, à de nouvelles technologies ou à des solutions fondées sur la nature pour atteindre sa cible visant la carboneutralité d'ici 2045. Pour de plus amples renseignements, se reporter au plan de transition climatique à la rubrique «Transition de notre combinaison énergétique» du présent rapport de gestion.
- 3) Les incidents liés à la biodiversité représentent des incidents environnementaux importants qui ont une incidence sur des habitats et des espèces figurant sur la liste rouge de l'Union internationale pour la conservation de la nature et qui sont classés comme quasi menacés, vulnérables, menacés d'extinction ou gravement menacés d'extinction.

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 0,32, la cible étant de 0,00	<i>Non atteint</i>	Nous avons obtenu un taux de fréquence totale des accidents enregistrables de 0,56 comparativement à 0,30 en 2023. Nous n'avons recensé aucune blessure grave en 2024. Le recensement et le contrôle des dangers liés aux niveaux d'énergie élevés sont les éléments constitutifs de notre solide performance en matière de prévention des blessures graves.
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	<i>Non atteint</i>	En moyenne, 79 % de nos dépenses en 2022, en 2023 et en 2024 ont été faites auprès de fournisseurs ayant une politique de développement durable ou s'étant engagés à soutenir le développement durable.
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	<i>En voie de réalisation</i>	Le soutien a représenté une valeur totale de 320 000 \$, ou 11 % du total des investissements de TransAlta dans les collectivités.
	Formation de sensibilisation à la culture autochtone offerte au moment de l'intégration de tous les nouveaux employés de TransAlta ¹	<i>Atteint</i>	Nous avons offert une formation de sensibilisation à la culture autochtone à la totalité des employés intégrés en 2024 au Canada, aux États-Unis et en Australie-Occidentale.

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	<i>En voie de réalisation</i>	Au 31 décembre 2024, les femmes représentaient 38 % de la composition du conseil comparativement à 46 % en 2023 ² .
	Représentation féminine d'au moins 40 % parmi tous les employés de la Société d'ici 2030	<i>En voie de réalisation</i>	Au 31 décembre 2024, les femmes représentaient 28 % de l'ensemble de nos employés, soit une augmentation par rapport à 27 % en 2023.
	Maintien de l'équité salariale pour les femmes qui occupent des rôles équivalents à ceux des hommes	<i>Atteint</i>	Notre ratio d'équité salariale entre les hommes et les femmes s'est élevé à 99 %. Nous nous efforçons de maintenir ce ratio à un écart de plus ou moins 3 %.
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	<i>En voie de réalisation</i>	En 2024, TransAlta a reçu le prix du meilleur rapport ESG (sociétés à moyenne capitalisation) décerné par <i>IR Magazine Canada</i> . De plus, nous avons remporté le prix Sustainability, ESG (Environmental, Social, Governance) / Purpose de Governance Professionals of Canada. Ce prix souligne notre engagement à intégrer le développement durable dans notre gouvernance, notre stratégie et nos pratiques de gestion du risque ³ .

- 1) Les employés de TransAlta disposent de 60 jours pour terminer les formations d'intégration; par conséquent, cette cible concerne les employés étant entrés en fonction entre le 1^{er} janvier et le 31 octobre 2024.
- 2) Le conseil se compose des administrateurs indépendants ainsi que de notre président et chef de la direction, qui n'est pas indépendant. En 2024, nous sommes parvenus à une représentation féminine de 50 % au sein du conseil, compte non tenu des deux candidats de Brookfield.
- 3) Pour une description précise des critères et de la méthodologie d'*IR Magazine Canada*, se reporter : <https://events.irmagazine.com/canadaawards>. Le rapport 2024 des juges de Governance Professionals of Canada peut être consulté à l'adresse suivante : <https://www.flipsnack.com/gpcanada/2024-gpc-eg-awards-judges-report/full-view.html>.

Objectifs ESG : Questions environnementales et sociales

Objectif de

développement durable

Cible de développement durable

Résultats

Commentaires

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

En voie de réalisation

Le 31 décembre 2020, nous avons mis hors service une capacité de production à partir du charbon de 670 MW à la centrale de Centralia. 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. Nous prévoyons cesser toute production à partir du charbon à la centrale de Centralia d'ici le 31 décembre 2025.

Solutions d'électricité 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

Depuis 2021, nous avons ajouté plus de 800 MW de nouvelle capacité provenant d'énergies renouvelables comme le projet de parc éolien Windrise (206 MW), le projet Garden Plain (130 MW), le projet dans le nord de la région de Goldfields (48 MW), le projet White Rock (302 MW) et le projet Horizon Hill (202 MW). Par conséquent, notre portefeuille d'énergies renouvelables aux États-Unis représente plus de 1 GW.

Cibles de développement durable pour 2025 et au-delà

Nos cibles de développement durable pour 2025 et au-delà sous-tendent la performance de notre entreprise. Les cibles et les objectifs sont fixés pour 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 des objectifs de développement durable pour les entreprises.

En 2024, TransAlta a mis à jour quatre cibles de développement durable dans les domaines des émissions atmosphériques, des ressources hydriques, de la sécurité et des relations avec les Autochtones, tout en fixant une nouvelle cible liée aux changements climatiques en vue de réduire de 30 % nos émissions de GES de portée 1 et 2 d'ici 2030 par rapport à celles de l'année de référence 2023.

Nous avons conservé nos cibles liées aux changements climatiques visant à atteindre la carboneutralité pour les émissions de GES de portée 1 et 2 d'ici 2045 et à réduire de 75 % nos émissions de GES de portée 1 et 2 d'ici 2026 par rapport à celles de l'année de référence 2015. Cette cible vise l'ensemble des actifs d'exploitation de TransAlta et est estimée conforme au cadre de décarbonation du secteur de l'électricité consistant à limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C, un des objectifs de l'Accord de Paris.

Les objectifs sont décrits ci-dessous. L'année cible s'entend du 31 décembre de l'exercice considéré.

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
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 2015¹ D'ici 2030, réduction de 30 % de l'intensité des émissions de GES de portée 1 et 2 par rapport à celle de l'année de référence 2023 D'ici 2045, atteinte de la carboneutralité pour les émissions de GES de portée 1 et 2²	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.»
Réduction des émissions atmosphériques	D'ici 2030, réduction de 90 % de l'intensité des émissions de SO ₂ par rapport à celle de l'année de référence 2023	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.»
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 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.» Référentiel Future-Fit Business – Positive Pursuits 13 : «Les écosystèmes sont remis en état.»
Gestion des ressources hydriques	D'ici 2030, maintien de l'intensité de la consommation d'eau aux niveaux de 2023	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.»
Protection de la nature et de la biodiversité	Aucun incident lié à la biodiversité ³	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.»
Abandon du charbon	D'ici la fin de 2025, cessation 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.»

1) Cible de réduction des émissions brutes de GES, qui ne comprend pas l'utilisation de crédits d'émission générés en interne ou achetés en externe. TransAlta ne prévoit pas utiliser ses crédits carbone pour atteindre son objectif de réduction des émissions de GES d'ici 2026. La Société se réserve le droit de mettre à jour cette cible pour tenir compte de l'acquisition de Heartland Generation le 4 décembre 2024, conformément aux lignes directrices reconnues à l'échelle internationale comme le Protocole des GES.

2) Cette cible vise l'ensemble des actifs d'exploitation de TransAlta. La Société peut choisir de neutraliser les émissions résiduelles découlant de la production de ses centrales au gaz en recourant à d'autres combustibles, à de nouvelles technologies ou à des solutions fondées sur la nature pour atteindre sa cible visant la carboneutralité d'ici 2045. Pour de plus amples renseignements, se reporter au plan de transition climatique à la rubrique «Transition de notre combinaison énergétique» du présent rapport de gestion.

3) Les incidents liés à la biodiversité représentent des incidents environnementaux importants qui ont une incidence sur des habitats et des espèces figurant sur la liste rouge de l'Union internationale pour la conservation de la nature et qui sont classés comme quasi menacés, vulnérables, menacés d'extinction ou gravement menacés d'extinction.

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 0,37, la cible étant de 0,00	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.»
Soutien pour des communautés autochtones prospères	Promotion de l'accès à l'éducation et au bien-être des communautés autochtones	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 au moment de l'intégration de tous les nouveaux employés de TransAlta	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	

Transition de notre combinaison énergétique

Nous reconnaissons l'incidence des changements climatiques sur la société et nos activités à l'heure actuelle et dans l'avenir. Le cheminement de TransAlta à l'égard de l'énergie renouvelable est né il y a 113 ans avec la construction de nos premiers actifs hydroélectriques en Alberta, qui sont toujours en service aujourd'hui. En 1993, nous avons commencé à exploiter notre premier parc éolien, qui était le premier parc éolien commercial au Canada; en 2014, nous avons fait l'acquisition de notre première centrale solaire; et, en 2020, nous avons construit notre première centrale de stockage par batteries. À l'heure actuelle, nous exploitons plus de 60 centrales produisant de l'énergie à partir de sources renouvelables au Canada, aux États-Unis et en Australie-Occidentale.

Depuis 2018, notre rapport sur la gestion des changements climatiques est fondé sur les recommandations du GIFCC. En 2024, nous avons adopté en partie les lignes directrices d'IFRS S2, qui sont fondées sur les recommandations du GIFCC et les mesures sectorielles liées aux changements climatiques découlant des normes du SASB.

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 de scénarios 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 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, de stockage par batteries et au charbon), l'élimination progressive de la production d'électricité à partir du charbon, la mise en valeur de projets d'énergie renouvelable et de stockage, et le recours à la production de gaz naturel pour garantir la fiabilité.

Nos clients continuent d'intégrer les risques liés aux changements climatiques dans leurs décisions d'affaires; par conséquent, nous constatons que nos activités de production d'électricité renouvelable offrent l'avantage d'aider nos clients à atteindre leurs cibles de développement durable. De 2000 à 2024, nous avons fait passer notre capacité nominale de production à partir d'énergies

renouvelables d'environ 900 MW à plus de 3 600 MW. Aujourd'hui, TransAlta est l'un des plus grands producteurs d'énergie éolienne au Canada et est 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 utilisent 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 et évaluons le rôle que peut jouer le gaz naturel pour assurer fiabilité et flexibilité. 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 II 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. Ce projet bénéficie d'un cofinancement d'Emissions Reduction Alberta. En outre, en 2021, nous avons convenu de fournir à BHP Nickel West de l'électricité solaire au moyen d'un système de stockage d'énergie par batteries grâce à la construction du projet d'énergie solaire hybride dans le nord de la région de Goldfields, en Australie-Occidentale. La centrale solaire et la centrale de stockage par batteries dans le nord de la région de Goldfields ont été mises en service en 2023. En 2022, TransAlta a conclu un contrat pour l'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith. L'expansion s'est achevée en février 2024.

De plus, 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 celles de l'année de référence 2015. Cette cible vise l'ensemble des actifs d'exploitation de TransAlta et est estimée conforme au cadre de décarbonation du secteur de l'électricité consistant à limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C, un des objectifs de l'Accord de Paris. De plus, nous avons adopté une cible à long terme liée aux changements climatiques visant à atteindre la carboneutralité pour les

émissions de GES de portée 1 et 2 de TransAlta d'ici 2045. Cette cible est conforme à la *Loi sur la responsabilité en matière de carboneutralité* visant l'atteinte de zéro émission nette d'ici 2050.

Depuis 2018, nous avons retiré une capacité de production à partir du charbon de 4 464 MW 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. En 2025, nous prévoyons cesser toute activité de production à notre dernière unité alimentée au charbon aux États-Unis, marquant ainsi l'abandon de la production d'électricité à partir du charbon de TransAlta.

Nous entretenons le dialogue avec les décideurs politiques et les parties prenantes engagées dans la transition énergétique pour veiller à ce que les parties comprennent le besoin d'assurer une offre énergétique fiable, durable et abordable dans un contexte où les pays se tournent vers des systèmes électriques carboneutres. À TransAlta, nous prévoyons continuer d'investir dans les énergies renouvelables et d'évaluer les meilleures façons de fournir des services de stockage d'énergie. De même, nous sommes d'avis que le gaz naturel joue un rôle crucial dans le secteur de l'électricité en fournissant une production essentielle fiable pouvant être répartie pour répondre à la demande actuelle du réseau.

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 à IFRS S2 et aux recommandations du GIFCC. En 2024, TransAlta a mis à jour

son plan de transition climatique, qui décrit son approche pour la réduction des émissions opérationnelles et des émissions liées à la chaîne de valeur, afin que ses activités d'exploitation deviennent carboneutres d'ici 2045. Notre plan de transition climatique comprend des mesures en matière de finance durable et des mesures de transition inclusive qui cadrent avec l'engagement de TransAlta à l'égard d'une progression vers une économie à faible émission de carbone. Pour de plus amples renseignements, se reporter à «Finance durable» sous la rubrique «Transition 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 2025 à 2027) et à moyen ou long terme (à compter de 2028). 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 «Transition de notre combinaison énergétique» du présent rapport de gestion.

Plan de transition climatique

	Mesures passées	Mesures à court terme (2025-2027)	Mesures à moyen ou long terme (à compter de 2028)
Hydroélectricité	Nous sommes devenus le plus grand producteur d'hydro-électricité en Alberta. (C)	Évaluer et déployer les investissements dans les projets d'énergie renouvelable, s'il y a lieu (C)	Évaluer et déployer les investissements dans les projets d'énergie renouvelable, s'il y a lieu (C)
Énergie éolienne et énergie solaire	De 2000 à 2024, nous avons augmenté notre capacité nominale provenant des énergies renouvelables d'environ 2 200 MW. (C)		
Stockage par batteries	La Société a exploité sa première centrale de stockage par batteries en 2020. (C) En 2023, la Société a achevé la construction d'un projet d'énergie solaire avec un système de stockage d'énergie par batteries de 48 MW en Australie-Occidentale. (C)	Évaluer et déployer le stockage par batteries, s'il y a lieu (C)	Évaluer et déployer le stockage par batteries, s'il y a lieu (C)
Gaz naturel	Depuis 2018, la Société a converti une capacité de 1 659 MW du charbon au gaz naturel. (C) En 2021, la Société a achevé ses conversions du charbon au gaz au Canada. (C)	Exploiter des unités à cycle simple, à cycle combiné et des centrales de cogénération au Canada, aux États-Unis et en Australie-Occidentale (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 de GES (portée 1 et 2) 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)
Technologies et solutions émergentes en matière de réduction des émissions	En 2023, la Société a conclu un partenariat afin de cibler des technologies révolutionnaires au premier stade de développement grâce à un investissement de 25 millions de dollars américains dans un fonds à l'appui d'une décarbonation profonde. (P) En 2023, la Société a lancé un projet pilote de mise à l'essai des véhicules électriques dans ses activités hydroélectriques. (C) En 2024, la Société a conclu un partenariat pour étudier la mise en service d'un petit réacteur modulaire sur le site d'une centrale en conversion du charbon au gaz naturel en Alberta. (P) En 2024, nous avons continué de soutenir 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)	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) Évaluer de nouvelles façons de soutenir nos clients grâce à des technologies de décarbonation autres que l'électrification (P) Déceler les possibilités d'établir des partenariats et de tester et déployer de nouvelles technologies de production carboneutres. (P) Évaluer et déployer des technologies d'absorption des GES, s'il y a lieu (C) Évaluer l'électrification de notre parc de véhicules (C)	Déployer de nouvelles technologies et solutions de production carboneutres, s'il y a lieu (C) Choisir des matériaux, des produits et des procédés qui produisent moins d'émissions de GES, principalement grâce à des économies d'énergie (C) Évaluer l'électrification de notre parc de véhicules (C)

Plan de transition climatique (suite)

	Mesures passées	Mesures à court terme (2025-2027)	Mesures à moyen ou long terme (à compter de 2028)
Transition énergétique (charbon)	Nous avons retiré une capacité de production à partir du charbon de 4 464 MW depuis 2018, notamment en mettant fin à la production au charbon au Canada en 2021. (C) Nous avons cessé d'extraire du charbon au Canada en 2021 et aux États-Unis en 2006. (C) En 2023, nous avons conclu un partenariat pour réutiliser les cendres volantes mises en décharge en vue de faire progresser des projets de béton à faibles émissions de carbone en Alberta. (P)	Poursuivre les travaux de remise en état de nos mines de charbon (C) Cesser la production à partir du charbon d'ici la fin de 2025 (C) Contribuer à l'économie circulaire grâce à la réutilisation des déchets miniers ou à la vente de sous-produits miniers (C)	Achever la remise en état complète dans l'État de Washington d'ici 2040 et en Alberta d'ici 2046 (C)
Chaîne d'approvi- sionnement	Nous avons amélioré la fonction de gestion des fournisseurs dans le système d'approvisionnement de l'entreprise. (C) De 2022 à 2024, 79 % de nos dépenses ont été faites auprès de fournisseurs ayant une politique de développement durable ou s'étant engagés à soutenir le développement durable. (C)	Établir des critères ESG applicables à la chaîne d'approvisionnement (C) Connaître les fournisseurs directs et comprendre leur profil en matière d'émissions de GES et leurs cibles de réduction (C) Intégrer une capacité de présentation d'informations sur les questions ESG dans le système d'approvisionnement de l'entreprise (C)	Collaborer avec les fournisseurs afin d'évaluer les possibilités d'améliorer leurs cibles de réduction des émissions de GES (I) Envisager d'établir des lignes directrices relatives à la participation des fournisseurs à l'atteinte des cibles de réduction des émissions de GES (C)
Chaîne de valeur	Nous avons mis à jour la méthode de présentation des informations sur les émissions de GES de portée 3. (C) En 2024, nous avons surveillé et présenté 93 % de nos émissions totales de portée 3. (C)	Tenir compte des cibles de réduction des émissions de GES de portée 3 (C) Envisager de surveiller et de présenter le reste des émissions de GES de portée 3 (C)	Tenir compte des cibles de réduction des émissions de GES de portée 3 (C)
Finance durable	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. (C) 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) 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) Nous avons intégré la performance ESG dans la rémunération des employés et des membres de la direction. (C)	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) Intégrer la performance ESG dans la rémunération des employés et des membres de la direction (C)	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) Intégrer la performance ESG dans la rémunération des employés et des membres de la direction (C)

Plan de transition climatique (suite)

	Mesures passées	Mesures à court terme (2025-2027)	Mesures à moyen ou long terme (à compter de 2028)
Transition inclusive	Nous avons élaboré une stratégie d'équité, de diversité et d'inclusion sur cinq ans. (C) Nous avons réalisé un recensement en matière d'équité, de diversité et d'inclusion pour faire évoluer les progrès accomplis. (C) Nous avons établi des cibles en matière d'engagement des employés et d'équité, de diversité et d'inclusion dans le cadre de la rémunération liée aux questions ESG. (C) Depuis 2023, nous avons mis sur pied deux groupes de ressources pour les employés. (C) Depuis 2022, nous avons offert à tous les employés une formation de sensibilisation à la culture autochtone. (C) De 2012 à 2023, nous avons investi 55 millions de dollars américains 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) Depuis 2016, nous avons investi dans les collectivités qui subissent les répercussions de l'abandon progressif de la production à partir du charbon en Alberta. (P)	Donner aux employés les moyens, grâce à des champions de la culture, de favoriser une culture d'alliance, d'inclusion et d'appartenance (C) Apporter des changements structurels aux environnements de travail afin de les rendre inclusifs (C) Intégrer l'équité, la diversité et l'inclusion dans notre stratégie culturelle et nos activités quotidiennes (C) Poursuivre l'investissement dans les collectivités qui subissent les répercussions de l'abandon progressif de la production à partir du charbon en Alberta (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) Promouvoir la diversité des fournisseurs dans le cadre de nos activités (C)	Promouvoir le recrutement et le maintien en poste des femmes afin d'atteindre les cibles de représentation féminine au sein de l'effectif (C) Maintenir des pratiques de planification de la relève afin d'augmenter la représentation des personnes issues de la diversité au sein de la haute direction (C) 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) Accroître les occasions de faire appel à des fournisseurs qui répondent aux critères de diversité dans nos processus d'approvisionnement (C) Continuer de renforcer nos relations avec les Autochtones en mettant l'accent sur les occasions de partenariat avec les collectivités locales (P) Offrir un soutien continu aux organisations communautaires locales, conformément à nos piliers d'investissement communautaire dans les régions où nous exerçons et développons nos activités (P)

Gouvernance en matière de changements climatiques

Les risques et les possibilités liés aux changements climatiques peuvent avoir une incidence considérable sur nos activités. Par conséquent, nous gérons activement les risques et les possibilités afin de poursuivre notre croissance et d'atteindre nos objectifs. Les questions liées aux changements climatiques 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.

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. La surveillance spécifique de certains aspects des mesures prises par la Société face aux changements climatiques est déléguée au conseil d'administration, 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»).

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 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 la surveillance des stratégies, des politiques et des 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 important 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 tient compte des risques et des possibilités liés aux changements climatiques en ce qui concerne nos 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.

Le conseil examine et met à jour chaque année la stratégie de la Société. En 2024, 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, de l'élaboration de politiques 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 2024, trois des douze membres du conseil ont déterminé que l'environnement et les changements climatiques faisaient partie de leurs quatre principales compétences pertinentes. Compte tenu de l'étendue de l'expérience et des compétences de chacun des administrateurs, la grille de compétences du conseil présente uniquement les quatre principales compétences que possède chaque candidat à un poste d'administrateur selon l'évaluation du conseil et l'autoévaluation des administrateurs. Les critères utilisés pour évaluer les compétences en matière d'enjeux liés aux changements climatiques comprennent la connaissance de l'administrateur des pratiques de responsabilité d'entreprise et de développement durable, y compris celles relatives aux changements climatiques.

Pour plus de renseignements sur les compétences des membres du conseil concernant les enjeux liés aux changements climatiques, se reporter à la circulaire de sollicitation de procurations de la direction de TransAlta.

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. La haute direction de la Société, notamment le président et chef de la direction, fournit au conseil des informations sur les risques et les possibilités liés aux changements climatiques afin d'aider la Société à orienter sa stratégie commerciale, à atténuer les risques et à veiller à l'alignement sur 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, y compris les nouveautés législatives et réglementaires. Notre équipe de direction examine ces risques et possibilités chaque trimestre et en fait rapport au CGSDD et au CAFR, le cas échéant.

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.

Il convient de souligner que nous lions nos plans incitatifs annuels (incitatif à court terme et incitatifs à long terme) à nos objectifs stratégiques. En 2024, nos objectifs stratégiques comprenaient la croissance de la production d'énergie renouvelable et le soutien à l'atteinte des objectifs de développement durable des clients visant la décarbonation grâce à la production sur place d'une énergie renouvelable.

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, TransAlta a réalisé une analyse de scénarios climatiques pour comprendre les risques et les possibilités et évaluer la viabilité de sa 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 scénario STEPS, les gouvernements n'ont pas adopté de politiques climatiques et environnementales supplémentaires importantes relativement au système énergétique. Le scénario 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 scénario STEPS se limite au déploiement de technologies prêtes à être exploitées, y compris l'énergie éolienne et solaire.

Selon le scénario 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 scénario SDS suppose une montée rapide des politiques et des investissements en matière d'énergies propres qui permettraient 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 scénario 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 scénario 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 scénario 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 scénario 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 2024, 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

En 2021, TransAlta s'est appuyée sur des scénarios climatiques tirés de l'édition 2020 des perspectives énergétiques mondiales de l'AIE pour examiner la résilience de notre entreprise et déterminer les risques et possibilités propres à chacun de 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. À l'époque, notre analyse de scénarios a permis de déterminer que nos actifs de production éolienne et solaire présentaient les meilleures perspectives 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 constatations présentées ci-après pourraient ne pas refléter les scénarios climatiques ou les cadres stratégiques actuellement disponibles. Nous continuons de surveiller les risques et possibilités liés aux changements climatiques susceptibles d'avoir une incidence sur nos activités au fil du temps. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique «Gestion des risques et des possibilités liés aux changements climatiques» du présent rapport de gestion.

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 (2021)

	Augmentation de l'avantage concurrentiel en matière d'énergie propre	Diminution de la demande d'électricité au gaz naturel	Augmentation des coûts opérationnels
Description	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 gros de l'électricité, 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. 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.	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. 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 centrales alimentées au gaz naturel seront utilisées pour la production de base. Par conséquent, les centrales de gaz naturel peuvent encore jouer un rôle pour assurer une transition énergétique harmonieuse et efficace. Il faut optimiser les centrales alimentées au 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.	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 centrales alimentées au gaz naturel aux États-Unis et en Australie-Occidentale sont exposées à moins de risques que les actifs en Alberta, car elles sont visées 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.
NZE	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.	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 centrales alimentées au gaz naturel si aucune mesure n'est mise en œuvre par la direction.	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 centrales alimentées au gaz naturel.

Augmentation de l'avantage concurrentiel en matière d'énergie propre
Diminution de la demande d'électricité au gaz naturel
Augmentation des coûts opérationnels
SDS

Une diminution des subventions et des fonds est prévue dans ce scénario comparativement au scénario 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.

La production d'électricité au gaz naturel diminue de plus de 50 % en Amérique du Nord, mais demeure stable en Australie-Occidentale 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 centrales alimentées au gaz naturel si aucune mesure n'est mise en œuvre par la direction.

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 centrales alimentées au gaz naturel, selon les dispositions de facturation des coûts liés au carbone aux clients prévues dans nos contrats.

STEPS

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.

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 avoir d'incidence sur nos centrales alimentées au gaz naturel.

Les coûts opérationnels ne devraient pas augmenter considérablement selon ce scénario, puisque seul le Canada devrait adopter une tarification du carbone en 2040.

Mesures prises par la direction

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 utilisons des couvertures et des CAÉ pour atténuer les risques liés à la tarification. 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.

Avec la montée des préoccupations concernant la fiabilité du réseau et l'augmentation de la demande, nous accordons une attention accrue à l'optimisation de nos centrales alimentées au gaz naturel afin de maximiser la valeur et les flux de trésorerie, tout en favorisant la croissance future des énergies renouvelables et du stockage. 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 prévoyons parvenir à une production composée en totalité d'énergies renouvelables et de gaz naturel d'ici la fin de 2025.

Nous avons pris d'importantes mesures pour réduire notre empreinte carbone. Depuis 2015, nous avons réduit les émissions de GES de portée 1 et 2 de 70 %. Nous nous sommes engagés à réduire nos émissions de GES de portée 1 et 2 de 75 % d'ici 2026 par rapport à celles de l'année de référence 2015 et avons pour objectif d'atteindre la carboneutralité d'ici 2045.

Principales possibilités liées aux changements climatiques identifiées par scénario (2021)

Évolution de l'énergie renouvelable comme source importante d'énergie

Développement de nouvelles technologies

Description	Il existe des possibilités de croissance du portefeuille d'énergies renouvelables 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'énergies renouvelables, particulièrement selon les scénarios NZE et SDS.	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.
NZE	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.	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.
SDS	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.	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.
STEPS	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.	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.

Évolution de l'énergie renouvelable comme source importante d'énergie

Développement de nouvelles technologies

Mesures prises par la direction

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 60 centrales d'énergie renouvelable au Canada, aux États-Unis et en Australie-Occidentale. Notre stratégie est axée sur l'exploitation ou la conversion 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 à partir du gaz naturel pour une fiabilité accrue. De 2000 à 2024, nous avons fait passer notre capacité nominale provenant des énergies renouvelables d'environ 900 MW à plus de 3 600 MW. Aujourd'hui, TransAlta est l'un des plus grands producteurs d'énergie éolienne au Canada et le plus grand producteur d'hydroélectricité en Alberta.

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 II de notre parc éolien Summerview et la décharge dans le réseau électrique de l'Alberta advenant des pénuries d'approvisionnement. En outre, en 2023, nous avons achevé le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields en Australie-Occidentale, qui fournit de l'électricité solaire au moyen d'un système de stockage d'énergie par batteries et aidera BHP Nickel West à atteindre ses cibles de réduction des émissions. En 2024, TransAlta a lancé avec Atlas Power Technologies Inc. un projet de système de stockage d'énergie hybride à supercondensateur hydroélectrique, qui devrait être le premier du genre en Amérique du Nord. Le projet est complémentaire à une centrale hydroélectrique existante qui augmente la rapidité de réponse de la centrale et sa capacité à répondre aux besoins en matière de réponse en fréquence.

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.

Les constatations tirées des scénarios climatiques 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 eu recours à une analyse de scénarios climatiques pour examiner des risques spécifiques. 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. Pour plus de précisions, se reporter à «Présentation de l'information» sous 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 l'IFRS S2 et 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. En 2024, nous avons mis à jour les risques liés à la transition énoncés ci-après.

Risques politiques et juridiques

Les modifications de la législation environnementale actuelle ont une incidence potentielle importante sur notre entreprise et nos activités 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 en matière de réduction des émissions de carbone. Il vise notamment à réduire les émissions à l'échelle nationale de 45 % à 50 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2035, ainsi qu'à rendre le réseau électrique carboneutre d'ici 2035, et l'économie nationale, d'ici 2050. À l'heure actuelle, 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 et des incitatifs pour les consommateurs.

Les gouvernements provinciaux du Canada exercent une autorité 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, sous réserve du pouvoir du gouvernement fédéral d'établir des normes nationales de tarification du carbone. Les responsabilités relevant des compétences du gouvernement fédéral et des gouvernements provinciaux permettent aux deux ordres de gouvernement de mettre en œuvre des politiques qui ont une incidence sur notre secteur. Des changements au leadership de l'un ou l'autre des ordres de gouvernement peuvent influencer l'orientation des politiques.

Risques

- Des changements apportés à la tarification du carbone et à la réglementation du rendement à l'égard des émissions pourraient influencer sur le portefeuille de centrales de production de TransAlta au Canada, les gouvernements pouvant mettre en place des politiques plus rigoureuses pour atteindre leurs cibles climatiques.
- Le 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 actuelles. De plus, la demande continue d'être forte de la part du secteur privé pour de la production d'électricité renouvelable visée par des contrats afin de soutenir l'atteinte des objectifs de développement durable des entreprises.
- Le financement octroyé par le gouvernement pour soutenir le développement de technologies novatrices destinées à réduire les émissions du secteur de l'électricité donne à TransAlta la possibilité d'obtenir du soutien aux projets visant la croissance de son portefeuille d'installations de stockage d'énergie.
- Le soutien gouvernemental à l'électrification du secteur industriel fera croître la charge d'électricité au fil du temps et créera de nouvelles possibilités de production d'électricité.

Mesures prises par la direction

- Nous sommes d'avis que la stratégie d'entreprise de TransAlta aidera la Société à répondre à la demande d'énergie renouvelable et pouvant être répartie attribuable aux clients et aux politiques gouvernementales.
- 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, le cas échéant. 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 portefeuille diversifié et de notre production d'électricité 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 alimentée 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 (centrales non converties du charbon au gaz) sont exploitées en vertu d'un contrat, réduisant ainsi l'exposition de TransAlta à l'évolution de la tarification du carbone.
- Nous collaborons avec les gouvernements fédéral et provinciaux canadiens pour guider et influencer l'élaboration de politiques pour veiller à ce que notre

portefeuille d'actifs de production continue de servir nos clients.

- 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 liés aux technologies émergentes puissent obtenir du financement et des incitatifs gouvernementaux de manière équitable.
- Nous entretenons 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 président Trump a été élu le 4 novembre 2024. Il est attendu qu'à la suite de l'inauguration, le gouvernement américain reverra à la baisse ses objectifs de réduction des émissions de carbone en 2025. À l'heure actuelle, l'*Inflation Reduction Act of 2022* reste en vigueur et vise à réduire les émissions de carbone aux États-Unis de 40 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030. 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 à l'énergie renouvelable et au climat influent considérablement sur le rythme de la transition énergétique au pays, et plusieurs territoires maintiennent les normes visant les sources d'énergie renouvelable ou des systèmes de tarification du carbone. Tout comme au Canada, des estimations indépendantes laissent supposer que les États-Unis devront enregistrer une forte croissance de la production d'énergie à zéro émission pour atteindre leurs objectifs climatiques nationaux, étatiques et régionaux.

Risques

- TransAlta exploite deux centrales thermiques aux États-Unis qui pourraient être touchées par des changements aux politiques, mais la Société estime que son exposition aux risques est faible en raison des accords et des contrats existants liés à ces centrales (se reporter à la section «Mesures prises par la direction» ci-après).
- Les éventuels changements à l'octroi de permis fédéraux d'exploitation de projets éoliens pourraient poser des risques pour de nouveaux projets d'aménagement de parcs éoliens.
- La mise en place d'incitatifs fédéraux pour la production d'énergie propre offerts à l'heure actuelle devrait maintenir la concurrence dans le domaine des énergies renouvelables et du stockage de l'énergie.

Possibilités

- Le respect des engagements du gouvernement et du secteur privé à l'égard du développement durable nécessitera une croissance soutenue de la production d'électricité à zéro émission au cours de prochaines décennies. TransAlta continue de se concentrer sur l'offre d'électricité renouvelable comme composante essentielle d'un portefeuille d'énergie équilibré à ses clients sous contrat conformément aux cibles fédérales, étatiques et du secteur privé.
- La forte demande des clients pour répondre à leurs besoins énergétiques à faible émission de carbone et de fiabilité présente des occasions pour TransAlta.
- Les programmes d'incitatifs fiscaux américains offrent un important soutien aux nouveaux projets d'énergie renouvelable et de stockage d'énergie, 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 l'application de toute réglementation sur le 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.
- La Société continue de miser 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.
- TransAlta continuera d'évaluer les changements apportés par la nouvelle administration américaine aux politiques gouvernementales liés à ses activités.

Australie

Le gouvernement australien a un objectif de réduction de 43 % des émissions de carbone à l'échelle nationale par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030 et vise l'atteinte d'une économie nationale carboneutre d'ici 2050. Les efforts de décarbonation ont été axés sur le financement de technologies propres, la mise à niveau du réseau électrique afin d'appuyer davantage les énergies renouvelables, la réglementation et la déclaration des émissions de GES, et l'incitation à l'adoption de véhicules zéro émission. Les grands émetteurs de GES doivent réduire leurs émissions de portée 1 conformément au mécanisme de sauvegarde national («SGM») du gouvernement australien. Le gouvernement a récemment apporté des modifications au SGM, 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 d'électricité à zéro émission et le stockage d'énergie.

Risques

- Les centrales alimentées au gaz naturel en Australie-Occidentale de TransAlta pourraient être exposées aux risques politiques relatifs aux changements apportés aux politiques gouvernementales, mais nous sommes d'avis que nous demeurons en bonne position pour atténuer ces risques (se reporter à la section «Mesures prises par la direction» ci-après).

Possibilités

- La Société tient à maintenir une production d'électricité renouvelable et pouvant être répartie en Australie-Occidentale 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'électricité renouvelable 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 respecter les exigences réglementaires et à atteindre leurs objectifs de décarbonation.

Mesures prises par la direction

- 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.
- La Société continue d'offrir des solutions d'électricité renouvelable à ses clients du secteur des ressources naturelles en Australie-Occidentale. Grâce à notre portefeuille croissant de technologies, notamment la production d'énergie renouvelable et le stockage d'énergie, nous offrons à nos clients des solutions visées par des contrats axées 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 renouvelable conformément aux objectifs climatiques nationaux et étatiques de l'Australie.

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 et la transformation au numérique 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 2023, nous avons fourni 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 la valeur pour les actionnaires et de maintenir la distribution d'une électricité fiable et abordable.

Nous estimons être bien placés pour tirer parti des possibilités technologiques liées au stockage d'énergie au moyen de l'hydroélectricité ou de batteries, ainsi que des avancées technologiques en matière d'énergie renouvelable. 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 centrales alimentées au gaz naturel et particulièrement à la tarification du carbone qui 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. 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 et nos parcs éoliens et solaires et d'évaluer les possibilités de croissance du portefeuille.

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 d'assurer la flexibilité et la fiabilité du réseau.

Risques liés à la réputation

Les incidences négatives sur notre réputation, y compris la perte de produits des activités ordinaires et une 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. Nous estimons que notre plan 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, nous investissons dans une gamme diversifiée d'actifs de production d'énergie renouvelable et optimisons notre portefeuille existant de centrales alimentées au gaz naturel. Nous croyons que la production alimentée au gaz naturel facilite la transition énergétique en assurant la fiabilité du réseau électrique. Nous continuons de surveiller et de gérer activement les risques liés à la réputation en fournissant des solutions énergétiques fiables et responsables.

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. Ces phénomènes 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.

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.

Nous évaluons continuellement l'incidence potentielle de changements climatiques marqués sur nos activités. 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 et 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, depuis les inondations de 2013 dans le sud de l'Alberta, nous avons mis 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.

Risques matériels chroniques

Les risques matériels chroniques font référence aux changements à long terme du régime climatique qui pourraient entraîner une élévation du niveau de la mer, des vagues de chaleur chroniques, des changements au régime des précipitations et une variabilité météorologique extrême.

Ces variations météorologiques pourraient 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 des débits d'eau ou des configurations des vents, qui pourrait 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

TransAlta a fixé des objectifs et des cibles en matière de changements climatiques en s'appuyant sur les ODD des Nations Unies. La performance par rapport à nos cibles liées aux changements climatiques de 2024 est présentée ci-après et exclut l'acquisition de Heartland Generation le 4 décembre 2024. L'année cible s'entend du 31 décembre de l'exercice considéré.

Croissance de l'énergie renouvelable

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 ¹ .	Fin de la production au charbon; capacité de production nette détenue provenant entièrement d'énergies renouvelables et de gaz.
Année cible	2024	2025
Progrès	Depuis 2021, nous avons ajouté plus de 800 MW de nouvelle capacité provenant d'énergies renouvelables comme le projet de parc éolien Windrise (206 MW), le projet Garden Plain (130 MW), le projet dans le nord de la région de Goldfields (48 MW), le projet White Rock (302 MW) et le projet Horizon Hill (202 MW).	En 2024, la production à partir d'énergies renouvelables et de gaz naturel représentait environ 90 % de notre capacité totale de production nette détenue de 6 425 MW. En 2021, nous avons achevé l'élimination complète du charbon au Canada. Aux États-Unis, nous prévoyons cesser la production à partir du charbon à la centrale de Centralia d'ici le 31 décembre 2025.
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.»

1) Y compris la construction de nouveaux projets d'énergie renouvelable (hydroélectrique, éolienne et solaire).

Réduction des émissions de GES

Cible de développement durable	D'ici 2026, réduction de 75 % des émissions de GES de portée 1 et 2 par rapport à celles de l'année de référence 2015.	D'ici 2045, atteinte de la carboneutralité pour l'ensemble des émissions de GES de portée 1 et 2 de TransAlta.
Année cible	2026	2045
Progrès	Nous sommes en voie d'atteindre notre objectif de réduire de 75 % nos émissions de GES de portée 1 et 2 d'ici 2026. Depuis 2015, nous avons réduit nos émissions de GES de portée 1 et 2 de 22,7 MT d'éq. CO ₂ ou 70 %.	Depuis 2005, nous avons réduit nos émissions de GES de portée 1 et 2 de 32 millions de tonnes d'éq. CO ₂ , soit une réduction de 77 %, ce qui représente environ 11 % de la cible de décarbonation du Canada d'ici 2030 en vertu de l'Accord de Paris ¹ . Nous croyons que notre stratégie d'entreprise nous permettra d'atteindre notre cible de carboneutralité.
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.»

1) En 2005, les émissions de GES de portée 1 et 2 de TransAlta étaient estimées à 41,9 millions de tonnes d'éq. CO₂, ce qui n'a pas fait l'objet d'un rapport d'assurance limitée indépendant. La cible de décarbonation du Canada d'ici 2030 en vertu de l'Accord de Paris supposait 293 millions de tonnes d'éq. CO₂, ou une réduction de 40 % par rapport au niveau de référence de 732 millions de tonnes d'éq. CO₂ en 2005.

La cible de TransAlta visant à réduire de 75 % ses émissions de GES de portée 1 et 2 d'ici 2026 par rapport à celles de l'année de référence 2015 est estimée conforme au cadre de décarbonation du secteur de l'électricité consistant à limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C, un des objectifs de l'Accord de Paris.

Informations sur les émissions de GES

Émissions de portée 1 et 2

Les émissions de portée 1 sont les émissions directes qui émanent de sources que l'entreprise possède ou contrôle. Les émissions de portée 2 sont des émissions indirectes découlant de la production d'énergie achetée. Les émissions de GES de portée 1 et 2 de TransAlta sont calculées selon diverses méthodes en fonction des technologies disponibles dans ses centrales. 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.

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. 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 sont communiquées à divers organismes de réglementation tout au long de l'année à des fins de conformité régionale si bien qu'elles peuvent faire l'objet de révisions mineures au fur et à mesure que nous les examinons et en faisons rapport chaque année. 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 émissions de méthane provenant de nos activités sont principalement attribuables à la combustion incomplète de gaz naturel des centrales alimentées au gaz naturel et il n'y a pas eu d'émissions fugitives de méthane associées à nos activités. En 2024, les émissions de méthane représentaient 0,5 % du total de nos émissions.

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	2024	2023	2022
Portée 1	9,5	10,9	10,2
Portée 2	0,1	0,1	0,1
Total des émissions de GES de portée 1 et 2	9,6	10,9	10,3

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	2022
Hydroélectricité	0,0	0,0	0,0
Énergie éolienne et énergie solaire	0,0	0,0	0,0
Gaz	6,3	6,4	6,3
Transition énergétique	3,2	4,5	4,0
Siège social et Commercialisation de l'énergie	0,0	0,0	0,0
Total des émissions de GES de portée 1 et 2	9,6	10,9	10,3

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	2022
Australie	0,9	1,0	0,9
Canada	5,4	5,3	5,2
États-Unis	3,3	4,6	4,1
Total des émissions de GES de portée 1 et 2	9,6	10,9	10,3

En 2024, nos émissions de GES (de portée 1 et 2) produites dans le cours normal des activités d'exploitation se sont élevées à 9,6 millions de tonnes, ce qui représente une diminution de 12 % par rapport à celles de 2023. Par conséquent, l'intensité de nos émissions de GES de portée 1 et 2 est passée à 0,35 tonne d'éq. CO₂/MWh en 2024, une diminution par rapport à 0,41 tonne d'éq. CO₂/MWh en 2023. TransAlta prévoit cesser de produire de l'énergie à partir de sa dernière unité alimentée au charbon aux États-Unis d'ici la fin de 2025, ce qui réduira davantage les émissions de la Société.

TransAlta vend des attributs environnementaux générés par ses centrales d'énergie renouvelable et ne soustrait pas ce montant de ses émissions de GES totales (de portée 1 et 2).

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 (en millions de tonnes d'éq. CO₂). 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)	2024	2015
Total des émissions de GES de portée 1 et 2	8,1	9,6	32,2

Émissions de portée 3

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. Les émissions de portée 3 de TransAlta sont calculées au moyen de méthodes conformes à la norme de comptabilisation et de déclaration sur la chaîne de valeur de l'entreprise (émissions de portée 3) du Protocole des GES («norme relative aux émissions de portée 3») et selon les lignes directrices supplémentaires présentées dans le document *Technical Guidance for Calculating Scope 3 Emissions* («lignes directrices relatives aux émissions de portée 3») du Protocole des GES élaborées par le World Resources Institute et le World Business Council for Sustainable Development.

Les émissions de portée 3 de TransAlta comprennent les émissions de GES indirectes provenant des activités de notre chaîne de valeur, mais qui sont hors de notre contrôle opérationnel. Des 15 catégories décrites dans les lignes directrices relatives aux émissions de portée 3 du Protocole des GES, quatre ne s'appliquent pas à notre entreprise et ne sont donc pas incluses dans le calcul : la catégorie 8 (actifs loués en amont), la catégorie 12 (traitement en fin de vie des produits vendus), la catégorie 13 (actifs loués en aval) et la catégorie 14 (franchises).

Toutefois, il convient de noter que les clients de TransAlta déclarent des réductions des émissions de GES grâce à ses actifs, à ses projets et à ses 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.

En 2024, nous avons atteint notre cible visant à surveiller et à déclarer 80 % des émissions de portée 3 de TransAlta d'ici 2024. Des 15 catégories décrites dans les lignes directrices relatives aux émissions de portée 3 du Protocole des GES, cinq s'appliquent davantage à nos activités et, ensemble, elles ont représenté 93 % de la totalité de nos émissions de portée 3 s'élevant à environ 3,7 millions de tonnes d'éq. CO₂ en 2024. Elles comprennent la catégorie 1 (biens et services achetés), de la catégorie 2 (biens d'investissement), de la catégorie 3 (activités liées aux combustibles et à l'énergie), de la catégorie 11 (utilisation des produits vendus) et de la catégorie 15 (investissements). Nous avons obtenu un niveau d'assurance limitée pour ces émissions de la part d'un tiers fournisseur.

Le tableau suivant présente le total de nos émissions de GES de portée 3 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	2024	2023	2022
Catégorie 1 : Biens et services achetés ¹	0,0	0,0	0,0
Catégorie 2 : Biens d'investissement ²	0,0	0,1	0,1
Catégorie 3 : Activités liées aux combustibles et à l'énergie ³	1,0	1,0	1,0
Catégorie 11 : Utilisation des produits vendus ⁴	0,6	0,7	0,6
Catégorie 15 : Investissements ⁵	1,8	1,7	1,8
Autres catégories pertinentes ⁶	0,2	0,3	0,3
Total des émissions de GES de portée 3	3,7	3,7	3,8

- 1) La catégorie 1 : Biens et services achetés comprend les émissions liées à l'achat de biens et de services comptabilisées au titre des charges d'exploitation.
- 2) La catégorie 2 : Biens d'investissement comprend les émissions liées à l'achat de biens et de services d'investissement comptabilisées au titre des dépenses d'investissement.
- 3) La catégorie 3 : Activités liées aux combustibles et à l'énergie comprend les émissions liées à l'extraction, à la production de tous les combustibles consommés et au transport du gaz naturel dans le secteur intermédiaire (pipeline). Cette catégorie exclut les émissions liées à l'électricité achetée du réseau puisqu'elles ont été comptabilisées dans nos émissions de GES de portée 2, mais tient compte des émissions issues des pertes lors de la transmission et de la distribution.
- 4) La catégorie 11 : Utilisation des produits vendus comprend les émissions associées à la combustion de gaz naturel pendant la production d'électricité, lorsque le gaz naturel est vendu et livré.
- 5) La catégorie 15 : Investissements comprend les émissions de GES de portée 1 et 2 (selon la méthode de mise en équivalence) issues de nos actifs qui sont détenus (comme une coentreprise ou une autre structure de propriété), mais non exploités par TransAlta.
- 6) Les autres catégories pertinentes comprennent la catégorie 4 : Transport et distribution en amont, la catégorie 5 : Déchets générés par les activités, la catégorie 6 : Voyages d'affaires, la catégorie 7 : Navettage des employés, la catégorie 9 : Transport et distribution en aval et la catégorie 10 : Traitement des produits vendus. Ces émissions ont été estimées en fonction des meilleures informations disponibles et nous n'avons pas obtenu d'assurance limitée de la part d'un tiers fournisseur pour ces émissions.

Émissions évitées

En 2024, la production à partir d'actifs d'énergie renouvelable nous a permis d'éviter l'émission d'environ 2,8 millions de tonnes d'éq. CO₂ pour nos clients. Les émissions évitées de TransAlta s'entendent de la somme des émissions déplacées par ses actifs d'énergie renouvelable dans les territoires dans lesquels elle exerce ses activités.

La valeur correspond au produit de la production d'électricité générée d'une source d'énergie renouvelable (hydroélectrique, éolienne et solaire) et de l'intensité des émissions de CO₂ propre au réseau du territoire dans lequel nous exerçons nos activités. En 2024, les émissions évitées ont augmenté par rapport à celles de 2023, principalement en raison de la hausse de la production du portefeuille d'énergies renouvelables.

Le tableau suivant présente les faits saillants de nos émissions évitées en millions de tonnes d'éq. CO₂.

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	2022
Total des émissions évitées de GES	2,8	2,3	2,7

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 pourrions choisir d'utiliser les sources de financement disponibles à l'appui des activités économiques et de projets durables afin de financer notre transition énergétique.

TransAlta déploie du financement vert et durable en vue d'élargir son portefeuille d'énergies renouvelables et de soutenir notre objectif visant à répondre aux besoins de nos clients en matière d'électricité renouvelable. Depuis 2020, nous avons émis des obligations vertes de 726 millions de dollars et converti notre facilité de crédit renouvelable de 2,0 milliards de dollars d'une durée de quatre ans en emprunt lié au développement durable.

En 2022, TransAlta a émis des obligations vertes de premier rang de 400 millions de dollars américains (533 millions de dollars) et un montant égal au produit net des obligations a été affecté au financement de nouveaux projets verts

admissibles ou au refinancement 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 au cadre des obligations vertes à la section «Shareholder Information» à l'onglet «Investor Centre» de notre site Web.

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 consentie pour notre portefeuille d'activités financières liées aux questions ESG.

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2024	2023	2022
Obligations vertes ¹	726	684	703
Emprunts liés au développement durable	1 950	1 950	1 250

1) Les obligations vertes sont liées aux obligations vertes de premier rang émises en 2022.

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'énergies renouvelables dans tous les scénarios et tous les emplacements. En 2024, nos produits des activités ordinaires tirés de la production d'énergie renouvelable (énergie hydroélectrique, éolienne et solaire) se sont élevés à 839 millions de dollars (902 millions de dollars en 2023).

Les dépenses d'investissement de croissance liées à la production d'énergie renouvelable se sont élevées à 61 millions de dollars en 2024 (630 millions de dollars en 2023). En outre, TransAlta continue d'investir dans des technologies et des solutions émergentes en matière de réduction des émissions. En 2024, nos investissements dans la recherche et le développement de solutions à faible

émission de carbone s'établissaient à 8 millions de dollars (4 millions de dollars en 2023).

En 2024, le BAIIA ajusté lié à la production d'énergie renouvelable s'est élevé à 632 millions de dollars (716 millions de dollars en 2023). 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 2024 se sont élevés à 79 millions de dollars (36 millions de dollars en 2023).

Les informations fournies concernant les mesures financières relatives aux risques et aux possibilités liés aux changements climatiques de TransAlta sont conformes en partie à IFRS S2 et 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)	2024	2023	2022
Dépenses d'investissement de croissance liées à la production d'énergie renouvelable ¹	61	630	666
BAIIA ajusté lié à la production d'énergie renouvelable ²	632	716	860
Produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux ³	79	36	53
Produits des activités ordinaires liés à la production d'énergie renouvelable ⁴	839	902	1 014
Investissements dans la recherche et le développement de solutions à faible émission de carbone ⁵	8	4	12

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 le projet de parc éolien Garden Plain et le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, lesquels ont été achevés en 2023, et les projets de parcs éoliens White Rock et Horizon Hill, achevés en 2024. Elles excluent le projet d'expansion du réseau de transport à Mount Keith et le projet de mise à niveau du réseau Mount Keith West.

2) Le BAIIA 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. Le BAIIA ajusté lié à la production d'énergie renouvelable correspond au total du BAIIA ajusté des secteurs Énergie hydroélectrique et Énergie éolienne et énergie solaire. Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. En 2024, la composition du BAIIA ajusté a été modifiée pour exclure l'incidence des pénalités de la centrale de Brazeau et des provisions connexes. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement. Se reporter aux rubriques «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» et «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» du présent rapport de gestion.

3) Les produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux correspondent au montant total des ventes de crédits environnementaux liés à l'énergie hydroélectrique, à l'énergie éolienne et à l'énergie solaire, y compris les ventes intersociétés.

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. 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.

5) Les investissements dans la recherche et le développement de solutions à faible émission de carbone comprennent notre placement en titres de capitaux propres dans la ronde de financement de série A d'Ekona Power Inc. («Ekona») et notre investissement de quatre ans dans le Deep Decarbonization Frontier Fund 1 (le «Fonds Frontier») d'Energy Impact Partners («EIP»).

Conformité aux cadres de communication de l'information liée aux changements climatiques

Le tableau ci-dessous présente le rapprochement partiel de nos informations sur la gestion du changement climatique avec les recommandations du GIFCC et IFRS S2.

Informations à fournir recommandées par le GIFCC	Conformité à d'autres lignes directrices	Section
Gouvernance		
Description de la surveillance exercée par le conseil sur les risques et les possibilités liés aux changements climatiques	IFRS S2 : 6	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	IFRS S2 : 6	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	IFRS S2 : 8-9	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	IFRS S2 : 8-9	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	IFRS S2 : 22-23	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	IFRS S2 : 10	Stratégie en matière de changements climatiques
Description des processus de l'entreprise pour gérer les risques liés aux changements climatiques	IFRS S2 : 24-25	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	IFRS S2 : 24-25	Gestion des risques et des possibilités liés aux changements climatiques
Mesures et cibles		
Présentation des mesures 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	IFRS S2 : 27-28	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	IFRS S2 : 29-32	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	IFRS S2 : 33-36	Changements climatiques : mesures et cibles

Favoriser l'innovation et l'adoption de technologies

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 premières centrales hydroélectriques. Nous avons fait partie des pionniers de la technologie éolienne, notamment grâce au premier parc éolien commercial du 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, en 2020, nous avons installé la toute première batterie à grande échelle de l'Alberta et en 2023, nous avons achevé notre premier microréseau d'énergie solaire doté d'un système de stockage d'énergie par batteries en Australie-Occidentale. Cette rubrique présente la gestion du capital d'ordre manufacturier et intellectuel en partie conformément aux directives de l'Integrated Reporting Framework d'IFRS.

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

En 2021, nous avons mis sur pied une équipe responsable de l'innovation en matière d'énergie, chargée d'explorer, de prioriser et de déployer de nouvelles technologies de production d'électricité carboneutres qui influent sur la fiabilité, la décarbonation et l'abordabilité. L'équipe responsable de l'innovation en matière d'énergie s'attelle à repérer des projets qui sont complémentaires à nos actifs de production hydroélectrique, éolienne et solaire afin d'offrir à nos clients de l'électricité fiable et à faible émission de carbone. Elle adopte également une vue plus globale à l'égard de l'électrification afin de déceler les nouvelles possibilités commerciales connexes qui pourraient se présenter à TransAlta.

Notre équipe responsable de l'innovation en matière d'énergie participe au Low Carbon Peer Group, un forum de discussion constitué de pairs de TransAlta du secteur de l'électricité aux États-Unis et au Canada. De plus, nous continuons de jouer un rôle dans l'écosystème de l'innovation en matière d'énergie en collaborant avec divers accélérateurs d'innovation qui agissent comme incubateurs et accélérateurs pour des entreprises en démarrage et qui appliquent de nouvelles solutions technologiques à des problèmes pratiques relevés par les utilisateurs finaux, comme TransAlta ou nos clients.

Énergie renouvelable

En 2024, la capacité nominale de TransAlta s'est établie à 2 406 MW d'énergie éolienne et de stockage par batteries, à 944 MW d'énergie hydroélectrique et à 181 MW d'énergie

solaire. En 2024, notre portefeuille d'énergies renouvelables aux États-Unis représentait plus de 1 GW.

En avril 2024, la Société a mis en service les parcs éoliens White Rock de 302 MW, situés en Oklahoma. Ces parcs éoliens sont entièrement visés par un contrat conclu avec Amazon Energy LLC et fournissent actuellement de l'électricité propre et abordable à notre client.

En mai 2024, TransAlta a mis en service le parc éolien Horizon Hill de 202 MW, situé en Oklahoma. Ce parc éolien est entièrement visé par un contrat conclu avec Meta Platforms Inc., qui reçoit de l'électricité propre ainsi que des attributs environnementaux du parc éolien.

En 2023, le parc éolien Garden Plain en Alberta a été mis en service, ajoutant 130 MW à notre capacité installée brute. Le parc éolien est entièrement visé par des contrats conclus avec Pembina Pipeline Corporation (100 MW) et PepsiCo Canada (30 MW). De plus, en 2023, les centrales d'énergie solaire et de stockage par batteries dans le nord de la région de Goldfields de 48 MW, en Australie-Occidentale, ont été mises en service.

Expansion des solutions en matière d'énergie

Stockage par batteries

Nous continuons d'investir dans des systèmes de stockage d'énergie par batteries que nous considérons comme un élément important pour assurer la fiabilité tout au long de la transition énergétique – perpétuant ainsi le rôle essentiel que TransAlta joue depuis plus d'un siècle grâce à ses centrales hydroélectriques.

En 2024, la filière de développement de TransAlta comprenait quatre projets de stockage d'énergie au Canada : WaterCharger (projet en attente, stockage par batteries aux ions de lithium, 180 MW), Tent Mountain (stockage d'énergie hydroélectrique par pompage, 160 MW), Brazeau (stockage d'énergie hydroélectrique par pompage, de 300 MW à 900 MW) et New Brunswick Power Battery (batterie, 10 MW). Ces projets pourraient jouer divers rôles sur les réseaux électriques, notamment en fournissant des services stables et en stockant la production excédentaire pour la décharger pendant les périodes de pointe.

En 2023, les centrales d'énergie solaire et de stockage par batteries dans le nord de la région de Goldfields en Australie-Occidentale ont été mises en service. Le projet de stockage d'énergie comprend le système de stockage d'énergie par batteries de Leinster de 10 MW/5 MWh, qui est intégré au réseau éloigné de TransAlta. Le réseau et la nouvelle capacité de production aident BHP Nickel West à réaliser ses objectifs de réduction des émissions et à

produire du nickel à faible teneur en carbone pour ses clients.

Mobilité électrique

Les entreprises peuvent jouer un rôle important dans la réduction des émissions en envisageant l'utilisation de véhicules électriques dans le cadre de leurs propres activités. TransAlta examine actuellement la possibilité d'électrifier son parc de véhicules de service en se procurant des véhicules zéro émission. En 2023, nous avons lancé *Project Electrify*, un projet pilote visant à mettre à l'essai quatre véhicules entièrement électriques dans différentes centrales au Canada. Le projet se déroulera de 2024 à 2025 et, pendant cette période, les exploitants acquerront une expérience pratique de la technologie et fourniront des commentaires sur la pertinence de procéder à l'électrification de notre parc de véhicules.

Solutions futures

Hydrogène

En 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. De plus, 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, continue de travailler avec l'entreprise à mesure qu'elle développe sa technologie de pyrolyse.

Petits réacteurs modulaires («PRM»)

Les petits réacteurs modulaires peuvent chacun produire jusqu'à 300 MW et diffèrent des réacteurs nucléaires conventionnels puisqu'ils sont des unités modulaires assemblées en usine qui sont ensuite transportées à un endroit pour y être installées. De plus, ils offrent des mesures de sûreté passives ou sans intervention humaine conçues pour réduire considérablement le risque d'événement nucléaire. Bien que les coûts élevés forment toujours un obstacle dans le secteur de l'énergie nucléaire, les développeurs de PRM soutiennent que les centrales de puissance moindre construites à partir de composants fabriqués entraîneront des baisses de coûts considérables au sein du secteur, à mesure que la technologie évolue et que plus d'unités sont déployées. Grâce à l'énergie de base fiable exempte d'émissions qu'elle procure, l'énergie nucléaire pourrait jouer un rôle important dans la transition vers l'énergie propre.

En 2024, TransAlta a annoncé un partenariat avec X-energy Reactor Company, LLC en vue d'étudier le déploiement du petit réacteur modulaire avancé Xe-100 de X-energy en Alberta. Grâce à une subvention dans le cadre du programme Emissions Reduction Alberta, l'étude portera sur la faisabilité du déploiement d'un petit réacteur modulaire à haute température refroidi au gaz avancé de X-energy dans une centrale convertie du charbon au gaz existante, en Alberta.

TransAlta continue de surveiller les avancées dans le domaine des PRM et d'examiner les avantages des solutions visant l'élimination du dioxyde de carbone pour soutenir la transition vers la carboneutralité de ses activités, telles que des solutions fondées sur la nature, l'extraction directe dans l'air, le captage, l'utilisation et le stockage du carbone, et d'autres technologies.

Stockage d'énergie hybride à supercondensateur hydroélectrique

En 2024, TransAlta a lancé avec Atlas Power Technologies Inc. un projet de système de stockage d'énergie hybride à supercondensateur hydroélectrique, qui devrait être le premier du genre en Amérique du Nord. Grâce à une subvention dans le cadre du programme Emissions Reduction Alberta, le projet est complémentaire à une centrale hydroélectrique existante qui augmente la rapidité de réponse de la centrale et sa capacité à répondre aux besoins en matière de réponse en fréquence.

Technologies disruptives

En 2022, nous nous sommes engagés à investir 25 millions de dollars américains au cours des quatre prochaines années dans le Fonds Frontier d'EIP, lequel investit dans des entreprises de technologies novatrices en phase de démarrage qui cherchent à 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. Au total, la Société a investi 12 millions de dollars américains dans ce fonds au 31 décembre 2024.

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.

Par l'intermédiaire d'EIP, TransAlta a investi dans 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 2022, ZAP Energy a annoncé qu'elle réaliserait une étude de faisabilité concernant la rénovation de la centrale au gaz de Big Hanaford mise hors service de TransAlta située à Centralia afin de la convertir en centrale pilote à fusion à striction axiale (Z-pinch), la première du genre. En 2024, ZAP Energy a obtenu une deuxième subvention aussi d'un montant de 1 million de dollars américains du Centralia Coal Transition Grants

Energy Technology Board dans le cadre d'investissements dans la transition énergétique en vue de l'abandon du charbon dans l'État de Washington.

Pour plus de renseignements sur les investissements dans la recherche et le développement de solutions à faible émission de carbone, se reporter à la rubrique «Mesures financières relatives aux changements climatiques» du présent rapport de gestion.

Gestion des ressources environnementales

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

Stratégie environnementale

Toutes les sources d'énergie utilisées pour produire de l'électricité ont une 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. En 2026, nous prévoyons que notre production sera uniquement composée de gaz naturel et d'énergies renouvelables.

Notre politique environnementale définit la manière dont nous intégrons la protection de la nature et de l'environnement dans la stratégie de TransAlta, dans notre politique de gestion totale de la sécurité, ainsi que dans nos 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 avec ceux de 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, la gestion des déchets et la biodiversité.

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 respectons des homologations, licences, permis et autres approbations de diverses natures en matière d'environnement. La réglementation environnementale des territoires où nous exerçons nos activités est rigoureuse. Tant les fonctionnaires que les particuliers peuvent chercher à faire appliquer à l'égard de la Société les lois et règlements environnementaux. Nous interagissons de manière continue avec un certain nombre d'organismes de réglementation.

Risques et possibilités liés à la nature

Des risques liés à la nature peuvent exister en raison des dépendances d'une société à la biodiversité, aux écosystèmes et aux services écosystémiques («BESE») et des incidences qu'elle a sur ceux-ci, et pourraient entraîner des événements liés à la nature. Ces événements pourraient se répercuter sur la disponibilité et la durabilité des ressources, perturber la chaîne d'approvisionnement nécessaire à la réussite des activités, avoir une incidence négative sur la conformité réglementaire et nuire à la réputation. Des possibilités liées à la nature pourraient se présenter lorsque des mesures de soutien ou d'amélioration sont prises à l'égard de la BESE, au profit des activités de

l'entreprise. Ces possibilités peuvent comprendre l'accès à des ressources naturelles saines (c.-à-d. le sol et l'eau), le soutien à un seul écosystème résilient moins sensible aux fluctuations (p. ex. la sécheresse, les inondations et l'érosion) et l'amélioration des possibilités touristiques et récréatives.

Surveillance des questions liées à la nature

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 dépendances et des incidences relativement à la nature

En 2024, TransAlta a mené sa première évaluation des risques et des possibilités liés à la nature, atteignant sa cible de développement durable de 2022 consistant en «l'évaluation et la 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» d'ici 2024.

Nous avons choisi de suivre les recommandations du TNFD dans la mesure du possible dans le cadre de notre engagement à utiliser des méthodes reconnues à l'échelle internationale. L'analyse s'est appuyée sur le guide du TNFD sur l'évaluation des questions liées à la nature – l'approche LEAP (localiser, évaluer, analyser, préparer) – qui doit être lu avec les directives sectorielles additionnelles du TNFD intitulées *Additional Sector Guidance – Electric Utilities and Power Generators* (juin 2024).

Les méthodes appliquées comprennent l'examen des évaluations environnementales, des permis et des rapports de surveillance, la collecte de données environnementales et géospatiales, l'utilisation des outils de données et la revue des constatations d'experts en la matière en interne et en externe. De plus, nous avons adopté un scénario du TNFD

qui projette des risques modérés liés à la nature pour les activités commerciales au cours des 20 prochaines années, qui sont attribuables à la dégradation graduelle de l'écosystème, aux changements climatiques et à l'évolution des attentes des clients et des actionnaires. Cette analyse excluait les projections de risques physiques liés aux changements climatiques.

Compte tenu du nombre élevé d'actifs de TransAlta, un sous-ensemble d'installations a été sélectionné et comprenait une capacité nominale de plus de 3 100 MW provenant de centrales hydroélectriques, de parcs éoliens et solaires, de centrales au gaz naturel et de centrales alimentées au charbon au Canada, aux États-Unis et en Australie-Occidentale.

Les sections qui suivent mettent en évidence les principales dépendances, incidences, possibilités et mesures d'atténuation ainsi que les principaux risques liés à la nature.

Dépendances importantes

Nous avons déterminé dans quelles circonstances et de quelle façon les activités de la Société peuvent interagir avec la nature et établi si ces interactions sont significatives. Notre objectif n'était pas de comprendre ou d'évaluer chaque problème potentiel, mais plutôt de mettre l'accent sur les services écosystémiques considérés comme importants pour l'exploitation de nos installations sélectionnées.

Nos dépendances les plus importantes sont associées à la régulation du climat et des événements climatiques, à l'utilisation de l'eau dans les cycles de production, principalement dans la production d'électricité alimentée au gaz et au charbon, et à la régulation du cycle de l'eau, qui permet le bon fonctionnement des centrales hydroélectriques.

Se reporter à la rubrique «Gestion des risques et des possibilités liés aux changements climatiques» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur les changements climatiques.

Le tableau ci-après résume les dépendances de TransAlta liées à la nature jugées importantes.

Dépendances importantes par type de production

Service écosystémique ¹	Hydro-électricité	Énergie éolienne	Énergie solaire	Gaz et charbon
Eau souterraine	M	s. o.	TF	M
Eau de surface	TÉ	s. o.	TF	TÉ
Approvisionnement en eau	TÉ	TF	M	H
Régulation du débit d'eau	TÉ	s. o.	s. o.	M
Régulation du climat ²	TÉ	TÉ	TÉ	TF
Protection contre les inondations et les tempêtes	É	M	M	M
Stabilisation du sol et contrôle de l'érosion	É	M	M	F

Légende : (TF) très faible, (F) faible, (M) moyenne, (É) élevée, (TÉ) très élevée et (s. o.) sans objet, tel qu'il est défini dans les directives sectorielles additionnelles du TNFD intitulées *Additional Sector Guidance - Electric Utilities and Power Generators* (juin 2024).

- 1) Bien que l'utilisation de ressources renouvelables (énergie éolienne et rayonnement solaire) et de ressources minérales (gaz naturel et charbon), la régulation du débit d'eau, la protection contre les inondations et les tempêtes, et la stabilisation du sol et le contrôle de l'érosion soient des facteurs essentiels dans le cadre de nos activités, ils n'ont pas été pris en compte dans l'analyse, car les mesures connexes n'étaient pas disponibles à l'échelle internationale. Les centrales ont mis en place des contrôles afin de gérer les risques à l'échelle locale, y compris des solutions d'ingénierie intégrées à l'étape de conception.
- 2) Les services de régulation du climat correspondent aux contributions de l'écosystème à la régulation des conditions atmosphériques ambiantes et ont été exclus de l'analyse puisqu'ils sont abordés à la rubrique «Gestion des risques et des possibilités liés aux changements climatiques».

Vecteurs d'impact importants

Les vecteurs d'impact sont des quantités mesurables d'une ressource naturelle utilisées comme intrants dans la production (p. ex. le volume d'eau consommé) ou des extrants mesurables autres que les produits d'une activité commerciale (p. ex. un kilogramme d'émissions de NO_x rejetées dans l'atmosphère).

L'analyse des vecteurs d'impact importants de TransAlta comprenait l'évaluation de 26 mesures liées à l'utilisation du sol, à l'eau, aux émissions atmosphériques, aux émissions de GES, aux déchets, aux espèces en péril, aux espèces exotiques envahissantes et aux mesures d'application des lois ou aux amendes.

Nos vecteurs d'impact liés à la nature importants sont associés aux émissions de GES et à l'utilisation de l'eau, tel qu'il est résumé dans le tableau ci-dessous.

Vecteurs d'impact importants par type de production

Vecteur d'impact ¹	Hydro-électricité	Énergie éolienne	Énergie solaire	Gaz et charbon
Changement d'utilisation de terrains	TÉ	É	TÉ	s. o.
Changement d'utilisation de l'eau douce	TÉ	M	s. o.	É
Utilisation de l'eau	TÉ	s. o.	s. o.	TÉ
Émissions de GES	F	s. o.	s. o.	TÉ
Émissions autres que de GES	s. o.	s. o.	s. o.	TÉ
Polluants de l'eau et du sol	É	F	F	M
Déchets solides	F	F	F	É
Zone d'utilisation de terrains	M	É	F	M
Zone d'utilisation de l'eau douce	É	s. o.	s. o.	M
Modifications biologiques ²	É	s. o.	s. o.	s. o.

Légende : (F) faible, (M) moyenne, (É) élevée, (TÉ) très élevée et (s. o.) sans objet, tel qu'il est défini dans les directives sectorielles additionnelles du TNFD intitulées *Additional Sector Guidance - Electric Utilities and Power Generators* (juin 2024).

- 1) Bien que les perturbations sonores et lumineuses soient significatives dans le cadre de notre exploitation, elles ont été exclues de cette analyse, car les mesures d'atténuation sont intégrées à la conception du projet et font l'objet d'un suivi au cours des activités, conformément aux exigences réglementaires applicables dans les territoires où nous exerçons nos activités. L'état de la nature (p. ex. risque d'extinction d'espèces, mortalité directe, risque lié aux pêches et incidents liés aux oiseaux, aux chauves-souris, aux poissons et autres) est important dans le cadre de notre exploitation, mais n'a pas été inclus au tableau puisque le TNFD n'a pas fourni les notations d'importance relative connexes. Les mesures liées à l'état de la nature ont été incluses dans notre analyse et sont résumées à la section «Biodiversité» de la rubrique «Performance environnementale» du présent rapport de gestion.
- 2) Les modifications ou les interférences biologiques comprennent l'incidence des activités qui introduisent directement des espèces envahissantes non indigènes dans les zones d'exploitation.

Risques, possibilités et mesures d'atténuation potentiels

Les risques liés à la nature constituent les menaces potentielles pour une organisation posées par sa dépendance vis-à-vis de la nature et son incidence sur celle-ci. Ces menaces peuvent découler de risques physiques et de transition.

L'analyse des risques et des possibilités liés à la nature de TransAlta a été effectuée en mettant l'accent sur les risques physiques. Ces risques ont été évalués afin de nous aider à comprendre la façon dont nos activités modifient la nature et comment ces modifications se répercutent sur la prestation de services écosystémiques.

Les risques de transition, tels que les risques liés à la réglementation, aux politiques, à la réputation, au marché et à la technologie, auxquels la Société est exposée sont présentés à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion. Les risques de transition liés aux changements climatiques sont présentés à la rubrique

«Gestion des risques et des possibilités liés aux changements climatiques» du présent rapport de gestion.

Les possibilités liées à la nature sont des activités qui génèrent des retombées positives pour les organisations et la nature en évitant ou en réduisant les incidences sur la nature, ou en contribuant à sa restauration.

Les mesures que nous utilisons pour évaluer et gérer notre dépendance vis-à-vis de la nature et notre incidence sur celle-ci, ainsi que les risques et les possibilités liés à la nature conformément à notre stratégie et à notre processus de gestion des risques se trouvent à la rubrique «Performance environnementale» du présent rapport de gestion. Les cibles actuelles et futures liées à la nature sont présentées aux rubriques «Performance en matière de développement durable de 2024» et «Cibles de développement durable pour 2025 et au-delà» du présent rapport de gestion.

Les risques et possibilités liés à la nature de TransAlta et les mesures d'atténuation connexes sont résumés dans le tableau suivant.

Risques, possibilités et mesures d'atténuation potentiels relevés

Risques potentiels	Mesures et possibilités d'atténuation
Hydro-électricité Il est normal d'observer une modification importante des régimes d'écoulement naturel de l'eau, qui entraîne de grands changements aux niveaux, au moment de l'écoulement et à la vitesse de l'eau. Deux centrales sont situées dans un rayon de 35 kilomètres d'un site du patrimoine mondial, tel que défini par l'Organisation des Nations Unies pour l'éducation, la science et la culture («UNESCO»). Ces centrales ne sont pas situées dans un rayon de 35 kilomètres de zones clés pour la biodiversité. Il pourrait y avoir une incidence minimale découlant de la pollution du sol, y compris des déversements. Les centrales sont situées dans des zones où le stress hydrique est de niveau très faible à faible, tel qu'il est défini dans l'Aqueduct Water Risk Atlas. Certaines centrales sont situées dans une zone d'habitat essentiel pour des espèces en péril. Bien qu'il existe un risque de mortalité des poissons, le risque d'extinction des espèces et le risque de mortalité lié aux espèces répertoriées par l'Union internationale pour la conservation de la nature («UICN») sont minimes. De façon générale, les émissions de GES, de SO₂, de NO_x, de particules fines et de mercure ont une incidence minimale.	La plupart des centrales maintiennent des débits minimaux ou riverains afin d'aider à soutenir les habitats de poissons malgré les fluctuations des débits naturels d'eau. Ces mesures visent à atténuer les effets de l'exploitation de barrages sur la faune et les systèmes fluviaux locaux. Les centrales Cascade (36 MW) et Spray (112 MW) sont situées dans les Parcs des montagnes Rocheuses canadiennes (site du patrimoine mondial de l'UNESCO). La centrale Cascade se situe dans le parc national Banff et la centrale Spray y est adjacente. Ces centrales sont certifiées Écologo. Cela signifie que leurs produits ou services énergétiques ont fait l'objet de tests par des tiers afin de réduire les répercussions sur les écosystèmes aquatiques, riverains et terrestres. 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 du débit d'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 Pocatererra et de Barrier) afin de participer aux efforts visant à réduire la sécheresse. En 2024, TransAlta a conclu un protocole d'entente de partage volontaire de l'eau avec plus de trente autres détenteurs de permis d'utilisation des eaux du bassin de la rivière Bow, en Alberta. En raison de son rôle de gestion du stockage de l'eau et des débits d'eau dans le réseau de la rivière Bow pour la production d'électricité, de la prévention de la sécheresse et du contrôle des inondations, la Société collabore avec d'autres détenteurs de permis d'utilisation des eaux en aval pour gérer les débits d'eau.
Énergie éolienne Aucune incidence importante sur les régimes d'écoulement naturel de l'eau. Les centrales sont situées dans des zones où le stress hydrique est de très faible à modéré. Certaines centrales sont situées dans une zone clé pour la biodiversité, mais pas dans un rayon de 35 kilomètres de sites du patrimoine mondial de l'UNESCO. Il pourrait y avoir une incidence minimale découlant de la pollution du sol, y compris des déversements. Bien qu'il existe un risque de mortalité de la faune, le risque d'extinction des espèces et le risque de mortalité lié aux espèces répertoriées par l'UICN sont de minimes à faibles. De façon générale, les émissions liées aux parcs éoliens ont une incidence minimale.	Les parcs éoliens peuvent être associés à la mortalité d'oiseaux et de chauves-souris. Par conséquent, nos parcs éoliens sont tenus d'effectuer un suivi de la mortalité après la construction pendant un nombre défini d'années après la mise en service. Si le taux de mortalité dépasse les niveaux acceptables, des mesures de suivi et d'atténuation supplémentaires sont habituellement requises (p. ex. réduction de la production). De plus amples renseignements sur la mortalité des espèces en péril se trouvent à la section «Biodiversité» de la rubrique «Performance environnementale» du présent rapport de gestion.

Risques, possibilités et mesures d'atténuation potentiels relevés (suite)

Risques potentiels	Mesures et possibilités d'atténuation
Énergie solaire Aucune incidence importante sur les régimes d'écoulement naturel de l'eau. Les centrales sont situées dans des zones où le stress hydrique est modéré. Il pourrait y avoir une incidence minimale découlant de la pollution du sol, y compris des déversements. Certaines centrales sont situées dans une zone clé pour la biodiversité, mais pas dans un rayon de 35 kilomètres de sites du patrimoine mondial de l'UNESCO. Bien qu'il existe un risque de mortalité de la faune, le risque d'extinction des espèces est minime. Le risque de mortalité lié aux espèces répertoriées par l'UICN est modéré. De façon générale, les émissions liées aux parcs solaires ont une incidence minimale.	Les centrales sont situées dans des zones où le stress hydrique est modéré. Toutefois, leur utilisation de l'eau est minime. De façon générale, les parcs solaires peuvent avoir d'importantes répercussions sur l'utilisation des terrains et le changement dans l'utilisation des terrains. Ces répercussions pourraient être de moindre importance si les parcs sont de petite taille. C'est le cas pour nos parcs solaires en Caroline du Nord (122 MW), se composant de 20 petits sites dans l'État. De plus amples renseignements sur la mortalité des espèces en péril se trouvent à la section «Biodiversité» de la rubrique «Performance environnementale» du présent rapport de gestion.
Gaz naturel Il est normal d'observer une certaine modification du débit de l'eau ayant une incidence sur des plans d'eau locaux spécifiques. Des incidences saisonnières ou opérationnelles sur le débit pourraient avoir lieu, mais leur portée et leur durée devraient être limitées. Alors que la plupart des centrales sont situées dans des zones où le stress hydrique est faible, nous exerçons nos activités en Australie-Occidentale dans des zones où le stress hydrique est très élevé. Les centrales ne sont pas situées dans un rayon de 35 kilomètres d'une zone clé pour la biodiversité ou d'un site du patrimoine mondial de l'UNESCO. Il pourrait y avoir une incidence minimale découlant de la pollution du sol, y compris des déversements. Les centrales ne sont pas situées dans une zone d'habitat essentiel pour des espèces en péril. Le risque d'extinction des espèces et le risque de mortalité lié aux espèces répertoriées par l'UICN sont de minimales à faibles. De façon générale, les émissions de GES, de NO_x et de particules fines ont une incidence allant d'élévée à considérable, tandis que les émissions de SO₂ et de mercure ont une incidence minimale.	L'eau utilisée par les centrales au gaz vient principalement de rivières pour lesquelles nous détenons des permis et sommes donc tenus de nous conformer aux règlements en matière de qualité de l'eau qui y est déversée. Nos prélèvement et déversement 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. En 2024, nous avons restitué environ 97 % de l'eau prélevée de la rivière Sainte-Claire adjacente pour soutenir nos activités à Sarnia. Nos centrales en Australie-Occidentale ont été conçues pour réduire au minimum la consommation d'eau. 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. 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. 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. En 2022, nous avons atteint nos objectifs pour 2026 visant la réduction de 95 % des émissions de SO₂ et de 80 % des émissions de NO_x par rapport aux niveaux de 2005, et avons maintenu l'atteinte de cette cible en 2023 et en 2024. Nous continuons de réaliser des progrès au chapitre de l'atteinte de notre objectif pour 2026 visant à réduire les émissions de GES de portée 1 et 2 de 75 % par rapport aux niveaux de 2015. Depuis 2015, nous avons réduit nos émissions de GES de portée 1 et 2 de 22,7 MT d'éq. CO₂ ou 70 %.

Risques, possibilités et mesures d'atténuation potentiels relevés (suite)

Risques potentiels	Mesures et possibilités d'atténuation
Charbon Centralia, la seule centrale alimentée au charbon restante de TransAlta, est située dans une zone où le stress hydrique est faible. Il est normal d'observer une certaine modification du débit de l'eau ayant une incidence sur des plans d'eau locaux spécifiques. Des incidences saisonnières ou opérationnelles sur le débit pourraient avoir lieu, mais leur portée et leur durée devraient être limitées. Centralia n'est pas située dans un rayon de 35 kilomètres d'une zone clé pour la biodiversité ou d'un site du patrimoine mondial de l'UNESCO. Il pourrait y avoir une incidence minimale découlant de la pollution du sol, y compris des déversements. Centralia n'est pas située dans une zone d'habitat essentiel pour des espèces en péril. Le risque d'extinction des espèces et le risque de mortalité lié aux espèces répertoriées par l'UICN sont minimes. De façon générale, les émissions de GES, de SO₂, de NO_x, de particules fines et de mercure ont une incidence considérable.	Par le passé, TransAlta exploitait trois mines de charbon. La mine de Whitewood, en Alberta, est totalement remise en état et le terrain a été donné à la collectivité. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la section «Étude de cas : Don de TransAlta à l'Alberta Conservation Association» de la rubrique «Investissements dans les collectivités» du présent rapport de gestion. La mine de Highvale, en Alberta, a été fermée en 2021 et la mine de Centralia, dans l'État de Washington, a été fermée en 2006. Les mines de Highvale et de Centralia réduisent activement leur empreinte grâce à leur remise en état, qui devrait être achevée respectivement d'ici 2046 et 2040. En 2021, nous avons mis hors service ou converti en centrales alimentées au gaz naturel toutes les centrales alimentées au charbon au Canada. Nous prévoyons cesser la production à partir du charbon à la centrale de Centralia, aux États-Unis, d'ici le 31 décembre 2025.

Performance environnementale

Notre performance en matière de gestion des aspects environnementaux est présentée dans les rubriques ci-après et exclut l'acquisition de Heartland Generation le 4 décembre 2024.

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. Nous prévoyons cesser la production à partir du charbon à la centrale de Centralia d'ici la fin de 2025. 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 et 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 pétajoules). En 2024, l'utilisation d'énergie a diminué de 11 % par rapport à celle de 2023. 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	2024	2023	2022
Hydroélectricité	0	0	0
Énergie éolienne et énergie solaire	0	0	0
Gaz	122	123	130
Transition énergétique	52	73	64
Siège social et Commercialisation de l'énergie	0	0	0
Total de l'utilisation d'énergie (pétajoules)	175	197	195

Émissions atmosphériques

Notre centrale alimentée au charbon restante 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. En 2025, TransAlta s'est fixé un nouvel objectif qui consiste à «réduire de 90 % l'intensité des émissions de SO₂ d'ici 2030 par rapport à celle de l'année de référence de 2023».

Selon les indications du SASB, lorsqu'une centrale est située dans un rayon de 49 kilomètres d'une zone ayant une population de plus de 50 000 personnes, elle est tenue de divulguer ses émissions atmosphériques en détail.

Le tableau suivant présente nos principales émissions atmosphériques. Les chiffres ont été arrondis à la centaine près pour le SO₂, au millier près pour le NO_x, à la dizaine près pour les particules fines, si possible, et au nombre entier près pour le mercure :

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	2022
SO ₂ (tonnes)	870	1 100	1 200
NO _x (tonnes)	8 700	11 000	11 000
Particules fines (tonnes)	320	460	360
Mercure (kilogrammes)	16	21	21

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 donc 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, que nous ne sommes pas en mesure de récupérer.

En 2022, nous avons atteint notre objectif de réduction de la consommation d'eau d'ici 2026, visant à réduire de 20 millions de m³, ou 40 %, la consommation d'eau de

Bon nombre de nos centrales au gaz sont situées dans des régions très éloignées et peu peuplées, loin des zones urbaines. Toutefois, nos centrales au gaz de Sarnia, de Windsor, d'Ottawa et de Fort Saskatchewan ainsi que la centrale Ada et la centrale alimentée au charbon de Centralia sont situées dans un rayon de 49 kilomètres d'un milieu urbain ou densément peuplé. En 2024, ces centrales étaient responsables de 41 % des émissions totales de NO_x, de 99 % des émissions totales de SO₂, de 31 % des émissions totales de particules fines et de 56 % des émissions totales de mercure.

En 2024, sur le total de nos émissions atmosphériques, les émissions de SO₂ ont diminué de 18 % et les émissions de NO_x, également de 18 % par rapport aux niveaux de 2023, ce qui s'explique surtout par la baisse de la production de notre centrale alimentée au charbon.

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*. En 2024, nous avons maintenu l'atteinte de cette cible. En 2025, TransAlta s'est fixé un nouvel objectif qui consiste à «maintenir l'intensité de la consommation d'eau aux niveaux de 2023 d'ici 2030».

En 2024, nous avons utilisé environ 237 millions de m³ d'eau (273 millions de m³ en 2023) et retourné à la source environ 212 millions de m³ d'eau (239 millions de m³ en 2023), ou 90 %. La consommation d'eau totale s'est élevée à environ 25 millions de m³ (34 millions de m³ en 2023).

Le tableau qui suit présente notre prélèvement d'eau, notre déversement d'eau et notre consommation d'eau totale (en millions de m³). La somme de certaines valeurs peut ne pas correspondre au total indiqué en raison de l'arrondissement. Les chiffres ci-après ont été arrondis au million de m³ près :

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	2022
Prélèvement d'eau	237	273	233
Déversement d'eau	212	239	207
Consommation d'eau totale (en millions de m ³)	25	34	26

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 collaborons étroitement avec les acteurs locaux, notamment les offices de protection de la nature et les organismes publics, à la gestion des bassins hydrographiques, à la planification d'urgence et aux interventions en cas d'inondation. 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 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. Des travaux similaires sont en cours pour retirer les bassins de stockage des déchets de combustion de charbon à la centrale de Centralia, dans l'État de Washington.

TransAlta est fière de sa réputation en matière de sécurité des barrages. Nous sommes membres de bon nombre d'associations du secteur, y compris l'Association canadienne des barrages, le groupe d'intérêt sur la sécurité des barrages du Centre for Energy Advancement through Technological Innovation, la United States Society on Dams, la Société canadienne de géotechnique, le Dam Safety Advisory Committee de l'Alberta Chamber of Resources et 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.

En 2024, nos activités ont généré l'équivalent d'environ 384 000 tonnes de déchets (479 000 tonnes en 2023). Les déchets non dangereux représentent 98 % de la production totale de déchets, et 0 % de la production totale a été envoyée à la décharge (0,2 % en 2023). Depuis qu'elles ont été mises hors service, nous vendons les cendres résiduelles des mines de Highvale et de Centralia, qui représentent 97 % de la production totale des déchets.

Le tableau qui suit présente le total de la production de déchets (tonne d'éq.). Les chiffres ont été arrondis au millier près :

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	2022
Déchets mis en décharge (tonne d'éq.)	1 000	1 000	2 000
Déchets recyclés (tonne d'éq.)	12 000	19 000	22 000
Déchets réutilisés (tonne d'éq.)	372 000	457 000	453 000
Total de la production de déchets (tonne d'éq.)	384 000	479 000	506 000
Pourcentage du total des déchets mis en décharge	0,3	0,2	0,4
Pourcentage du total des déchets dangereux	2,4	3,5	5,0
Pourcentage des déchets dangereux mis en décharge	0,0	0,0	0,0

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. En 2023, Lafarge Canada et TransAlta ont conclu un accord qui permettra de faire progresser les projets de fabrication de béton à faible émission de carbone en Alberta. L'accord vise à réutiliser les cendres volantes mises en décharge, des déchets issus des activités de production de la mine de Highvale de TransAlta qui ont pris fin en 2021. Les cendres sont utilisées pour remplacer le ciment dans la fabrication du béton. La transformation du produit récupéré en un produit commercialisable réduit 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 réduire les déchets ainsi que les obligations de remise en état de TransAlta.

Utilisation des terrains

Notre plus grande utilisation de terrains concernait les terrains perturbés par l'extraction du charbon en surface, qui a pris fin en 2021. 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 lorsque nous avons abandonné la production d'électricité à partir du charbon au Canada. La mine de Highvale 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. En 2024, nous avons poursuivi la configuration des zones touchées, le rétablissement du drainage, le remplacement du sol végétal et du sous-sol et fait progresser la revégétalisation et la gestion du terrain.

Nos pratiques relatives aux terrains utilisés dans le cadre de nos activités minières antérieures 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. À ce jour, nous avons remis en état environ 5 000 hectares, soit l'équivalent de 40 % des terrains perturbés (12 500 hectares).

Biodiversité

Dans notre 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 adopté la cible d'«aucun incident lié à la biodiversité», ce qui signifie qu'aucun incident lié à la biodiversité n'a affecté les habitats et les espèces figurant sur la liste rouge de l'UICN, allant de quasi menacés à gravement menacés d'extinction.

Le tableau suivant présente les incidents liés à la biodiversité conformément à la classification de la liste rouge de l'UICN :

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	2022
Gravement menacés d'extinction	0	0	0
Menacés d'extinction	0	0	0
Vulnérables	0	0	0
Quasi menacés	0	0	0
Total des incidents liés à la biodiversité	0	0	0

Incidents et déversements accidentels dans l'environnement

La protection de l'environnement 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, 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 2024, nous n'avons recensé aucun incident environnemental de non-conformité à la réglementation (aucun incident en 2023). Aucune amende ou mesure d'application des lois environnementales n'a été imposée.

Le tableau suivant présente les incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation.

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	2022
Incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation	0	0	1

En ce qui a trait aux déversements accidentels et aux rejets, 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 des déversements accidentels en 2024 a été de 0 m³ (0 m³ en 2023).

Le tableau suivant présente les incidents environnementaux importants.

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	2022
Incidents environnementaux importants	0	0	0

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 décrit les facteurs de développement durable du capital d'ordre social, sociétal et intellectuel en partie conformément aux directives de l'Integrated Reporting Framework d'IFRS. La performance présentée ci-après exclut l'acquisition de Heartland Generation le 4 décembre 2024.

Transition inclusive

En guise de soutien à la transition énergétique, TransAlta a investi entre 2012 et 2023 55 millions de dollars américains 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 était un accord historique entre décideurs politiques, environnementalistes, dirigeants syndicaux et TransAlta visant l'abandon du charbon dans l'État de Washington, visant la fin de la production d'électricité à partir du charbon à la centrale de Centralia d'ici la fin de 2025.

Trois conseils de financement ont été formés afin d'investir les 55 millions de dollars américains à compter de 2015 : 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). Ces conseils sont indépendants de TransAlta et offrent des subventions aux entreprises locales, aux organismes sans but lucratif et aux gouvernements locaux afin d'accroître l'efficacité énergétique, de former et de recycler les travailleurs pour la prochaine génération d'emplois et de financer des projets de technologie énergétique. Jusqu'à présent, le Weatherization Board a investi 10 millions de dollars américains, l'Economic and Community Development Board, 18,9 millions de dollars américains, et l'Energy Technology Board, 15,5 millions de dollars américains. Pour de plus amples renseignements sur Centralia Coal Transition Grants, consulter le site Web <https://cctgrants.com/>.

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 a investi et continue de le faire 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-Occidentale. Nous misons sur une croissance axée sur le client afin d'offrir à ce dernier des services fiables et de grande qualité. 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 production d'énergie 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 92 %.

À l'échelle de nos activités au Canada, aux États-Unis et en Australie-Occidentale, 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. Nous continuons d'explorer les possibilités 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 2024 nous a permis d'éviter l'émission d'environ 2,8 millions de tonnes d'éq. CO₂ pour nos clients.

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

Sources de production d'électricité	Expérience en exploitation (années)
Hydroélectricité	113
Gaz naturel	74
Énergie éolienne	27
Énergie solaire	10
Systèmes de stockage d'énergie par batteries	4

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, l'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 pour les diverses identités de genre 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 présente 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. En 2024, la totalité des employés a suivi la formation et a pris en

compte et signé 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.

TransAlta dépose ses rapports annuels en vertu de la *Loi sur la lutte contre le travail forcé et le travail des enfants dans les chaînes d'approvisionnement* du Canada et de la *Modern Slavery Act 2018* de l'Australie. Ces rapports énoncent les mesures que nous prenons pour évaluer et atténuer les risques liés à l'esclavage moderne dans nos activités et notre chaîne d'approvisionnement.

Chaîne d'approvisionnement

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

Au cours des années à venir, nous prévoyons élaborer des critères ESG applicables à la chaîne d'approvisionnement et nous efforcer de comprendre le profil d'émissions de GES et les cibles de réduction des fournisseurs directs. 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 à envisager d'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 ses 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.» En 2024, nous avons confirmé qu'en moyenne, 79 % de nos dépenses depuis 2022 ont été faites auprès de fournisseurs ayant une politique de développement durable, ou s'étant engagés à soutenir le développement durable. Même si notre objectif d'engager 80 % de nos dépenses auprès de fournisseurs ayant une politique de développement durable ou s'étant engagés à soutenir le développement durable d'ici 2024 n'a pas été atteint, tous les fournisseurs de TransAlta sont tenus de se conformer à notre code de conduite à l'intention des fournisseurs. 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.

TransAlta continuera d'envisager d'autres cibles pour favoriser l'intégration du développement durable dans la chaîne d'approvisionnement.

Relations et partenariats avec les groupes autochtones

Chez TransAlta, nous nous appuyons sur nos valeurs fondamentales – la sécurité, l'innovation, le développement durable, le respect et l'intégrité – pour orienter nos pratiques commerciales et notre engagement envers les parties prenantes et les communautés autochtones. Nous cherchons à bâtir et à entretenir des relations et nous efforçons de prendre conscience et d'acquérir une

compréhension des répercussions que nos activités peuvent avoir sur les collectivités locales. Nous maintenons des canaux de communication ouverts et sommes déterminés à résoudre les problèmes rapidement et professionnellement grâce au dialogue.

Outre les valeurs fondamentales de la Société, nos pratiques en matière d'engagement sont fondées sur les meilleures pratiques et les normes du secteur, les politiques établies par la Société et les exigences réglementaires. Notre engagement à l'égard des relations avec les Autochtones est dirigé par une équipe interne centralisée qui mise sur une approche axée sur les relations, qui fait intervenir des employés dans les centrales et dans chaque unité fonctionnelle.

La politique en matière de relations avec les Autochtones de TransAlta est axée sur cinq piliers : la sensibilisation, l'engagement communautaire, l'investissement dans les collectivités, le développement commercial, et l'emploi et la formation. 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'efforce de tisser des relations d'un bout à l'autre de ses installations : lors de la mise en valeur et de la construction du projet et de son exploitation, jusqu'au démantèlement. Ces principes sont reconnus dans notre politique en matière de relations avec les Autochtones, qui reflète 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.

En 2024, TransAlta a offert plus de 320 000 \$ pour appuyer des programmes favorisant la jeunesse, l'éducation et l'emploi autochtones, soit 11 % du total des investissements de TransAlta dans les collectivités. Notre soutien se traduit notamment par ce qui suit :

- Le Read On Literacy Program («Read On») – En 2024, TransAlta s'est associée à Read On pour offrir des cours virtuels et en personne aux élèves du primaire des collectivités situées près de nos centrales. Read On est 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.
- Dans l'esprit de semer des graines – En 2024, TransAlta a fait un don au projet Growbox, une initiative du ministère des Terres de la Nation Piikani qui vise à assurer la sécurité alimentaire et à promouvoir des pratiques de gérance environnementale. Le projet nommé «Sūpii pō'omaaksin» ou «dans l'esprit de semer des graines» porte sur l'élaboration d'un programme complet de serres axé sur les technologies d'énergies renouvelables et les enseignements culturels des Pieds-Noirs. Le programme comprend une ferme hydroponique pour la culture tout au long de l'année, des possibilités éducatives pour les étudiants et des efforts visant à promouvoir la durabilité et la souveraineté alimentaires au sein de la communauté de la Nation Piikani.

Formation de sensibilisation à la culture autochtone

Conformément à son objectif de développement durable fixé en 2023, la Société a fait un effort délibéré pour s'assurer que chaque nouvel employé participe à la formation de sensibilisation à la culture autochtone. En 2024, TransAlta avait achevé d'offrir la totalité du programme de formation de sensibilisation à la culture autochtone au moment de l'intégration de tous les nouveaux employés dans ses territoires d'exploitation au Canada, aux États-Unis et en Australie-Occidentale. Cette initiative a joué un rôle déterminant dans la communication de renseignements précieux sur la richesse de l'histoire, de la culture et des points de vue des communautés autochtones dans les territoires où nous exerçons nos activités.

Étude de cas : Diamond Willow Youth Lodge

Pour répondre aux besoins uniques des jeunes Autochtones de Calgary, TransAlta a investi plus de 1 million de dollars depuis 2018 dans le Diamond Willow Youth Lodge. Portant le nom d'une espèce de saule utilisée pour bâtir les huttes de sudation sacrées, le saule de Bebb («diamond willow» en anglais) est connu pour sa force et sa flexibilité, son bois étant idéal pour construire le cadre de ce lieu de rassemblement.

Cet espace accessible et sécuritaire offre un large éventail de services de soutien pour répondre aux besoins en matière de culture, d'identité, de logement, de mentorat et de bien-être des jeunes Autochtones âgés de 12 à 29 ans. En 2023, 292 jeunes ont obtenu du soutien du Diamond Willow Youth Lodge dans le cadre de 829 visites. Le nombre de participants ne cesse de croître d'une année à l'autre depuis sa création. Plus de 165 événements, ateliers et activités ont été organisés ayant pour thèmes la cuisine traditionnelle, les cercles de percussions, le tannage des peaux et les cercles, la préparation de poteaux de tipi et les cérémonies du thé.

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 notre réussite commerciale. Nous travaillons pour établir des relations et comprendre l'importance d'un dialogue précoce et régulier afin de déterminer quelles incidences nos activités peuvent avoir sur les parties prenantes locales et quelles possibilités elles peuvent créer pour celles-ci.

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. Dans bon

nombre de régions où nous exerçons nos activités, nous entretenons des relations établies depuis des décennies et nous veillons à maintenir un niveau de communication et de confiance constant. Dans les régions où nous sommes présents depuis moins longtemps, nous consacrons du temps et des efforts sur place pour écouter et apprendre afin de nous assurer de tenir compte de tous les points de vue.

Nos parties prenantes sont répertoriées dans le tableau suivant.

Parties prenantes de TransAlta

Organisations non gouvernementales	Associations communautaires	Exploitants de réseaux de transport
Organismes de réglementation	Associations sectorielles	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	Associations du secteur des ressources	Détenteurs de droits miniers
Exploitants de réseaux	Groupes de réflexion	Propriétaires de chemins de fer
Clients	Universitaires	Propriétaires de services publics
Actionnaires	Employés	Créanciers

Engagement des parties prenantes

Nos pratiques en matière d'engagement des parties prenantes sont fondées sur les meilleures pratiques du secteur, les normes internationales, les politiques établies par la Société et les exigences réglementaires. 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-Occidentale afin de créer et d'entretenir des relations, d'évaluer les besoins et la pertinence et de trouver de nouvelles occasions collaboratives. 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 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 2024, TransAlta était présente dans de nombreuses collectivités dans les territoires où nous exerçons nos activités. Nous avons tenu des journées portes ouvertes, organisé des barbecues communautaires, mené des activités de collaboration continue avec des groupes

environnementaux, récréatifs et de la société civile et effectué de nombreuses visites auprès d'organismes sans but lucratif et interagi avec ceux-ci.

Investissements dans les collectivités

En 2024, TransAlta a remis environ 2,9 millions de dollars sous forme de dons et de commandites (3,2 millions de dollars en 2023), 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. Cette année, les employés, les retraités et les entrepreneurs de TransAlta ainsi que la Société ont recueilli plus de 1,3 million de dollars pour Centraide de Calgary et des environs.

En 2024, TransAlta a réalisé d'autres investissements importants, dont voici quelques-uns des principaux :

- **Santé et bien-être des membres de la collectivité** – En 2024, TransAlta a fait un don à la maison Goldfields Women's Refuge Finlayson House en Australie, qui offre un refuge aux femmes et aux enfants victimes de violence conjugale en leur proposant un abri, du soutien et des outils pour reprendre une vie normale.
- **Leadership en matière d'environnement** – En 2024, TransAlta a fait un don à l'événement Day on the Creek dans le cadre de son engagement à soutenir l'éducation des jeunes et la gestion responsable de l'environnement dans la région de la biosphère Waterton, en Alberta. Notre contribution aide à offrir des possibilités d'apprentissage précieuses aux étudiants et à la collectivité, en favorisant une meilleure compréhension de la gestion des bassins hydrographiques et de l'importance de préserver notre environnement naturel.
- **Jeunesse et éducation** – En 2012, TransAlta a donné aux élèves d'une classe de maternelle une bourse d'études collégiales de 2 500 \$ après qu'ils ont remporté un concours régional de défis écologiques. En 2024, 19 élèves de la classe de maternelle ont obtenu leur diplôme d'études secondaires. À la date de la remise de diplômes, le montant initial du principal de la bourse avait plus que doublé. Une fête pour les étudiants et leur famille s'est déroulée à la centrale de Centralia.

Étude de cas : Don de TransAlta à l'Alberta Conservation Association

En 2024, TransAlta et l'Alberta Conservation Association («ACA») ont souligné un jalon important à la mine de Whitewood. Dans le cadre de ce partenariat, TransAlta a effectué un don de 1 274 acres à l'ACA. Grâce à ce don, le

terrain sera préservé dans son état naturel, ce qui contribuera à la biodiversité et aux efforts de conservation.

La mine de Whitewood, une ancienne mine de charbon dans le comté de Parkland, en Alberta, a dû être remise en état et des efforts de conservation ont dû être déployés afin de la transformer en un habitat naturel durable. La difficulté a été de préserver la diversité des paysages naturels du terrain et d'assurer sa protection à long terme.

Le don de TransAlta à l'ACA s'inscrit dans un effort plus important visant à établir le site de conservation de la mine de Whitewood, qui couvrira une superficie totale de 2 167 acres en combinant les ventes et les dons actuels et passés. Il s'agit de la plus grande propriété de conservation continue appartenant à l'ACA en Alberta. Le site comporte des paysages naturels diversifiés, dont un lac de 100 acres, de petits plans d'eau et divers habitats naturels.

La transformation de la mine de Whitewood en aire de conservation témoigne de l'engagement de la Société à l'égard de la gestion responsable de l'environnement, de la remise en état et de l'engagement communautaire. À la réception du dernier certificat de remise en état, l'ACA prévoit ouvrir le site au public afin d'offrir une ressource récréative et éducative inestimable à la collectivité.

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 un 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, d'exercices et d'exercices d'évacuation 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 efficace 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 qui nous fournissent l'accès aux applications des secteurs d'activité. Les menaces liées à la

cybersécurité qui compromettent 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.

Compte tenu de la nature en constante évolution des cyberattaques, nous adaptons continuellement 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 aux risques et menaces spécifiques liés à la cybersécurité au moyen d'un programme complet et multidimensionnel. TransAlta évalue continuellement ses cybermenaces et les niveaux de risques au moyen d'un audit indépendant et de simulations de cyberattaques (p. ex. tests de pénétration). Les résultats de ces évaluations et exercices guident l'élaboration de notre stratégie et de nos pratiques de cybersécurité ainsi que la mise en œuvre des mesures et des contrôles permettant d'atténuer de manière proactive les risques et les menaces internes et externes liés à la cybersécurité qui pèsent sur l'organisation.

La politique en matière de cybersécurité de TransAlta définit la façon dont nous identifions et gérons les risques et les menaces liés à la cybersécurité, ainsi que la façon dont nous détectons les incidents liés à la cybersécurité, y répondons et nous en remettons. Nous nous conformons à toutes les normes légales, réglementaires et sectorielles ainsi qu'aux exigences de conformité pertinentes, telles que les normes de protection des infrastructures essentielles de la North American Electric Reliability Corporation («NERC»), la *Security of Critical Infrastructure Act* d'Australie et la *Sarbanes-Oxley Act* des États-Unis, le cas échéant. Les normes de protection des infrastructures essentielles de la NERC et la réglementation australienne en matière de sécurité des infrastructures essentielles visent à assurer la régulation, le contrôle, la surveillance et la gestion de la sécurité du réseau d'électricité en Amérique du Nord et en Australie, et s'appliquent expressément aux risques liés à la cybersécurité.

En 2024, aucune atteinte à la cybersécurité n'a été relevée dans notre environnement technologique. 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 équitable, diversifié et inclusif et réduire au minimum les incidents liés à la sécurité sont les facteurs clés de la création de valeur pour le capital humain pour TransAlta et les membres de la direction responsables des secteurs qui revêtent le plus d'importance. En 2024, nous avons amélioré notre performance ESG grâce aux efforts que nous avons déployés afin de promouvoir un effectif conforme aux principes d'équité, de diversité et d'inclusion. Cette rubrique présente les facteurs de développement durable liés au capital humain en partie conformément aux directives de l'Integrated Reporting Framework d'IFRS. La performance présentée ci-après exclut l'acquisition de Heartland Generation le 4 décembre 2024.

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, produire des résultats pour la Société et avoir une incidence favorable sur les collectivités dans lesquelles nous vivons.

En 2024, TransAlta a conclu la quatrième 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. En 2024, les femmes représentaient 32 % de l'équipe de la haute direction et 38 % du conseil.

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 28 % 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 2024, nous avons continué d'offrir la bourse d'études Women in Trades, qui fournit un soutien financier aux étudiantes admissibles inscrites dans des programmes postsecondaires de métiers spécialisés. En 2024, nous avons continué d'offrir le programme de diversité femmes-hommes dans le cadre de nos activités de production, dont l'objectif stratégique est de recruter des femmes. Le programme vise à éliminer les obstacles et à créer des opportunités pour les femmes afin qu'elles puissent prospérer dans des domaines où la représentation des femmes est historiquement plus faible.

Santé et sécurité du personnel

À TransAlta, la sécurité est une valeur fondamentale et le fondement de notre fonctionnement. Bien que nous accordions une grande importance à la production d'électricité abordable et fiable pour nos clients, rien n'importe plus que la santé et la sécurité de nos gens et des collectivités que nous servons. Nous sommes déterminés à favoriser une culture de travail et d'apprentissage nous permettant d'assurer la sécurité des uns et des autres. L'accent que nous mettons sur l'excellence opérationnelle reflète notre mission qui consiste à effectuer le bon travail au bon moment en toute sécurité pour alimenter nos collectivités en électricité et leur donner des moyens d'action.

Nos systèmes de gestion sous-tendent la fourniture de services d'électricité sécuritaires, fiables et concurrentiels à nos clients et partenaires. Le système de gestion totale de la sécurité de la Société 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.

À TransAlta, la sécurité est au cœur du rôle de chacun et une responsabilité partagée. À mesure qu'évolue notre culture de sécurité, nous nous efforçons de créer une expérience de sécurité positive pour tous. Nous croyons que l'expérience de sécurité globale dépend de la relation entre trois facteurs : l'environnement de travail physique, l'environnement social et l'environnement individuel. Nous avons réalisé d'importants progrès dans la mise en œuvre de notre processus de transformation de la culture de sécurité grâce à de la formation et à des initiatives

soutenant les trois facteurs de sécurité positive. Cette formation offre les outils et les stratégies nécessaires pour accroître la capacité des employés à identifier et à contrôler les risques élevés liés à l'énergie, pour améliorer la sécurité psychologique et pour soutenir la santé mentale. Pour TransAlta, une culture de sécurité positive repose non seulement sur l'absence de danger, mais également sur la présence de facteurs de protection qui visent à améliorer le bien-être.

En 2024, notre excellente performance en matière de sécurité a été soutenue par nos domaines d'intérêt stratégiques : renforcer notre culture de sécurité, comprendre les risques et normaliser les informations sur la sécurité et les systèmes de sécurité. Afin de soutenir notre croissance culturelle en matière de sécurité, les nouveaux employés et dirigeants ont suivi une formation dont les modules sont conçus pour leur permettre d'acquérir les outils nécessaires pour mieux comprendre leur rôle dans

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	2024	2023	2022
Blessures ayant entraîné un arrêt de travail	0	1	0
Blessures avec soins médicaux	6	4	6
Travail restreint	2	0	0
Heures d'exposition	2 844 000	3 362 000	3 058 000
Taux de fréquence totale des accidents enregistrables	0,56	0,30	0,39

Nous nous concentrons sur les indicateurs avancés et la participation au moyen de signalements liés à la sécurité (dangers, quasi-accidents, observations positives et rapports sur la cybersécurité). Le taux de fréquence totale des signalements liés à la sécurité démontre les activités proactives, par travailleur par année, que nous menons pour identifier et prévenir les blessures. Nous signalons et reconnaissons également les comportements positifs sur le lieu de travail afin d'améliorer la sécurité psychologique. Cela nous permet non seulement d'intervenir en cas d'incident, mais aussi de trouver des possibilités de renforcer les barrières et les niveaux de protection afin d'atténuer les incidents potentiels. En 2024, nous avons enregistré 16,3 signalements par travailleur, ce qui excède notre cible de performance exceptionnelle de 15. Les effets positifs associés à un engagement élevé et à une culture de la sécurité renforcée sont évidents dans notre performance globale en matière de sécurité. En 2024, TransAlta s'est vu décerner le prix Trail Blazer Business Leader Award par l'Alberta Mine Safety Association. Ce prix reconnaît le leadership exemplaire et inspirant des dirigeants et des cadres supérieurs et leur engagement indéfectible à l'égard de la santé et de la sécurité.

l'établissement, le renforcement et le maintien de notre culture de la sécurité. Les dirigeants ont animé plus de 100 séances entre pairs visant à intégrer une compréhension des principes de performance des gens et de l'organisation, de la prévention des blessures graves et des décès et de la sécurité psychologique dans l'ensemble de nos installations.

Un de nos indicateurs en matière de sécurité est le taux de fréquence totale des accidents enregistrables, qui 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 2024, le taux de fréquence totale des accidents enregistrables s'est établi à 0,56 par rapport à 0,30 en 2023. Nous n'avons recensé aucune blessure grave en 2024. L'identification et le contrôle des risques élevés liés à l'énergie sont essentiels pour la prévention efficace des blessures graves.

Culture et structure de l'entreprise

Nos employés sont au cœur de la création de valeur. Notre culture d'entreprise a évolué et a été adaptée tout au long de notre histoire de 113 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 les résultats, la raison d'être et l'apprentissage. 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. Une

partie de la transformation de notre culture consiste à améliorer la sécurité psychologique des employés pour les inciter à s'exprimer davantage en vue d'accroître l'innovation, la créativité et, ultimement, les résultats.

Nous réalisons des sondages annuels 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 l'amélioration de la santé et du 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 et la résilience.

Structure organisationnelle

En 2024, notre effectif comptait 1 205 employés (1 257 en 2023). Nos employés étant syndiqués dans une proportion d'environ 29 %, 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 a changé en 2024. Notre entreprise continue d'exploiter quatre secteurs de production, soit les secteurs Gaz, Énergie éolienne et énergie solaire, Hydroélectricité et Transition énergétique, avec le soutien de nos secteurs Siège social et Commercialisation de l'énergie. 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 de développement

durable par TransAlta, et les cibles et les mesures sont revues et approuvées chaque année par le conseil d'administration et sont décrites dans nos régimes de rémunération annuels.

En 2024, le plan incitatif annuel était lié à hauteur de 20 % à l'atteinte d'objectifs ESG précis, dont 10 % étaient liés aux améliorations de la culture organisationnelle et 10 %, à la sécurité. Nos plans incitatifs à long terme comprennent des objectifs stratégiques liés à l'élaboration de politiques ESG et les progrès réalisés à l'égard de nos objectifs ESG. 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

L'encadrement, la rétroaction et la gestion sont des éléments fondamentaux de notre philosophie de performance, les dirigeants et les employés étant invités à participer à des réunions régulières pour discuter de l'avancée des travaux, du perfectionnement professionnel et du développement de carrière tout au long de l'année.

Nous nous efforçons d'être un employeur de choix grâce à nos programmes de RH et 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 et de mobiliser les employés en temps opportun, nous continuons à utiliser 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 facultatives, obligatoires et personnalisées dans le cadre de leurs fonctions. Tous les employés ont accès à des séances de formation animées par des conférenciers qui sont experts dans des domaines aussi variés que la sécurité psychologique, l'équité, la diversité et l'inclusion, la santé mentale et physique, la culture, le bien-être financier et le développement des compétences de base et du leadership.

Fournir de l'énergie fiable et à faible coût

L'objectif de TransAlta est d'être un chef de file de la production d'électricité 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 abordable et fiable et à assurer l'excellence opérationnelle et l'amélioration continue. Cette rubrique présente la gestion du capital d'ordre manufacturier, intellectuel, social et sociétal en partie conformément aux directives de l'Integrated Reporting Framework d'IFRS.

Abordabilité de l'énergie

TransAlta aide les clients commerciaux et industriels à gérer le 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. Nous fournissons à des clients industriels des solutions énergétiques décentralisées et adaptées. 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, les normes de fiabilité de l'Alberta et les normes de sécurité et de fiabilité du réseau électrique du marché de l'électricité en Australie-Occidentale 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 renouvelable et de production au gaz naturel et de nouvelles solutions technologiques afin de répondre aux besoins émergents et futurs du réseau électrique dans lequel nous exerçons nos activités.

En 2020, WindCharger était le tout premier actif de stockage d'énergie par batteries d'Alberta et a été un participant de premier plan au projet pilote de réponse en fréquence rapide de l'AESO. La réponse en fréquence rapide est un nouveau service de fiabilité de transport à action rapide inédit et essentiel adapté aux exigences d'un réseau qui repose davantage sur l'énergie renouvelable et augmente la capacité des réseaux électriques à se remettre d'une perte soudaine de production ou de problèmes d'interconnexion. WindCharger continue de fournir un service de fiabilité du système.

En 2024, TransAlta a lancé avec Atlas Power Technologies Inc. un projet de système de stockage d'énergie hybride à supercondensateur hydroélectrique, qui devrait être le premier du genre en Amérique du Nord. Grâce à une subvention dans le cadre du programme Emissions Reduction Alberta, le projet est complémentaire à une

centrale hydroélectrique existante qui augmente la rapidité de réponse de la centrale et sa capacité à satisfaire aux besoins en matière de réponse en fréquence.

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 «Gestion des ressources environnementales» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur les événements météorologiques extrêmes et les catastrophes naturelles.

Gestion des actifs

Le programme de gestion d'actifs de TransAlta vise à assurer l'excellence opérationnelle en optimisant la valeur totale du cycle de vie des actifs physiques de l'ensemble du portefeuille de production de la Société au Canada, aux États-Unis et en Australie-Occidentale. Le programme fait appel à une équipe centralisée d'ingénieurs et de spécialistes qui collabore avec des ingénieurs et des opérateurs de centrales et qui surveille à distance les centrales de production afin de régler les problèmes liés à la fiabilité du matériel et à la performance.

Si un problème survient, l'ingénieur responsable de la gestion des actifs évalue le problème puis transmet ses constatations à l'équipe d'intervention de la centrale afin de l'aider à mener une enquête et à régler le problème pour

réduire au minimum les répercussions sur les activités. À titre d'exemple, si une éolienne commence à montrer des signes précoces d'écart de rendement, 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'ingénieur responsable de la gestion des actifs permettent la détection rapide de problèmes liés au matériel selon une analyse des tendances à long terme et sont complémentaires aux activités quotidiennes des centrales. L'anticipation rapide des risques et des défaillances des actifs permet d'optimiser les réparations prévues et de maximiser la disponibilité des installations.

Analytique avancée

TransAlta dispose d'une équipe spécialisée dans les données et l'analytique qui collabore avec l'équipe responsable de la gestion des actifs et l'équipe d'intervention pour tirer parti des modèles de sciences des données, des plateformes technologiques modernisées et de l'analytique avancée. Grâce à cette collaboration, des solutions sont mises au point pour des cas d'utilisation particuliers, ce qui permet d'obtenir des renseignements utiles qui peuvent être exploités. Ces cas d'utilisation comprennent des modèles de sciences des données afin de détecter les anomalies de performance des éoliennes et des modèles permettant de détecter les écarts de fréquences à des fins de conformité aux règles du marché.

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 facteurs de développement durable et des mesures à prendre pour y répondre, tout en continuant à réaliser l'équilibre entre exploitation et 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 «Governance» 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

En 2024, nous étions membres d'organisations et de groupes de travail clés en matière de développement durable, notamment l'IFRS Sustainability Alliance, le Trellis Network (auparavant GreenBiz), le comité directeur de l'électricité durable d'Électricité Canada et le comité d'adaptation aux changements climatiques, ce qui nous permet de valider et de soutenir notre stratégie et nos pratiques de développement durable.

En 2024, nos facteurs de développement durable importants sont demeurés inchangés par rapport à ceux de 2022. 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, état de 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 sur la gouvernance.

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 d'étendre nos activités et d'atteindre nos objectifs tout en nous protégeant de manière raisonnable contre des niveaux de risque inacceptables ou contre les risques financiers. Nous utilisons une structure de contrôle à niveaux multiples pour gérer les risques et possibilités liés à nos activités, aux marchés où nous évoluons et au contexte politique et aux structures avec lesquels nous interagissons.

Gouvernance

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

- Les employés, la direction et le conseil sont résolus à respecter une conduite éthique et à faire preuve d'intégrité et d'honnêteté.
- Nous avons établi des politiques et des normes clés encadrant l'exercice de nos activités.
- Le président de notre conseil et tous les administrateurs, à l'exclusion de notre 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 à l'égard de 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 de déléguer certaines responsabilités 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 Comité de la performance des investissements («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; vii) prendre en compte et recommander nos cibles de développement durable au conseil d'administration et évaluer notre performance en fonction de ces cibles; viii) 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, et ix) examiner notre performance en matière de sécurité.

Le CRH est habilité par le conseil à examiner et à approuver les principales politiques de rémunération et de ressources humaines de la Société qui visent à attirer, à recruter, à maintenir en poste 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, Finances et chef des finances, et se compose du président et chef de la

direction; du vice-président directeur, Production; du vice-président directeur, Affaires commerciales et Relations avec les clients; et de la vice-présidente, Stratégie d'entreprise. 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 pour se pencher 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 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 et permettent 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 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 2024 au titre de nos activités de gestion du risque lié aux produits de base pour compte propre était de 3 millions de dollars (4 millions de dollars en 2023). Se reporter à la rubrique «Gestion du 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.

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 2024. 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.

Les pannes du matériel et l'exploitation et l'entretien de nos centrales comportent des risques qui pourraient avoir une incidence défavorable importante sur nos activités.

Le risque de panne ou de sous-performance du matériel lié à nos activités qui est 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 nos activités. 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 qui peuvent entraîner des interruptions et accroître le risque lié à la production, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités. En outre, certaines de nos centrales ont été construites il y a de nombreuses années et pourraient nécessiter d'importantes dépenses d'investissement pour maintenir une fiabilité optimale et assurer la continuité des activités, tandis que les centrales les plus récentes, quant à elles, pourraient nécessiter divers niveaux de dépenses d'investissement pour ce faire. Rien ne garantit que notre programme de travaux d'entretien permettra de détecter des pannes éventuelles dans nos centrales avant qu'elles ne se produisent ou d'éliminer toutes les conséquences défavorables en cas de panne.

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. De plus, si un fabricant ne peut ou ne veut pas offrir un service d'entretien satisfaisant ou honorer une garantie à des conditions raisonnables, nous devons peut-être conclure d'autres ententes avec d'autres fournisseurs ou effectuer nous-mêmes les services. Ces ententes pourraient être plus coûteuses pour nous que nos ententes actuelles et si nous

ne sommes pas en mesure de conclure d'autres ententes acceptables, notre incapacité à avoir accès à des pièces ou une expertise technique pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nous. TransAlta gère ce risque conformément à sa politique relative aux pièces de rechange.

Bien que nous conservions des pièces de rechange en stock ou prenions par ailleurs des dispositions pour en obtenir afin de remplacer le matériel essentiel et que nous souscrivions une assurance contre les dommages matériels et les interruptions d'exploitation pour nous protéger contre certains risques d'exploitation, ces protections pourraient ne pas être suffisantes pour couvrir le manque à gagner ou les hausses de frais et les amendes qui pourraient nous être imposées si nous n'étions pas en mesure d'exploiter nos centrales à un niveau nécessaire pour nous conformer à nos contrats. De plus, des circonstances pourraient survenir dans l'avenir aux termes desquelles la Société pourrait être tenue de produire de l'électricité à un coût supérieur aux produits d'exploitation qu'elle en tire.

Rien ne garantit que la couverture d'assurance applicable protégerait adéquatement nos activités contre des effets défavorables importants. En outre, rien ne garantit que nous pourrions remettre en état le matériel ou les actifs qui ont atteint leur fin de vie utile.

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.

La fluctuation imprévue des coûts d'entretien et des coûts et de la durabilité des composantes des centrales de la Société pourrait avoir une incidence défavorable sur nos résultats d'exploitation.

L'inflation ou d'autres augmentations dans la structure des coûts de la Société qui sont indépendantes de la volonté de cette dernière pourraient avoir une incidence défavorable importante sur notre rendement financier. Cette incidence comprend notamment des augmentations imprévues des coûts engagés pour se procurer les matériaux et les services nécessaires aux activités d'entretien et des coûts de remplacement ou de réparation du matériel imprévus liés au mauvais fonctionnement de celui-ci ou à sa moins grande durabilité.

Les fluctuations des prix de l'électricité pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Une partie de nos produits des activités ordinaires est liée, directement ou indirectement, au prix du marché de l'électricité dans les marchés où nous exerçons nos activités, et en particulier dans le marché de l'électricité de l'Alberta. Les prix de l'électricité sur le marché subissent l'incidence de plusieurs facteurs, dont : la vigueur de l'économie; la capacité de transport de l'électricité disponible; le prix des combustibles utilisés pour produire de

l'électricité (et, par conséquent, certains des facteurs qui influent sur le prix des combustibles décrits ci-après); la gestion de la production; l'importance de la capacité de production excédentaire par rapport à la charge sur un marché en particulier; le coût du contrôle des émissions et le coût du carbone; la structure du marché; la disponibilité du transport (y compris à partir d'autres territoires); l'adoption de plus en plus répandue de mesures d'efficacité et de conservation énergétiques; et les conditions météorologiques qui influent sur la charge électrique. Par conséquent, nous ne pouvons pas prédire avec précision les prix futurs de l'électricité et la volatilité des prix de l'électricité (en particulier les prix de l'électricité moins élevés en Alberta) qui pourraient avoir un effet défavorable important sur nous. En outre, le marché de l'Alberta est le seul marché de l'électricité entièrement déréglementé au Canada et cette structure de marché pourrait inciter les entreprises qui achètent de l'électricité à investir dans de nouvelles sources d'énergies renouvelables dans la province uniquement pour des raisons liées aux facteurs ESG (c.-à-d. pour satisfaire aux objectifs de décarbonation) qui pourraient ne pas correspondre aux données fondamentales de l'offre et de la demande. Cette situation pourrait entraîner une offre excédentaire d'électricité intermittente sur le marché de l'électricité de l'Alberta et exercer une pression à la baisse sur les prix de l'électricité et contribuer à une importante volatilité des prix à court terme.

Nos centrales et nos projets de construction sont dotés d'ententes structurées en vertu de leurs contrats à l'égard des cas de force majeure qui sont hors de notre contrôle, mais selon lesquelles la Société se conforme aux normes du secteur en matière d'assurance ou de récupération des coûts du contrat. De tels événements peuvent générer des effets défavorables importants.

Nos centrales, nos projets de construction et nos activités d'exploitation sont exposés à des dommages et à des interruptions potentiels et à des pertes partielles ou complètes résultant de catastrophes environnementales (p. ex. les inondations, les vents forts, les incendies, les tempêtes de verglas, les tremblements de terre et les crises de santé publique, comme les pandémies et les épidémies), d'autres activités sismiques et les défaillances de matériel. Les changements climatiques peuvent également accroître la fréquence et la gravité de ces phénomènes météorologiques extrêmes. Rien ne garantit que si un tremblement de terre, une inondation, un cyclone, un ouragan, une tornade, un tsunami, un attentat terroriste, un acte de guerre ou une autre catastrophe naturelle, anthropique ou technique se produit, une partie ou l'ensemble de nos centrales de production et de nos infrastructures ne seront pas perturbées. Un événement important, qui perturbe la capacité de nos actifs de production d'électricité à produire de l'électricité pendant une période prolongée, y compris les événements qui

empêchent les clients existants d'acheter de l'électricité en vertu de CAÉ, pourrait avoir une incidence négative importante sur nos activités. Nos centrales, nos projets de construction et nos activités d'exploitation pourraient être exposés aux effets de conditions météorologiques particulièrement rigoureuses, à des catastrophes naturelles et anthropiques et à d'autres événements susceptibles d'être catastrophiques. La survenance d'un tel événement pourrait ne pas nous dispenser des obligations qui nous incombent aux termes des CAÉ ou d'autres conventions conclues avec des tiers. De plus, le fait que bon nombre de nos centrales soient situées dans des régions éloignées peut rendre la réparation des dommages coûteuse ou les rendre difficiles d'accès. Des événements catastrophiques, notamment des crises de santé publique, pourraient occasionner une volatilité et une perturbation des chaînes d'approvisionnement mondiales, une perturbation des marchés des capitaux mondiaux, des changements dans la confiance à l'égard du commerce et des marchés, des risques pour la santé et la sécurité des membres du personnel, un ralentissement ou une interruption temporaire des activités dans les zones touchées, le report du lancement et/ou de l'achèvement des projets de construction ou de mise en valeur de la Société ainsi que des retards dans la prestation des services, l'un ou l'autre des événements susmentionnés étant susceptible d'entraîner l'imposition à la Société de pénalités aux termes de contrats, des coûts supplémentaires ou l'annulation de contrats.

Les risques liés aux projets de mise en valeur et de croissance et aux acquisitions de TransAlta pourraient avoir un effet défavorable important sur nous.

Les projets de mise en valeur et de croissance et les acquisitions que nous réalisons pourraient comporter des risques liés à l'exécution et au coût en capital, notamment les risques liés à l'obtention des approbations réglementaires, à l'opposition de tiers, à la hausse des coûts, à l'obtention de droits fonciers, aux retards de construction, aux pénuries de matières premières ou de main-d'œuvre qualifiée, aux restrictions visant la chaîne d'approvisionnement et aux restrictions visant le capital. La matérialisation de ces risques pourrait avoir un effet important et défavorable sur nous, notre situation financière, notre capacité à exercer nos activités et nos flux de trésorerie.

L'expansion de nos activités au moyen de projets de mise en valeur et d'acquisitions pourrait se traduire par un surcroît d'exigences envers notre direction, nos systèmes d'exploitation, nos contrôles internes et nos ressources financières et matérielles. En outre, le processus d'intégration des entreprises acquises ou des projets de mise en valeur pourrait comporter des difficultés imprévues.

Notre incapacité à gérer ou à intégrer efficacement les entreprises acquises ou les projets de mise en valeur pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nous, notre situation financière, notre capacité à exercer nos activités et nos flux de trésorerie. De plus, nous ne pouvons garantir que nous réussirons l'intégration d'une entreprise acquise ni que les possibilités commerciales ou les synergies opérationnelles découlant d'une acquisition seront réalisées comme prévu.

Nous pourrions chercher à réaliser des acquisitions dans de nouveaux marchés qui sont assujettis à la réglementation de divers gouvernements et autorités de réglementation étrangers et à l'application de lois étrangères. Ces lois ou règlements étrangers pourraient ne pas fournir le même type de certitude juridique et de droits, relativement aux liens contractuels de la Société dans ces pays, que ceux accordés à ses projets actuellement, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société de tirer des produits des activités ordinaires ou de faire valoir ses droits en lien avec les activités qu'elle exerce à l'étranger. De plus, les lois et les règlements de certains pays pourraient limiter la capacité de la Société de détenir une participation majoritaire dans certains des projets qu'elle pourrait acquérir, restreignant ainsi sa capacité de contrôler l'exploitation de ces projets. Toute exploitation, nouvelle ou existante, peut aussi être assujettie à des risques considérables de nature politique, économique et financière, qui varient selon le pays, et qui comprennent :

- a) les changements aux politiques ou au personnel des gouvernements;
- b) les changements à la conjoncture économique générale;
- c) les restrictions visant le transfert et la conversion des devises;
- d) les changements dans les relations de travail;
- e) l'instabilité politique et l'agitation civile;
- f) les changements réglementaires ou autres touchant le marché local de l'électricité; et
- g) la violation ou la répudiation d'importants engagements contractuels par des entités gouvernementales ainsi que l'expropriation et la confiscation des actifs et des centrales pour moins que la juste valeur marchande de ceux-ci.

En ce qui a trait aux acquisitions, nous ne pouvons garantir que nous serons en mesure de repérer des opérations convenables ni que nous disposerons de ressources suffisantes, notamment au moyen de nos facilités de crédit ou sur les marchés financiers, pour poursuivre et mener à terme, en temps opportun et à un coût raisonnable, les occasions d'acquisition repérées. Toute acquisition que nous nous proposons de faire ou que nous réalisons est assujettie à l'obtention des approbations réglementaires et à d'autres risques commerciaux usuels qui pourraient faire en sorte que l'opération n'est pas conclue ou ne l'est pas aux conditions prévues ou dans les délais prévus. Si nous ne sommes pas en mesure de conclure une opération, nous pourrions devoir verser des frais de résiliation au vendeur. Toute acquisition comporte inévitablement, à un certain

degré, le risque d'obligations non divulguées ou inconnues. L'existence de telles obligations non divulguées pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Rien ne garantit que la Société réalisera les avantages prévus découlant de l'acquisition de Heartland Generation.

L'acquisition de Heartland Generation pourrait ne pas procurer les avantages prévus, notamment concernant l'accroissement des flux de trésorerie disponibles, la durée de vie restante des actifs de Heartland Generation et la capacité de ces actifs de générer un BAIIA annuel moyen suffisant pour répondre aux attentes de la Société. De plus, comme pour tous les projets de mise en valeur, il existe des risques liés à la mise en valeur du projet de carrefour de carbone de Battle River de 400 MW que détient Heartland Generation, notamment des risques liés à la poursuite de la mise en valeur du projet, à la capacité d'obtenir l'approbation des organismes de réglementation et aux perspectives économiques requises pour la prise de la décision d'investissement finale.

Nous pourrions être exposés à une perte de produits des activités ordinaires ou à une augmentation de nos charges et des pénalités pourrions nous être imposées si nous étions incapables d'exploiter nos centrales à un niveau nous permettant de nous conformer à nos CAÉ.

La capacité de nos centrales de produire la quantité maximale d'électricité ou de vapeur pouvant être vendue aux termes de CAÉ constitue un facteur important aux fins de la détermination de nos produits des activités ordinaires. Aux termes de certains CAÉ, si, au cours d'une année donnée du contrat, la centrale n'est pas en mesure de produire la quantité d'électricité et de vapeur requise pour la disponibilité prévue, nous pourrions devoir verser des pénalités à l'acheteur et cela pourra donner lieu à des droits de résiliation. Le versement de ces pénalités ou la résiliation de ces CAÉ pourrait avoir une incidence défavorable sur nos produits des activités ordinaires et notre rentabilité.

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

Notre capacité de rivaliser et de croître dépend de notre accès, à un coût raisonnable, à du matériel, à des pièces et à des composants qui sont concurrentiels, tant sur le plan technologique qu'économique, par rapport à ceux qui sont utilisés par nos concurrents. Bien que nous ayons conclu

des contrats-cadres distincts avec divers fournisseurs, rien ne garantit que les relations avec ces fournisseurs seront maintenues ou qu'elles ne seront pas touchées de façon défavorable. Si elles ne sont pas maintenues ou si elles sont compromises, notre capacité à livrer concurrence peut être compromise en raison d'un accès insuffisant ou de retards importants dans la fourniture de matériel, de pièces ou de composants.

Nous dépendons de certains coentrepreneurs et de certains partenaires, notamment des partenaires stratégiques, qui peuvent avoir des intérêts ou des objectifs qui divergent des nôtres, et ces divergences pourraient avoir un effet défavorable sur nous.

Nous avons conclu divers types d'ententes avec des collectivités, des coentrepreneurs ou d'autres partenaires, notamment des partenaires stratégiques, dans le cadre de l'exploitation de nos centrales et de nos actifs. Certains de ces partenaires pourraient avoir des intérêts ou des objectifs qui divergent des nôtres ou qui entrent en conflit avec les nôtres. De telles divergences pourraient nuire à la capacité de la Société de concrétiser les avantages qu'elle prévoyait tirer des centrales ou des actifs visés par ces ententes ou d'augmenter la valeur de ces centrales ou de ces actifs. Dans le cadre des processus de délivrance de permis et d'approbation, nous sommes parfois tenus d'aviser et de consulter divers groupes de parties prenantes, dont les propriétaires fonciers, les groupes autochtones ainsi que les municipalités. Tout retard imprévu touchant ce processus pourrait avoir une incidence défavorable sur notre capacité d'achever la construction d'une centrale ou de l'achever en temps opportun, ce qui pourrait occasionner des radiations ou une atteinte à notre réputation.

Des ruptures de barrage et de digue pourraient entraîner une perte de capacité de production, une augmentation des frais d'entretien et de réparation et d'autres obligations.

Il demeure possible qu'une catastrophe naturelle ou causée par l'homme et certains autres événements, y compris une activité sismique naturelle ou induite, entraînent des ruptures de barrage à nos centrales hydroélectriques. La survenance de ruptures de barrage ou de digue à l'une ou l'autre de nos centrales pourrait entraîner une perte de capacité de production, causer des dommages à l'environnement et porter préjudice à des tiers ou au public, et ces ruptures pourraient nous forcer à engager des dépenses en immobilisations et d'autres ressources considérables ou nous exposer à des obligations importantes en ce qui a trait aux dommages. Rien ne garantit que le programme de sécurité de nos barrages permettra de déceler à l'avance les ruptures de barrage éventuelles ou d'éliminer toutes les conséquences

défavorables en cas de ruptures. D'autres règlements en matière de sécurité pourraient être modifiés à l'occasion, ce qui pourrait avoir une incidence sur nos frais et notre exploitation. Le renforcement de tous les barrages ou digues pour les rendre résistants à des événements plus graves pourrait nous forcer à engager des dépenses d'investissement et d'autres ressources considérables. Les conséquences des ruptures de barrage ou de digue pourraient avoir un effet défavorable important sur nous, y compris le risque accru de rupture de barrage en raison de l'activité sismique provoquée par la fracturation à proximité de nos centrales hydroélectriques, ce qui pourrait augmenter le risque de rupture de barrage ou obliger la Société à engager des dépenses d'investissement susceptibles d'être importantes pour atténuer ce risque et qui ne seraient pas autrement requises.

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

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

conséquences (y compris des changements dans l'exploitation) importantes pour notre entreprise et nos activités.

Les changements climatiques et les autres variations météorologiques peuvent avoir une incidence sur la demande d'électricité et notre capacité de produire de l'électricité.

En raison de la nature de nos activités, nos résultats sont sensibles aux variations météorologiques d'une période à l'autre, ainsi qu'aux changements à long terme attribuables aux changements climatiques. 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 peuvent se traduire par une volatilité des prix sur le marché de l'électricité. 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 et de vent peuvent avoir un effet sur les niveaux de production d'énergie de nos centrales d'énergie solaire et d'énergie éolienne. Habituellement, lorsque les hivers sont plus chauds ou que les étés sont plus frais, la demande d'énergie est inférieure aux prévisions, ce qui entraîne une consommation d'électricité inférieure aux prévisions et souvent des prix du marché de l'électricité inférieurs aux prévisions. À l'inverse, lorsque les hivers sont plus frais ou que les étés sont plus chauds, les prix du marché du gaz naturel ou de l'électricité tendent à être plus élevés; toutefois, dans ces circonstances, si nous avons conclu des opérations de couverture et que nous ne sommes pas en mesure de produire ou de consommer le volume de gaz naturel ou d'électricité que nous avons couvert, nous pourrions être tenus d'acheter des volumes supplémentaires à des prix plus élevés afin de couvrir notre position de couverture.

Nos centrales et leur exploitation sont exposées à des dommages éventuels et à des pertes partielles ou totales, résultant de catastrophes environnementales (p. ex. les inondations, les vents violents, les feux de forêt, les tremblements de terre, les tornades et les cyclones), de pannes de matériel et d'autres événements indépendants de notre volonté, qui pourraient rendre difficile le maintien de la production d'électricité par la Société au cours de ces périodes; en outre, ces circonstances pourraient constituer des menaces pour le matériel et le personnel de la Société.

L'accumulation de givre sur les pales des éoliennes dépend d'un certain nombre de facteurs, notamment la température et l'humidité ambiante, et peut se répercuter considérablement sur les rendements énergétiques et pourrait causer davantage de temps d'arrêt des éoliennes. 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. Des changements soudains de température peuvent augmenter le risque que des cristaux de glace se forment, générant un certain nombre de contraintes pour nos activités hydroélectriques.

Les changements climatiques devraient modifier le volume et le calendrier des précipitations, ce qui pourrait avoir une incidence sur la capacité des centrales hydroélectriques à maximiser la production à partir de l'eau disponible. Ces changements de débit pourraient entraîner des coûts d'exploitation supplémentaires en vue de gérer l'eau dans les centrales hydroélectriques. Les variations météorologiques peuvent être influencées par les changements climatiques, entraînant une hausse durable des températures et du niveau des mers et une modification du régime des précipitations, ce qui pourrait avoir une incidence sur nos actifs de production. De plus, les changements climatiques pourraient entraîner une variabilité accrue ou des changements à long terme soutenus de nos ressources hydriques et éoliennes et avoir une incidence sur la production d'électricité hydroélectrique et éolienne, ce qui pourrait nuire à nos produits des activités ordinaires et à notre rentabilité.

La variation de l'intensité du vent peut avoir une incidence négative sur la quantité d'électricité produite par nos parcs éoliens.

Le vent étant par nature variable, la quantité d'électricité produite par nos parcs éoliens l'est également. De plus, la force et la constance des ressources éoliennes à nos parcs éoliens peuvent différer de nos prévisions en raison d'un certain nombre de facteurs, notamment : la mesure dans laquelle nos données éoliennes historiques et les prévisions éoliennes propres à un de nos sites reflètent de façon exacte la vitesse, la force et la constance réelles des vents à long terme, l'effet possible des facteurs climatiques, l'exactitude de nos hypothèses à l'égard, notamment, des conditions météorologiques, de l'accumulation de glace, de la dégradation, de l'accès aux sites, des pertes en ligne dues au sillage et au cisaillement du vent et le cisaillement du vent, et l'incidence éventuelle des variations topographiques et la possibilité que des pertes électriques surviennent avant la livraison.

Une réduction de la quantité de vent à l'emplacement d'un ou de plusieurs de nos parcs éoliens sur une période prolongée pourrait réduire la production de ces parcs, ainsi que toutes les caractéristiques environnementales qui nous reviennent relativement à cette production, et réduire nos produits des activités ordinaires et notre rentabilité.

Rien ne garantit que nous atteindrons nos cibles de développement durable ou que nous serons en mesure de les respecter, et tout manquement à cet égard pourrait avoir des conséquences défavorables sur nos activités.

La Société établit chaque année des cibles de développement durable afin, entre autres, de gérer les enjeux importants actuels et émergents en matière de développement durable, ce qui comprend des cibles liées à la décarbonation (se reporter à la rubrique «Cibles de développement durable pour 2025 et au-delà» du présent rapport de gestion pour plus de précisions). Le conseil d'administration est investi du pouvoir discrétionnaire d'établir les cibles de développement durable que la Société adopte et peut modifier ou annuler, en tout temps, toute cible de développement durable établie antérieurement. La décision du conseil d'administration d'établir, de modifier ou d'annuler une cible de développement durable dépendra, notamment : des objectifs de développement durable des Nations Unies; des résultats d'exploitation; de considérations liées à la technologie; de la situation financière; des occasions du marché; de considérations d'ordre juridique, réglementaire et contractuel; et d'autres facteurs pertinents. De plus, rien ne garantit que la Société réussira à atteindre une cible de développement durable donnée dans les délais prévus, ni même qu'elle y parviendra. Si nous ne sommes pas en mesure d'atteindre nos cibles de développement durable ou de nous y conformer, nous pourrions ne pas répondre aux attentes actuelles et futures de nos parties prenantes, ce qui pourrait nuire à notre réputation et faire en sorte que certains investisseurs ne puissent détenir nos actions ordinaires.

Bon nombre de nos activités et de nos biens sont soumis à des réglementations environnementales et toute responsabilité qui en découle pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Nos activités d'exploitation sont assujetties aux lois, aux règlements et aux lignes directrices en matière d'environnement des gouvernements fédéraux, provinciaux, étatiques et d'administrations locales en ce qui a trait à la production et au transport d'électricité et d'énergie thermique et à la remise en état des mines à ciel ouvert (collectivement, la «réglementation environnementale»). Cette réglementation environnementale porte sur la pollution et la protection de l'environnement, la santé et la sécurité et régit, entre autres, les émissions atmosphériques, l'utilisation et l'évacuation de l'eau, le stockage, le traitement et l'élimination des déchets et autres matières, ainsi que la remise en état des sites et l'utilisation responsable des sols. Ces lois et règlements peuvent imposer des responsabilités et des obligations à l'égard des

coûts engagés pour faire enquête et pour apporter des mesures correctives à la suite d'une contamination sans égard à la faute et, dans certaines circonstances, la responsabilité peut être solidaire, de sorte qu'une partie responsable donnée est tenue responsable de toute l'obligation. La réglementation environnementale peut aussi imposer, entre autres, des restrictions, des responsabilités et des obligations relativement à la production, à la manipulation, à l'utilisation, à l'entreposage, au transport, au traitement et à l'élimination des substances et des déchets dangereux et peut imposer des responsabilités, notamment de nettoyage et de divulgation, relativement aux déversements, aux rejets et aux émissions de diverses substances dans l'environnement. La réglementation environnementale peut également exiger que les centrales et les autres biens associés à nos activités soient exploités, entretenus, abandonnés et restaurés à la satisfaction des autorités de réglementation compétentes. En outre, la rigueur relative de la réglementation environnementale pourrait diminuer selon l'orientation politique et éventuellement se traduire par des cadres réglementaires instables à l'échelle nationale, étatique, provinciale ou régionale au Canada, aux États-Unis et en Australie-Occidentale, qui pourraient imposer des normes ou des obligations de conformité différentes s'appliquant à nos activités. Ces diverses normes de conformité pourraient avoir une incidence sur les coûts ou notre capacité à exploiter nos centrales.

Des modifications aux normes, une réglementation nouvelle ou modifiée, l'application plus stricte des règles par les autorités de réglementation, les exigences accrues pour l'obtention des permis, une augmentation du nombre et du type d'actifs exploités par la Société qui sont soumis à la réglementation environnementale et la mise en œuvre d'une réglementation environnementale régionale, provinciale, étatique et nationale peuvent faire en sorte que des obligations différentes sont imposées à notre égard dans les territoires où nous exerçons nos activités, et pourraient faire augmenter nos dépenses. Dans la mesure où ces dépenses ne peuvent être transférées aux clients aux termes de nos CAÉ ou autrement, nous pourrions devoir engager des coûts importants. De plus, le respect de la réglementation environnementale pourrait nous forcer à restreindre certaines de nos activités. Nous prévoyons que les coûts de conformité risquent de changer en raison de l'attention accrue du monde politique et du public.

Si nous ne nous conformons pas à la réglementation environnementale, les autorités de réglementation pourraient chercher à nous imposer des sanctions civiles, administratives et/ou criminelles, à limiter nos activités ou à nous occasionner d'importantes dépenses liées à la conformité, à du nouveau matériel ou à de nouvelles technologies, à des obligations d'information et à de la recherche et du développement.

Compte tenu du projet de loi C-59, nous nous attendons à ce que les avocats et les autres parties prenantes se préoccupent de plus en plus de la performance en matière de développement durable. Nous pourrions engager notre responsabilité civile si des parties privées décidaient de demander que des responsabilités nous soient imposées relativement à des dommages matériels, à des blessures ou à d'autres coûts et pertes. Nous ne pouvons pas garantir que nous ne ferons pas l'objet de poursuites ou de mesures administratives ou d'enquêtes par ailleurs susceptibles de nuire à nos activités et à nos actifs. Si nous faisons l'objet d'une poursuite ou d'une instance par ailleurs susceptible de nuire à nos activités et à nos actifs, il se peut que nous soyons tenus d'engager des dépenses importantes pour défendre nos activités, ou pour présenter des preuves de leur conformité ou pour assurer la conformité de notre Société, de nos activités et de nos actifs, dépenses qui pourraient avoir une incidence défavorable importante sur nos activités.

Les coûts de remise en état estimatifs applicables aux activités de la Société pourraient être inexacts, et des ressources financières plus importantes que prévu pourraient se révéler nécessaires. En qualité de propriétaire de mines auparavant en exploitation, nous détenons des permis de l'autorité de réglementation compétente autorisant certaines activités minières qui entraînent des perturbations à la surface. Ces exigences visaient à limiter les effets défavorables de l'exploitation houillère, des exigences plus rigoureuses pouvant être adoptées à l'occasion. En qualité de propriétaire de mines auparavant en exploitation, nous pourrions également être tenus de déposer un cautionnement ou de garantir autrement le paiement de certaines obligations à long terme, y compris les coûts de fermeture de mines et de remise en état des emplacements. Les coûts des cautionnements ont augmenté ces dernières années, et les conditions de ces cautionnements sont devenues plus désavantageuses. De plus, le nombre d'entreprises prêtes à émettre des cautionnements a diminué. Nous pourrions être tenus d'autofinancer ces obligations si nous ne parvenons pas à renouveler ou à obtenir les cautionnements requis à l'égard de nos activités minières ou s'il devient plus économique de procéder de cette façon.

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 affectant du personnel aux projets au cours des activités de construction et d'entretien avec l'aide de sociétés spécialisées en environnement afin d'assurer la

conformité tout au long du processus d'exécution du projet et l'exploitation à long terme de l'actif;

- en réalisant des audits des systèmes de gestion de l'environnement, 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-Occidentale 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.

Les lois et règlements des différents marchés où nous exerçons nos activités sont susceptibles de changer, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

La plupart des marchés où nous exerçons nos activités et où nous avons l'intention de les exercer sont soumis à une surveillance et à un contrôle réglementaires importants. Nous ne pouvons prédire s'il y aura d'autres changements sur le plan réglementaire, y compris la réglementation possible en matière d'environnement, notamment sur le carbone, des changements touchant la structure ou les mécanismes des marchés ou des changements touchant d'autres législations et réglementations. Les règles, la réglementation et les normes de fiabilité en vigueur actuellement dans les marchés sont souvent dynamiques et peuvent être révisées ou réinterprétées et de nouvelles lois et de nouveaux règlements peuvent être adoptés ou

s'appliquer à nous ou à nos centrales et avoir ainsi un effet défavorable important sur nous. Bon nombre de nos projets doivent également respecter des normes de fiabilité, notamment celles établies par la NERC et les normes de fiabilité de l'Alberta. Le non-respect de ces normes de fiabilité obligatoires pourrait entraîner des sanctions, y compris des sanctions pécuniaires importantes. Nous gérons ces risques systématiquement au moyen d'un programme portant sur la réglementation et la conformité visant à réduire l'incidence négative que ces risques pourraient avoir sur nous. Toutefois, nous ne pouvons pas garantir que nous serons en mesure d'adapter nos activités en temps opportun en réaction aux changements qui pourront être apportés au cadre réglementaire des marchés dans lesquels nous exerçons nos activités, et cette incapacité d'adaptation pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Les autorités de réglementation peuvent également, à l'occasion, procéder à des vérifications ou à des enquêtes sur nos activités dans les marchés dans lesquels nous évoluons ou effectuons des opérations. Ces vérifications ou enquêtes pourraient se traduire par des sanctions ou des amendes susceptibles d'avoir une incidence importante sur nos activités futures, notre réputation ou notre situation financière.

Nos centrales sont également soumises à diverses exigences en matière de licences et de permis dans les territoires où elles sont exploitées. Bon nombre de ces licences et permis doivent être renouvelés à l'occasion. Si nous ne parvenons pas à obtenir ou à renouveler ces licences ou permis, ou si leurs modalités sont modifiées d'une façon qui nuit à nos activités, nous pourrions en subir un effet défavorable important.

Des changements aux règles et à la réglementation d'une commission de services publics d'une province canadienne ou d'un État américain ou de quelque autre autorité de réglementation dans les autres marchés dans lesquels nous faisons ou pourrions faire concurrence pourraient avoir un effet défavorable important sur nous. Les lois et règlements des différents marchés où nous exerçons nos activités sont susceptibles de changer, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

La diminution, l'élimination ou l'expiration des subventions gouvernementales et des incitatifs économiques pourrait avoir une incidence défavorable sur nos perspectives de croissance.

Nous entendons profiter pleinement des politiques gouvernementales axées sur la promotion de la production d'énergie renouvelable et le rehaussement du potentiel économique des projets liés à l'énergie renouvelable. Les sources de production d'énergie renouvelable bénéficient actuellement de divers incitatifs qui prennent la forme de

programmes de tarifs de rachat garantis, de rabais, de crédits d'impôt, de normes visant les sources d'énergie renouvelable (comme la politique gouvernementale américaine qui promeut l'adoption de l'énergie renouvelable en fixant un pourcentage d'énergie renouvelable à atteindre dans l'approvisionnement total en électricité d'un territoire donné) et d'autres incitatifs offerts sur les marchés auxquels nous participons ou comptons participer. Si des incitatifs sont retirés, nous nous attendons à constater une certaine diminution des possibilités de mise en valeur, mais puisque tous les producteurs se retrouveraient dans la même situation, l'incidence pourrait être atténuée.

Une réduction importante de notre approvisionnement en eau pourrait avoir des effets défavorables sur nous.

L'exploitation de nos centrales hydroélectriques ou alimentées au gaz naturel ou au charbon nécessite un débit d'eau continu. Des changements touchant la situation météorologique ou le climat, les précipitations saisonnières habituelles, le moment et le rythme de la fonte des neiges, l'écoulement de surface et d'autres facteurs indépendants de notre volonté pourraient réduire le débit d'eau de nos centrales. Une réduction importante du débit d'eau de nos centrales limiterait notre capacité de produire et de commercialiser de l'électricité à partir de ces centrales et pourrait avoir un effet défavorable important sur nous. Une réglementation de plus en plus complexe s'applique à l'utilisation, au traitement et à l'évacuation des eaux et à l'obtention des droits relatifs à l'eau dans les territoires où nous exerçons nos activités. Tout changement apporté à la réglementation pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

La disponibilité de l'approvisionnement en combustible de nos centrales thermiques ou l'interruption d'un tel approvisionnement pourrait avoir une incidence défavorable sur l'exploitation de nos centrales et sur notre situation financière.

Nos centrales alimentées au gaz dépendent d'un approvisionnement suffisant en gaz naturel et notre centrale de Centralia a besoin d'un approvisionnement adéquat en charbon pour son exploitation fiable et à pleine capacité. Par conséquent, nous sommes exposés au risque de ne pas disposer d'un approvisionnement en combustible adéquat en raison d'un service de transport de gaz naturel insuffisant, de perturbations touchant l'approvisionnement en combustible causées par des conditions météorologiques, des grèves, des lockouts ou la détérioration de matériel, du moment auquel les approbations réglementaires sont reçues ou nous pourrions subir les effets défavorables importants de l'augmentation au-delà du prix que nous pouvons obtenir pour l'électricité

que nous vendons du coût du combustible que nous devons acheter pour produire de l'électricité. Plusieurs facteurs influent sur le prix du combustible, dont bon nombre sont indépendants de notre volonté, notamment :

- les cours du marché du combustible;
- la demande mondiale de produits énergétiques;
- le coût du carbone et les autres préoccupations environnementales;
- les interruptions liées aux conditions météorologiques qui ont une incidence sur la livraison de combustibles ou sur la demande à court terme de combustibles;
- l'augmentation de l'offre de produits énergétiques sur les marchés de gros de l'électricité;
- l'instabilité politique, y compris la guerre en Ukraine;
- la capacité de transport du combustible, le coût du service de transport de combustible dans nos marchés ou les grèves ferroviaires potentielles;
- le coût de l'exploitation ou de l'extraction minière qui, à son tour, est tributaire de divers facteurs tels que les pressions sur le marché du travail, les frais de remplacement du matériel et l'obtention des permis.

Des variations de l'un ou l'autre de ces facteurs peuvent faire grimper nos coûts de production d'électricité ou faire diminuer les produits que nous tirons de la vente d'électricité, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

Si la Société obtient plus de gaz naturel que nécessaire pour exploiter ses centrales, elle pourrait avoir de la difficulté à revendre ce gaz naturel et pourrait être exposée au prix du marché du gaz naturel à l'égard de ces reventes. Rien ne garantit que la Société réussira à revendre ou à recouvrer ses coûts à l'égard de ces reventes de gaz naturel.

En outre, le charbon qui alimente la centrale de Centralia provient du bassin hydrographique de la rivière Powder, dans le Montana et le Wyoming, et nous est fourni aux termes de contrats relatifs à l'achat du charbon et à son transport jusqu'à notre centrale de Centralia. La perte de nos fournisseurs ou l'incapacité de recevoir à la centrale de Centralia, aux termes de nos contrats d'achat de charbon existants, du charbon en quantité suffisante, voire du tout, pourraient aussi nuire considérablement à notre capacité de servir nos clients et avoir un effet défavorable sur notre situation financière et sur nos résultats d'exploitation. Nous pourrions être exposés au risque d'un approvisionnement inadéquat en raison de notre dépendance envers le gazoduc Pioneer et le gazoduc d'ATCO, important fournisseur de gaz naturel pour nos centrales de Sundance et de Keephills.

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.

Nous gérons les risques liés à l'approvisionnement en charbon et aux prix du charbon comme suit :

- en concluant des contrats avec différents fournisseurs pour le charbon utilisé à la centrale de 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 de la centrale de Centralia;
- en nous assurant que les stocks de charbon disponibles dans la centrale de 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 de la centrale de Centralia;
- en couvrant le risque lié au prix du diesel compris dans les frais d'extraction minière et de transport.

Pour gérer les risques liés à l'approvisionnement en gaz, la Société conclura des ententes de service de transport à long terme pour veiller à ce que les centrales aient un approvisionnement en gaz adéquat. Par ailleurs, la Société pourrait également être exposée au risque de se trouver en position d'excédent faisant en sorte qu'une partie de la capacité de transport pourrait ne pas être nécessaire, et la Société serait tout de même tenue de payer pour le service de transport non utilisé. Pour gérer ce risque, la Société commercialisera la capacité de transport de gaz naturel excédentaire à court terme tout en cherchant à conclure des ententes de transport à long terme ou permanentes.

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

Nos centrales électriques dépendent de réseaux de transport nationaux et régionaux et d'installations connexes qui appartiennent principalement à des tiers et qui sont exploités principalement par ceux-ci pour la livraison de l'électricité que nous produisons à des points de livraison où s'opère un changement de propriété et où nous sommes payés. Le risque lié aux infrastructures vieillissantes de transport dans les marchés où nous exerçons nos activités augmente du fait que les nouvelles connexions au réseau de transport 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.

En outre, les réseaux de transport sont assujettis à certaines contraintes tant réglementaires que physiques qui pourraient, dans certains cas, entraver l'accès aux marchés de l'électricité. En cas d'urgence, il est possible que nos centrales électriques soient déconnectées physiquement du réseau, ou que leur production soit réduite, pendant un certain temps. Selon la plupart de nos contrats de vente d'électricité, aucun paiement n'est fait si l'électricité n'est pas livrée.

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

Des cyberattaques peuvent causer des interruptions de nos activités et pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités.

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. Dans le contexte où les menaces à la cybersécurité sont en constante évolution, toute attaque ou atteinte à la sécurité du réseau ou des systèmes informatiques peut perturber nos activités commerciales ou compromettre les données exclusives, confidentielles ou personnelles de la Société, de ses clients, de ses partenaires ou d'autres entités ou personnes avec lesquelles la Société entretient des relations d'affaires. Pour tenter de violer les contrôles de sécurité de notre réseau, les cyberpirates utilisent diverses techniques, allant de l'exploitation des vulnérabilités de notre base d'utilisateurs (piratage psychologique), à l'utilisation unique ou multiple de programmes malveillants complexes. 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. Si elle réussissait, une cyberattaque pourrait donner lieu à l'interception, à la destruction, à l'utilisation ou à la dissémination non autorisée de nos données exclusives, confidentielles ou personnelles et pourrait perturber nos activités. 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.

Nous sommes assujettis à des 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) et nous adoptons également des normes et des cadres approuvés par l'industrie (p. ex. les normes du National Institute of Standards and Technology («NIST»), les normes de protection des infrastructures essentielles / de fiabilité) en ce qui concerne notre programme de cybersécurité et la mise en œuvre de nos contrôles et processus en matière de cybersécurité.

Bien que nous disposions d'une cyberassurance, ainsi que de systèmes, de politiques, de procédures, de pratiques, de matériel informatique, d'applications logicielles et de sauvegarde de données conçus pour empêcher les atteintes à la sécurité de notre réseau et de notre infrastructure ou pour limiter l'effet de telles atteintes, rien ne garantit que ces mesures seront suffisantes et que de telles atteintes à la sécurité ne se produiront pas, ou que, si elles se produisent, le problème sera corrigé adéquatement et en temps opportun.

TransAlta a mis en place un programme complet de cybersécurité, pour gérer le risque lié à la cybersécurité par l'entremise de pratiques de sécurité efficaces, et des plans structurés et adaptés.

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. les normes du 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, nous sommes d'avis que 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.

Notre technologie et nos systèmes de communication et de surveillance peuvent être vulnérables à des atteintes à la sécurité ou à des interruptions, ce qui pourrait entraîner une augmentation des charges d'exploitation et d'autres charges.

Nous avons recours à la technologie pour exercer nos activités et surveiller la production de nos centrales et utilisons principalement les ordinateurs, les téléphones filaires et mobiles, les satellites et les réseaux et infrastructures connexes pour ce faire. Ces systèmes et infrastructures pourraient être vulnérables face à des problèmes imprévus, notamment les cyberattaques, les atteintes à la sécurité, le vandalisme et le vol. Nos activités dépendent de notre capacité de protéger notre information et notre technologie d'exploitation contre des dommages découlant d'incendies, de pannes d'électricité, de pannes de télécommunications ou d'autres catastrophes semblables. Bien que nous ayons affecté des ressources en vue du maintien d'un niveau approprié de cybersécurité et utilisons la technologie de tiers pour améliorer notre protection contre les atteintes à la sécurité et les cyberincidents, ces mesures peuvent ne pas être efficaces et notre technologie

et infrastructure de l'information peut être vulnérable aux attaques perpétrées par des pirates informatiques ou aux violations causées par des erreurs ou des actes malveillants de la part d'employés ou d'autres perturbations. Les atteintes à la sécurité, cyberincidents et autres perturbations de ce genre pourraient compromettre la sécurité de l'information stockée dans nos systèmes et nos infrastructures de réseau et celle transmise par l'intermédiaire de ceux-ci et pourraient occasionner des contretemps considérables, se solder par des passifs éventuels et dissuader des clients futurs. Nous devons également protéger les infrastructures de nos installations de production contre les dommages matériels et les interruptions de service.

Tout dommage ou toute panne qui interromprait nos activités aurait un effet défavorable sur nos clients. Bien que nous disposions de systèmes, de politiques, de matériel, de pratiques et de procédures conçus pour empêcher ou limiter l'effet d'une panne ou d'interruptions de nos centrales et de nos infrastructures, rien ne garantit que ces mesures suffiront et que ces problèmes, s'ils surviennent, seront corrigés adéquatement et en temps opportun.

Nous exerçons nos activités dans un environnement hautement concurrentiel et ne pourrions peut-être pas livrer concurrence avec succès.

Nous exerçons nos activités dans un certain nombre de provinces canadiennes, ainsi qu'aux États-Unis et en Australie-Occidentale. Dans ces régions, nous devons faire face à la concurrence provenant de grands services publics comme de petits producteurs d'électricité indépendants, ainsi que de conglomérats internationaux de capital d'investissement privé, de fonds de pension, de compagnies d'électricité traditionnelles et d'entreprises technologiques. De plus, des clients potentiels pourraient employer leurs propres capitaux afin de répondre eux-mêmes à leurs besoins en électricité. Certains concurrents possèdent des ressources financières et d'autres ressources considérablement supérieures aux nôtres. Cette concurrence pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités. Les technologies émergentes touchant la demande, la production, la distribution ou le stockage d'électricité pourraient également avoir une incidence importante sur nos activités et notre capacité de livrer concurrence. Les changements climatiques et les incitatifs réglementaires devraient stimuler l'innovation et la transformation du secteur de la production d'énergie électrique, y compris la production et la consommation d'énergie, et rien ne garantit que la Société tirera profit de cette innovation ou de cette transformation. De plus, les installations plus anciennes ne permettront peut-être pas de livrer concurrence à de nouvelles installations plus efficaces qui tirent profit d'améliorations aux technologies

énergétiques existantes et de nouvelles technologies rentables, y compris les turbines à gaz à plus faible rendement thermique. En Alberta, certains clients industriels dépendent de la production à l'intérieur du périmètre de leurs installations. Par conséquent, ces clients ne reçoivent pas d'électricité du réseau, ce qui réduit la charge concurrentielle dans la province et exerce une pression à la baisse sur les prix du réseau commun d'énergie. De plus, certaines grandes sociétés industrielles en Alberta exploitent d'importantes centrales de cogénération, qui produisent la vapeur nécessaire à leurs activités d'exploitation et qui donnent souvent lieu à une production excédentaire importante pour le marché de gros de l'électricité. Ces centrales de cogénération offrent leur énergie sur le marché à bas prix pour s'assurer que leur production est répartie. Par conséquent, la centrale réalise un prix qui se rapproche du prix commun moyen, ce qui pourrait exercer une pression à la baisse sur le prix du réseau commun d'énergie et faire en sorte qu'il n'y ait pas de répartition pour certaines centrales de la Société.

L'évolution de la conjoncture économique et des conditions des marchés pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

Des fluctuations défavorables de la conjoncture économique et des conditions du marché pourraient avoir un effet négatif sur la demande d'électricité, ainsi que sur 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, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nous.

La Société ne parviendra peut-être pas à avoir gain de cause en cas d'actions en justice.

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 nous. Se reporter à la rubrique «Autre analyse consolidée» du présent rapport de gestion pour en savoir plus.

Nous pourrions éprouver de la difficulté à réunir les capitaux dont nous aurons besoin à l'avenir, ce qui pourrait nuire considérablement à nos activités.

Si nos sources de capitaux et nos flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ne suffisent pas à financer nos activités, ou que nous ne sommes pas en mesure de nous départir d'actifs pour générer du capital, nous pourrions avoir besoin de réunir des capitaux supplémentaires. Nous ne serons peut-être pas en mesure d'obtenir du financement supplémentaire au moment où nous en aurons besoin et, si ce financement est disponible, il ne le sera peut-être pas à des conditions qui nous sont favorables.

La récupération des investissements dans nos projets de production d'énergie se fait habituellement sur une longue période. Par conséquent, nous devons recueillir des fonds au moyen de financements par titres de capitaux propres ou par emprunt, y compris des opérations donnant droit à des avantages fiscaux, ou de subventions gouvernementales pour nous aider à financer l'acquisition et la mise en valeur de projets et à régler les frais généraux et administratifs liés à l'exercice de nos activités. Notre capacité à obtenir du financement, que ce soit pour toute l'entreprise ou pour une filiale en particulier (y compris un emprunt sans recours lié à un projet ou un financement donnant droit à des avantages fiscaux), de même que le coût de ces capitaux dépendent de nombreux facteurs, dont les suivants : a) la conjoncture économique et les conditions des marchés financiers en général; b) la capacité d'obtenir du crédit auprès de banques et d'autres institutions financières; c) la confiance des investisseurs et les marchés dans lesquels nous exerçons nos activités; d) notre rendement financier et le rendement financier prévu de certains de nos actifs; e) notre niveau d'endettement et le respect des clauses restrictives de nos conventions de prêt; f) nos flux de trésorerie ou les flux de trésorerie prévus de certains actifs; et g) nos notes de crédit. Aux termes de notre facilité de crédit, nous sommes assujettis à certaines clauses restrictives financières qui pourraient limiter, dans certaines circonstances, le montant de la dette supplémentaire pouvant être contractée par la Société. L'incapacité à obtenir du financement de projets par emprunt ou donnant droit à des avantages fiscaux pourrait réduire le nombre de projets que nous serons en mesure de financer. Si nous ne parvenons pas à obtenir des fonds supplémentaires lorsque nous en avons besoin, nous pourrions être tenus de reporter l'acquisition et la construction de projets de croissance, de réduire la portée des projets, d'abandonner ou de vendre une partie de nos projets ou centrales de production, ou encore ne pas honorer nos engagements contractuels à l'avenir, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.

Les titres de créance de TransAlta seront structurellement subordonnés à la dette de nos filiales qui est en cours ou qui pourrait être contractée à l'avenir.

Nous exerçons nos activités et détenons la majorité de nos actifs par l'entremise de nos filiales, y compris nos partenariats. Nos résultats d'exploitation et notre capacité d'assurer le service de la dette sont tributaires des résultats d'exploitation de nos filiales et des fonds que celles-ci versent à TransAlta, notamment sous forme de prêts ou de dividendes. Nos filiales pourraient être limitées dans leur capacité de payer les sommes dues ou de mettre des fonds à la disposition de TransAlta, que ce soit sous forme de dividendes, d'intérêts, de prêts, d'avances ou d'autres paiements. De plus, le versement de dividendes et l'octroi de prêts, d'avances et d'autres paiements à notre endroit par nos filiales peuvent être assujettis à des restrictions juridiques ou contractuelles ou à des retenues d'impôt. En cas de liquidation d'une filiale, les actifs de cette dernière serviraient d'abord à rembourser sa dette, y compris les dettes fournisseurs ou les obligations aux termes de garanties, avant de servir à acquitter la dette de TransAlta, y compris les titres de créance que TransAlta a émis. Ces dettes et les autres dettes futures de ces filiales seraient structurellement de rang supérieur aux titres de créance émis par TransAlta.

Nos filiales ont financé certains investissements au moyen de financements de projet sans recours. Chaque financement de projet sans recours est structuré pour être remboursé au moyen des flux de trésorerie fournis par le projet. En cas de défaut aux termes d'une convention de financement non garantie, les prêteurs auraient généralement des droits sur les actifs en cause. En cas de forclusion après un défaut, notre filiale pourrait perdre ses droits sur l'actif ou ne pas avoir droit aux liquidités que l'actif peut générer.

L'abaissement de nos notes de crédit pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

Les agences de notation nous évaluent régulièrement et les notes de crédit de notre dette à long et à court terme, ainsi que la note de crédit d'émetteur de la Société, sont fondées sur différents facteurs. Rien ne garantit qu'une ou plusieurs de nos notes de crédit et la perspective correspondante ne seront pas modifiées. Nos notes de crédit influent directement sur nos coûts d'emprunt et sur notre capacité de mobiliser des fonds. Elles peuvent revêtir de l'importance pour les fournisseurs ou les cocontractants souhaitant conclure certaines opérations avec nous. Un abaissement de nos notes de crédit pourrait nuire à notre capacité de conclure des ententes avec des fournisseurs ou des contreparties et de conclure certaines opérations et pourrait limiter notre accès aux marchés du crédit privés et publics.

et augmenter les coûts d'emprunt aux termes de nos facilités de crédit existantes. Voir la note 15 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes.

Des changements à notre réputation peuvent avoir un effet défavorable important sur la Société.

Le risque lié à la réputation est inhérent à nos activités en raison des changements d'opinion du public, des partenaires privés, des gouvernements, des fournisseurs de capitaux et d'autres entités. Notre réputation est l'un de nos plus précieux actifs. Chaque décision d'affaires et tous les risques peuvent avoir une incidence sur notre réputation, ce qui pourrait alors avoir un effet négatif sur nos activités et sur nos titres. On ne peut gérer le risque lié à la réputation indépendamment des autres formes de risque. Les incidences négatives d'une réputation ternie peuvent comprendre la perte de produits tirés des activités ordinaires, une diminution de notre clientèle et la baisse de la valeur de nos titres.

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.

Nous pourrions ne pas nous conformer aux prévisions financières.

Nos produits des activités ordinaires, nos résultats, nos flux de trésorerie et nos résultats d'exploitation trimestriels sont difficiles à prévoir et varient d'un trimestre à l'autre. Nos résultats d'exploitation trimestriels dépendent de plusieurs facteurs, y compris les risques décrits dans le présent rapport de gestion, dont bon nombre sont indépendants de notre volonté, qui peuvent faire en sorte que ces résultats soient inférieurs aux attentes du marché. Bien que nous établissions nos prévisions de charges d'exploitation en fonction, en partie, de nos prévisions de produits des activités ordinaires futurs, une partie importante de nos charges sont relativement fixes à court terme. Si les produits des activités ordinaires d'un trimestre donné sont inférieurs aux prévisions, nous serons vraisemblablement incapables de réduire proportionnellement nos charges d'exploitation du même trimestre, ce qui nuira à nos résultats d'exploitation du trimestre en question.

Nos versements de dividendes en espèces ne sont pas garantis.

Le versement de dividendes n'est pas garanti et pourrait varier. Le conseil d'administration a le pouvoir de déterminer le montant des dividendes à déclarer et à verser aux actionnaires et le moment de leur versement. De plus, le versement de dividendes sur actions ordinaires est, dans tous les cas, subordonné au versement préalable des dividendes préférentiels applicables à chaque série de nos actions privilégiées de premier rang. Nous pouvons modifier le montant de nos dividendes sur actions ordinaires en tout temps. La décision du conseil d'administration de déclarer des dividendes dépendra, notamment : des résultats d'exploitation; de la situation financière; des résultats actuels et attendus; des flux de trésorerie d'exploitation; des besoins en liquidités; des occasions offertes sur le marché; des impôts sur le résultat; des dépenses d'investissement d'entretien et de croissance; des remboursements de dettes; des contraintes légales, réglementaires et contractuelles; des besoins en matière de fonds de roulement; de l'impôt à payer et d'autres facteurs pertinents. Nos emprunts à court et à long terme pourraient nous empêcher de verser des dividendes en cas de défaut aux termes de la dette ou si le versement des dividendes devait entraîner un défaut ou un cas de défaut.

Au fil du temps, nos besoins en capitaux et autres liquidités pourraient différer considérablement de nos besoins actuels, ce qui pourrait avoir une incidence sur notre décision de verser ou non des dividendes et sur le montant de nos dividendes futurs. Si nous continuons de verser des dividendes selon les montants actuels, nous ne conserverons peut-être pas suffisamment de fonds pour financer les occasions de croissance, combler d'importants besoins de liquidités imprévus ou financer nos activités en

cas de ralentissement économique important. Le conseil d'administration, sous réserve des exigences de nos règlements administratifs et de nos autres documents de gouvernance, peut modifier le montant des dividendes ou suspendre le versement. Une baisse du cours ou de la liquidité de nos actions ordinaires, ou des deux, peut survenir si le conseil d'administration réduit ou supprime le versement de dividendes.

Nous dépendons des activités exercées dans nos centrales pour dégager des liquidités disponibles. Le montant réel des liquidités disponibles pour le versement de dividendes aux porteurs de nos actions ordinaires dépendra de nombreux facteurs propres à chacune de nos centrales, dont le rendement d'exploitation de nos centrales, la rentabilité, les variations de la marge brute, les fluctuations du fonds de roulement, l'importance des dépenses d'investissement, les lois applicables, la position fiscale, le financement, le respect des contrats et les restrictions contractuelles contenues dans les instruments régissant la dette. Toute réduction des liquidités disponibles à des fins de distribution générées par nos centrales réduira le montant des liquidités disponibles en vue du versement de dividendes aux porteurs de nos actions ordinaires.

Le cours de nos actions ordinaires pourrait être volatil.

Le cours de nos actions ordinaires pourrait être volatil et subir d'importantes fluctuations en raison de nombreux facteurs, dont bon nombre sont indépendants de notre volonté, y compris : a) les variations réelles ou prévues de nos résultats d'exploitation; b) les recommandations des analystes en valeurs mobilières; c) des changements dans le rendement économique ou les évaluations boursières d'autres sociétés que les investisseurs jugent comparables; d) le départ ou la démission de membres de la haute direction et d'autres membres clés du personnel; e) les ventes réelles ou perçues d'actions ordinaires additionnelles; f) les acquisitions ou regroupements d'entreprises, les partenariats stratégiques, les coentreprises ou les engagements de capitaux importants faits par nous ou nos concurrents ou nous visant ou visant nos concurrents; et g) les tendances, préoccupations, percées technologiques ou faits nouveaux sur la concurrence, changements réglementaires et autres questions liées au secteur de la production d'énergie ou à nos marchés cibles.

Les marchés des capitaux ont connu d'importantes variations des prix et des volumes qui ont eu une incidence particulière sur le cours des titres de capitaux propres des sociétés, variations qui, dans bien des cas, n'avaient aucun lien avec le rendement d'exploitation, la valeur des actifs sous-jacents ou les perspectives de ces sociétés. Par conséquent, le cours de nos actions ordinaires pourra baisser même si nos résultats d'exploitation, la valeur de nos actifs sous-jacents ou nos perspectives n'ont pas changé.

En outre, ces facteurs, ainsi que d'autres facteurs connexes, pourraient entraîner une baisse de la valeur des actifs, qui pourrait se traduire par des pertes de valeur. Certains investisseurs institutionnels pourraient fonder leurs décisions de placement sur une analyse de nos pratiques et de notre rendement ESG selon leurs propres lignes directrices et critères de placement. Si leurs critères ne sont pas respectés, ces investisseurs pourront limiter leurs placements dans nos actions ordinaires ou s'abstenir de faire de tels placements, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur le cours de nos actions ordinaires.

Nous pourrions ne pas être en mesure de prolonger, de renouveler ou de remplacer les CAÉ qui viennent à échéance ou qui ont été résiliés ou d'autres contrats conclus avec des clients à des taux favorables ou à long terme.

Notre capacité à prolonger, renouveler ou remplacer nos CAÉ existants ou d'autres contrats avec les clients dépend d'un certain nombre de facteurs indépendants de notre volonté, notamment : les besoins continus d'énergie de la partie au CAÉ au moment de l'expiration du contrat; l'existence ou l'absence d'incitatifs ou de mandats gouvernementaux qui prévalent sur les prix du marché; la disponibilité d'autres sources d'électricité; l'exécution satisfaisante de nos obligations aux termes de ces CAÉ; le cadre réglementaire applicable à nos contreparties contractuelles; les facteurs macroéconomiques présents, comme la population, les tendances commerciales, les lois, règlements, accords, traités ou politiques en matière de commerce à l'échelle internationale ou des pays et la demande d'énergie connexe; et les effets de la réglementation sur les pratiques de passation de marchés de nos contreparties contractuelles.

Si nous ne sommes pas en mesure de prolonger, de renouveler ou de remplacer à des conditions acceptables les CAÉ actuels avant l'expiration des contrats, ou si ces contrats sont par ailleurs résiliés avant leur échéance, nous pourrions ne pas être en mesure de vendre de l'électricité sur le marché ou à d'autres clients. Si nous sommes en mesure de vendre de l'électricité visée par contrat, nous pourrions vendre de l'électricité aux prix du marché en vigueur qui pourraient être considérablement inférieurs à ceux prévus aux termes du contrat applicable. Cela pourrait entraîner l'instabilité de nos flux de trésorerie. S'il n'y a pas de marché satisfaisant pour l'énergie non visée par contrat d'un projet, nous pouvons mettre le projet hors service avant la fin de sa durée d'utilité. Toute incapacité à prolonger, renouveler ou remplacer une partie importante de nos CAÉ actuels ou d'autres contrats conclus avec des clients, ou à prolonger, renouveler ou remplacer ceux-ci à des prix inférieurs ou selon d'autres modalités défavorables, ou la mise hors service d'un projet pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre situation

financière, nos résultats d'exploitation et notre capacité de verser des dividendes à nos actionnaires.

Nous pourrions ne pas être en mesure de couvrir entièrement ou efficacement notre exposition aux risques liés à l'approvisionnement et aux prix.

Nous surveillons de près les risques liés aux variations des prix de l'électricité et des combustibles qui pèsent sur nos activités futures et, lorsque nous le jugeons approprié, nous utilisons divers instruments physiques et financiers pour couvrir nos actifs et nos activités contre ces risques liés aux prix. L'efficacité de notre programme de gestion des risques et de couverture peut être compromise par des événements et des coûts imprévus que nous ne serions pas en mesure d'atténuer efficacement, notamment des événements imprévus ayant une incidence sur l'offre et la demande, comme des conditions météorologiques extrêmes et des interruptions imprévues. Nous pourrions également subir des répercussions défavorables en cas de formulation d'hypothèses erronées servant de fondement à l'établissement de nos couvertures. Dans le cadre des achats d'électricité ou de gaz naturel sur le marché, nous sommes exposés aux variations des prix de l'électricité et du gaz naturel réalisés en vue de remplir nos obligations d'approvisionnement aux termes de ces contrats de couverture à court et à long terme. Si nous ne sommes pas en mesure de produire ou de consommer le volume de gaz naturel ou d'électricité que nous avons couvert, nous pourrions subir des pertes, car nous pourrions être tenus d'acheter sur le marché des volumes supplémentaires à des prix plus élevés afin de couvrir notre position de couverture. En revanche, si le prix du marché de l'électricité est supérieur au prix couvert, nous pourrions devoir assumer le coût d'opportunité lié au fait de ne pas obtenir le meilleur prix du marché.

Nous sommes également exposés à un risque de base, puisque l'électricité livrée au réseau par certaines de nos centrales est réglée au prix établi pour le nœud alors que le CAÉ financier visant une telle centrale est réglé au prix du carrefour. Ces différences entre le prix établi pour le nœud et le prix du carrefour peuvent être importantes de temps à autre.

Les risques liés aux activités de négociation peuvent avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Nos activités de négociation et de commercialisation comportent souvent la prise de positions de négociation sur les marchés énergétiques de gros tant à moyen terme qu'à court terme fondées sur des actifs et pour compte propre. Dans la mesure où nous détenons des positions acheteur sur les marchés de l'énergie, une baisse des prix du marché entraînera des pertes découlant de la baisse de la valeur de ces positions acheteur. En revanche, si nous concluons des

contrats de vente à terme pour la livraison d'énergie que nous n'avons pas produite, ou ouvrons des positions vendeur sur les marchés de l'énergie, la remontée des prix du marché nous exposera à des pertes si nous tentons de couvrir des positions vendeur en achetant de l'énergie sur un marché haussier.

De plus, nous pouvons occasionnellement adopter une stratégie de négociation consistant à détenir simultanément une position vendeur et une position acheteur, en espérant tirer un bénéfice des variations de la valeur relative des deux positions. Si toutefois la valeur relative des deux positions évolue dans un sens ou d'une manière que nous n'avons pas prévue, nous subirons des pertes découlant de ces deux positions.

Si la stratégie que nous utilisons pour couvrir ces différents risques est inefficace, nous pourrions subir d'importantes pertes. Nos positions de négociation peuvent être touchées par la volatilité sur les marchés de l'énergie qui, à leur tour, sont tributaires de différents facteurs impossibles à prévoir avec certitude, notamment les conditions météorologiques dans diverses régions géographiques et le déséquilibre entre l'offre et la demande à court terme. Un changement dans les marchés énergétiques pourrait nuire à nos positions, ce qui pourrait également avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Nous avons recours à un certain nombre de contrôles pour la gestion des risques, lesquels relèvent de notre groupe de gestion du risque, afin de limiter notre exposition aux risques découlant de nos activités de négociation. Ces contrôles comprennent les limites imposées au capital de risque, la valeur à risque, la marge brute à risque, les scénarios de risque extrême, les limites de position, les limites de concentration, les limites de crédit et les contrôles des produits approuvés. Nous ne pouvons garantir que nous ne subirons pas de pertes et ces pertes pourraient ne pas s'inscrire dans les paramètres de nos mesures de contrôle du risque.

Certains des contrats auxquels nous sommes parties exigent que nous affectons des biens en garantie de nos obligations.

Nous sommes exposés à des risques aux termes de certaines ententes, notamment certains contrats dérivés et contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz naturel conclus aux fins de couverture et de négociation pour compte propre. Les modalités de ces contrats peuvent nous obliger à donner des garanties financières lorsque la juste valeur de ces contrats dépasse les limites de crédit que nous consentent nos contreparties et lorsque le contrat nous oblige à donner des garanties. La juste valeur de ces contrats varie souvent en fonction des fluctuations des prix des produits de base. Ces contrats comprennent : a) des dérivés financiers, lorsque les prix à terme des produits de

base sont supérieurs ou inférieurs aux prix convenus par contrat, selon les opérations; b) des contrats d'achat, lorsque les prix à terme des produits de base sont inférieurs aux prix convenus par contrat; et c) des contrats de vente, lorsque les prix à terme des produits de base sont supérieurs aux prix convenus par contrat. Un abaissement de notre note de solvabilité par certaines agences de notation pourrait entraîner une diminution des limites de crédit qui nous sont consenties par nos contreparties et augmenter ainsi le montant de la garantie que nous pourrions être appelés à fournir. Toute augmentation du montant de la garantie fournie par la Société pourrait réduire nos liquidités et avoir une incidence négative importante sur nous.

Si les contreparties à nos contrats ne sont pas en mesure de s'acquitter de leurs obligations, nous pourrions subir un effet défavorable important.

Si les acheteurs de notre électricité et de notre vapeur ou nos autres contreparties contractuelles manquent à leurs obligations, nous pourrions subir un effet défavorable important. Bien que nous ayons mis en place des procédures et des contrôles afin de gérer le risque de crédit de la contrepartie avant la conclusion de contrats, tous les contrats comportent, par essence, un risque de défaillance. De plus, bien que nous nous efforcions de surveiller les activités de négociation afin de nous assurer que les contreparties ne dépassent pas les limites de crédit, nous ne pouvons garantir qu'une partie ne manquera pas à ses obligations. Si nos contreparties ne sont pas en mesure de respecter leurs obligations, les produits de nos activités ordinaires pourraient diminuer, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités.

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 la solvabilité des contreparties;
- en définissant 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 2023. En 2024, 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 crédit, au 31 décembre 2024 :

	Note de qualité supérieure (en pourcentage)	Note de qualité inférieure (en pourcentage)	Total (en pourcentage)	Montant total (\$)
Créances clients et autres débiteurs ^{1, 2}	87	13	100	767
Créances au titre de contrats de location-financement non courantes	100	—	100	305
Actifs de gestion du risque ¹	58	42	100	411
Prêt à recevoir ²	—	100	100	25
Total				1 508

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) Comprendent un prêt à recevoir de 25 millions de dollars inclus au poste Autres actifs à l'égard duquel la contrepartie n'a aucune note de crédit externe.

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 77 millions de dollars (23 millions de dollars en 2023).

En raison de nos activités multinationales, nous sommes exposés au risque de change, au risque relatif aux impôts et au risque lié à la réglementation et à la politique.

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 et australiens. Nous sommes surtout exposés au risque de change lié au dollar américain et au dollar australien. Les variations de la valeur de ces devises par rapport au dollar canadien pourraient faire baisser nos flux de trésorerie d'exploitation ou la valeur de nos investissements à l'étranger. Bien que nous nous efforcions de gérer ce risque en ayant recours à des instruments de couverture, y compris des swaps de devises et des contrats de change à terme, et à l'appariement des produits des activités ordinaires et des charges par devise au niveau du siège social, rien ne garantit que ces efforts en matière de gestion du risque seront efficaces et les variations du change pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités.

En plus du risque de change, nos établissements à l'étranger peuvent être exposés au risque relatif aux impôts et au risque lié à la réglementation et à la politique. Une modification de la réglementation régissant la production d'électricité ou un changement du climat politique dans les pays où nous exerçons nos activités pourrait entraîner des coûts supplémentaires et avoir un effet défavorable important sur nous.

Nous 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 traduirait 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 \$	20 \$

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

Nos activités sont exposées à des risques inhérents à la construction et à l'exploitation de centrales de production d'électricité tels que les pannes, les défauts de fabrication, les catastrophes naturelles, les blessures, les dommages causés à des tiers, le vol, les attentats terroristes, les cyberattaques et le sabotage. Nous sommes également exposés aux risques environnementaux. Nous souscrivons auprès d'assureurs solvables de l'assurance qui nous protège contre les risques habituels liés à nos activités. Toutefois, nos contrats d'assurance pourraient ne pas couvrir les pertes, ou notre couverture pourrait être assujettie à des limites à l'égard de cas de force majeure, de catastrophes naturelles, d'attentats terroristes, de cyberattaques ou de sabotage, de conflits armés, ou d'autres périls. Les primes de nos contrats d'assurance pourraient augmenter en raison des changements climatiques, en raison notamment de la gravité et de la fréquence des tempêtes. En outre, nous ne souscrivons généralement pas d'assurance contre certains risques environnementaux, comme la contamination de l'environnement. Nos contrats d'assurance font l'objet d'un examen annuel par les assureurs respectifs et pourraient ne pas être renouvelés ou ne pas l'être selon des modalités semblables ou avantageuses. Une perte importante non assurée ou une perte grandement supérieure aux limites de nos contrats d'assurance, ou encore l'incapacité de renouveler ces contrats d'assurance selon des modalités semblables ou avantageuses pourraient avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.

Notre couverture d'assurance pourrait ne plus être offerte à des conditions raisonnables sur le plan commercial dans

l'avenir ou un plafond d'assurance approprié pourrait ne pas être disponible sur le marché. De plus, le produit de l'assurance que nous recevrons à l'égard d'un sinistre ou de dommages donnés subis à l'une de nos centrales pourrait ne pas être suffisant pour nous permettre de continuer à rembourser notre dette.

La provision pour impôts sur le résultat pourrait être insuffisante.

Nous exerçons des activités complexes dans plusieurs pays, et le calcul de la provision pour impôts sur le résultat repose sur des interprétations, des lois et réglementations fiscales qui sont en constante évolution. En outre, nos déclarations de revenus peuvent faire l'objet de vérifications par les autorités fiscales. Même si nous estimons que nos déclarations de revenus respectent à tous les égards importants la totalité des interprétations, lois et réglementations fiscales applicables, nous ne pouvons garantir que nous n'aurons pas de désaccords avec l'autorité fiscale relativement à nos déclarations de revenus qui pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités.

La Société et ses filiales sont assujetties 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 de l'impôt différé 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 nous.

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

Facteur	Augmentation ou diminution (en pourcentage)	Incidence approximative sur le résultat net (en millions)
Taux d'imposition	1	3 \$

Si nous ne parvenons pas à attirer et à maintenir en poste le personnel clé, nous pourrions en subir un effet défavorable important.

Le départ d'un membre de notre personnel clé ou notre incapacité à recruter, former, maintenir en poste et motiver des membres de la direction et d'autres membres du personnel compétents additionnels pourrait avoir un effet défavorable important sur notre entreprise. La concurrence pour ce type de personnel est vive et rien ne garantit notre succès à cet égard. Si nous ne parvenons pas à négocier de façon fructueuse de nouvelles conventions collectives avec notre personnel syndiqué, nous en subissons les conséquences.

Bien que nous estimions entretenir des relations satisfaisantes avec nos employés syndiqués, rien ne garantit que nous serons en mesure de négocier ou de renégocier avec succès nos conventions collectives à des conditions que TransAlta estimera acceptables. En 2024, nous avons renégocié avec succès une convention collective.

Nous prévoyons renégocier quatre conventions collectives en 2025. Tout obstacle 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.

Nous gérons ce risque de la façon suivante :

- en adoptant 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 pour les employés non syndiqués afin que les objectifs des employés soient alignés sur 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.

Nous sommes exposés aux risques liés à nos participations dans des projets en construction, ce qui pourrait nous empêcher d'achever les projets en construction ou de les achever dans les délais et faire en sorte qu'il soit trop coûteux d'achever les projets ou que le rendement sur le capital investi soit inférieur à celui prévu.

TransAlta détient des participations dans certains projets dont les activités d'exploitation n'ont pas encore débuté ou qui sont en construction. Il pourrait y avoir des retards ou des événements imprévus dans l'achèvement de projets de construction futurs, ce qui pourrait faire en sorte que les coûts de construction de ces projets dépassent nos attentes, entraînent des retards importants ou empêchent le début des activités d'exploitation commerciale du projet. Divers facteurs pourraient entraîner des dépassements de coûts de construction, des arrêts ou des retards des travaux de construction ou l'incapacité de commencer l'exploitation commerciale, notamment : les délais dans l'obtention des droits fonciers, des permis et des licences nécessaires ou l'incapacité à les obtenir; les retards et l'augmentation des coûts liés à l'interconnexion de nouveaux projets au réseau de transport; l'incapacité d'acquérir ou de maintenir des droits d'utilisation et d'accès des terres; l'incapacité d'obtenir des services auprès de tiers sous contrat; les interruptions des livraisons sur les sites des projets; les perturbations de la chaîne d'approvisionnement, y compris par suite de modifications apportées aux lois, règlements, accords, traités, taxes, tarifs, droits ou politiques en matière de commerce international du Canada, des États-Unis ou d'autres pays où les fournisseurs de la Société sont situés; les arrêts de travail; les conflits de travail; les perturbations météorologiques; les problèmes techniques, environnementaux et géologiques imprévus, notamment les découvertes de contamination, les espèces végétales ou animales protégées ou leur habitat, les ressources archéologiques ou culturelles ou d'autres facteurs liés à l'environnement; les dépassements de coûts imprévus en excédent des éventualités prévues au budget; et

l'incapacité des parties contractantes de s'acquitter de leurs obligations contractuelles.

De plus, si nous ou l'une de nos filiales avons conclu une entente pour qu'un tiers termine la construction d'un projet, TransAlta est exposée au risque lié à la viabilité et au rendement du tiers. Notre incapacité à trouver une partie contractante de remplacement, si la partie contractante initiale ne s'est pas acquittée de ses obligations, pourrait entraîner l'abandon de la construction de ce projet, alors que nous pourrions demeurer liés aux termes d'autres ententes associées au projet, notamment des CAÉ d'enlèvement.

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.

Les nouvelles technologies et l'intelligence artificielle peuvent générer des risques émergents qui pourraient avoir un effet négatif important sur la Société.

Nous mettons à profit l'intelligence artificielle et la robotique dans certaines de nos centrales. L'utilisation de l'intelligence artificielle et de la robotique dans nos centrales pourrait ne pas générer de meilleurs résultats, une hausse des rendements ou une augmentation de la productivité, et rien ne garantit que nous tirerons profit des investissements dans ces technologies. De plus, l'utilisation de l'intelligence artificielle nous expose au risque que les préoccupations liées à la protection des renseignements personnels puissent dissuader les clients actuels et potentiels.

La transition énergétique mondiale peut avoir un effet négatif sur la Société.

La décarbonation du système énergétique mondial afin d'atteindre la neutralité carbone et de réduire au minimum l'augmentation de la température à l'échelle mondiale pose plusieurs risques pour les activités de TransAlta, notamment les risques liés à la modification des réglementations et politiques, les risques de marché liés à la volatilité et à l'incertitude de l'offre et de la demande d'énergie, ainsi que les risques opérationnels liés aux nouvelles technologies.

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

Facteur	Augmentation ou diminution (en pourcentage)	Incidence approximative sur le résultat net (en millions)
Disponibilité et production	1	17 \$

Les variations de taux d'intérêt peuvent avoir une incidence sur les coûts d'emprunt et le risque de taux d'intérêt de la Société.

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.

Au 31 décembre 2024, environ 18 % (14 % en 2023) du total de notre dette à long terme étaient exposés 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.

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.

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

Facteur	Augmentation ou diminution (en pourcentage)	Incidence approximative sur le résultat net (en millions)
Taux d'intérêt	50 pdb	3 \$

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 2024, la majorité de l'effectif qui assure la réalisation du CIIF et des CPCI a continué de travailler 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 selon les 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.

En vertu des dispositions du Règlement 52-109 et conformément aux lignes directrices de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, l'évaluation ne visait pas le contrôle interne à l'égard de l'information financière de Heartland, qui a été acquise par la Société le 4 décembre 2024. Heartland n'a pas été prise en compte par la direction dans son évaluation de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société au 31 décembre 2024 en raison des dates rapprochées de l'acquisition et de la fin d'exercice. Pour plus de précisions sur l'acquisition, se reporter à la note 4 des états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2024. Les comptes de Heartland inclus dans les états financiers consolidés de 2024 de TransAlta représentaient 8 % de l'actif total et 20 % des actifs nets de la Société au 31 décembre 2024, de même que 1 % des produits des activités ordinaires et (5) % du résultat net de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2024.

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 2024, 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

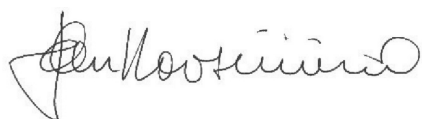
Aux actionnaires de TransAlta Corporation

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» ou la «Société») a adopté un code de conduite visant l'ensemble des employés, signé tous les ans, et qui peut être consulté sur le site Web de la Société (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 et les auditeurs internes et 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 Kousinioris

Président et chef de la direction



Joel Hunter

Vice-président directeur, Finances et
chef des finances

Le 19 février 2025

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» ou la «Société») 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* (le «Règlement 52-109»).

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 la Société.

La direction s'appuie 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, 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 assujetti 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 certaines anomalies significatives ne soient pas prévenues ou détectées à temps. 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 dispositions du Règlement 52-109 et conformément aux lignes directrices de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, l'étendue de l'évaluation n'a pas compris le contrôle interne à l'égard de l'information financière de Heartland Generation Ltd. et d'Alberta Power (2000) Ltd. (collectivement, «Heartland») que la Société a acquises le 4 décembre 2024. Heartland n'a pas été prise en compte par la direction dans son évaluation de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société au 31 décembre 2024 en raison des dates rapprochées de l'acquisition et de la fin d'exercice. Pour plus de précisions sur l'acquisition, se reporter à la note 4 des états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2024. Les comptes de Heartland inclus dans les états financiers consolidés de 2024 de TransAlta représentaient 8 % de l'actif total et 20 % des actifs nets de la Société au 31 décembre 2024, de même que 1 % des produits et (5) % du résultat net de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Conformément aux Normes internationales d'information financière, TransAlta comptabilise son placement dans SP Skookumchuck Investment, LLC («Skookumchuck») selon la méthode de la mise en équivalence. La direction n'a pas la capacité contractuelle d'évaluer les contrôles internes de ce placement comptabilisé selon la méthode de la mise en équivalence. Une fois que l'information financière est obtenue de la part de Skookumchuck, 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 de cette entreprise associée.

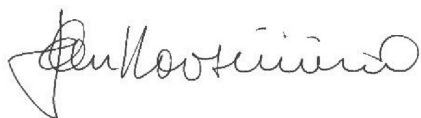
Les placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence inclus dans les états financiers consolidés de 2024 de TransAlta représentaient 1 % de l'actif total et 6 % des actifs nets de la Société au 31 décembre 2024, de même que 0 % des produits et 3 % du résultat net de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Modifications du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Les contrôles internes de la Société à l'égard de l'information financière à compter du 4 décembre 2024 comprennent des contrôles conçus pour permettre la consolidation complète et exacte des résultats attribuables à Heartland. 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 2024 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 2024, 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. Ce rapport se trouve à la page suivante du présent rapport annuel.



John Kousinioris

Président et chef de la direction

Le 19 février 2025



Joel Hunter

Vice-président directeur, Finances et
chef des finances

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 2024 selon les critères établis dans le document intitulé *Internal Control – Integrated Framework*, publié par le Committee of Sponsoring Organization de la Treadway Commission (cadre de 2013) (les «critères COSO»). À notre avis, TransAlta Corporation maintenait, dans tous ses aspects significatifs, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2024 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 Heartland Generation Ltd. et d'Alberta Power (2000) Ltd. qui sont comprises dans les états financiers consolidés de 2024 de la Société et qui représentaient 8 % de l'actif total et 20 % des actifs nets au 31 décembre 2024, et 1 % des produits et (5) % du résultat net pour l'exercice clos à cette date, et de la coentreprise SP Skookumchuck Investment, LLC comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence, qui est comprise dans les états financiers consolidés de 2024 de la Société et qui représentait 1 % de l'actif total et 6 % des actifs nets au 31 décembre 2024, et 0 % des produits et 3 % du résultat net 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 Heartland Generation Ltd. et d'Alberta Power (2000) Ltd. 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 2024 et 2023, 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 2024, ainsi que les notes annexes, et nous avons exprimé une opinion sans réserve à leur égard dans notre rapport daté du 19 février 2025.

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 planifiions et réalisions 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.

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

Comptables professionnels agréés

Calgary, Canada

Le 19 février 2025

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 2024 et 2023, 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 2024, 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 2024 et 2023, ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour chacun des trois exercices de la période close le 31 décembre 2024, 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 2024 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 19 février 2025.

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.

Acquisition de Heartland Generation	
Description de la question	Comme il en est question aux notes 2 Q) XV) et 4 des états financiers consolidés, la Société a conclu l’acquisition de Heartland Generation Ltd. et d’Alberta Power (2000) Ltd. (collectivement «Heartland») pour un prix d’acquisition total de 542 millions de dollars. L’acquisition a été comptabilisée comme un regroupement d’entreprises selon IFRS 3 selon la méthode de l’acquisition et les résultats d’exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés depuis la date d’acquisition. La répartition du prix d’acquisition préliminaire est fondée sur les meilleures estimations de la direction à l’égard des actifs acquis et des passifs repris. La juste valeur des actifs à long terme acquis à la date d’acquisition du 4 décembre 2024 s’élevait à 412 millions de dollars. La détermination de la juste valeur des actifs à long terme dans le cadre de la répartition du prix d’acquisition préliminaire 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 cette juste valeur, 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 juste valeur. Les estimations comportant un degré élevé de subjectivité comprennent les prix du marché, la capacité 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 déterminer la juste valeur des actifs à long terme acquis. Nous avons évalué la conception et testé l’efficacité du fonctionnement des contrôles à l’égard de la revue par la direction des actifs à long terme acquis, y compris les contrôles à l’égard de la revue et de l’approbation des estimations importantes utilisées dans le calcul de la juste valeur des actifs à long terme. Nos procédures d’audit pour tester la juste valeur d’un échantillon d’installations 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 capacité de production d’électricité future. 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 actifs à long terme liés à certaines unités génératrices de trésorerie («UGT») 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 Q) II), 7 et 22 des états financiers consolidés, la Société détient des actifs de production éolienne et solaire 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. Au 31 décembre 2024, la valeur comptable du goodwill lié au secteur Énergie éolienne et énergie solaire s’élevait à 178 millions de dollars et la valeur recouvrable des actifs à long terme du secteur Énergie éolienne et énergie solaire pour lesquels il existait des indicateurs de dépréciation ou de reprise de dépréciation au cours de l’exercice s’élevait à 540 millions de dollars. 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 ayant des indicateurs de dépréciation ou de reprise de dépréciation («UGT du secteur Énergie éolienne et énergie solaire») 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. 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 ayant des indicateurs de dépréciation ou de reprise 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 B), 2 Q) V) et 14 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 2024, la juste valeur des instruments financiers dérivés de la Société classés au niveau III consistait en un passif net de gestion du risque de 153 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, 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.

/s/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 19 février 2025

Comptes de résultat consolidés

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	2022
Produits des activités ordinaires (note 5)	2 845	3 355	2 976
Coûts du combustible et des achats d'électricité (note 6)	939	1 060	1 263
Coûts de conformité liés au carbone (note 16)	112	112	78
Marge brute	1 794	2 183	1 635
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration (note 6)	655	539	521
Amortissement (notes 19, 20, 21 et 27)	531	621	599
Imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs (note 7)	46	(48)	9
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	36	29	33
Autres produits d'exploitation, montant net (note 8)	(59)	(47)	(58)
Résultats d'exploitation	585	1 089	531
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence (note 9)	5	4	9
Produits tirés des contrats de location-financement	14	12	19
Produit d'intérêts	30	59	24
Charge d'intérêts (note 10)	(324)	(281)	(286)
Profit (perte) de change	5	(7)	4
Profit à la vente d'actifs et autres	4	4	52
Résultat avant impôts sur le résultat	319	880	353
Charge d'impôts sur le résultat (note 11)	80	84	192
Résultat net	239	796	161
Résultat net attribuable aux :			
Actionnaires de TransAlta	229	695	50
Participations ne donnant pas le contrôle (note 12)	10	101	111
	239	796	161
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	229	695	50
Dividendes sur actions privilégiées (note 29)	52	51	46
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	177	644	4
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice (en millions)	302	276	271
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué (note 28)	0,59	2,33	0,01

Voir les notes jointes.

États du résultat global consolidés

(en millions de dollars canadiens)

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	2022
Résultat net	239	796	161
Autres éléments du résultat global			
Gains actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts ¹	9	(5)	37
Pertes de réévaluation à la juste valeur des placements de tiers, déduction faite des impôts	—	—	(1)
Total des éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net	9	(5)	36
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts	30	(6)	21
(Pertes) profits sur les instruments financiers désignés comme couvertures des investissements dans des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts ²	(28)	9	(25)
Profits (pertes) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ³	213	41	(556)
Reclassement en résultat net des (profits) pertes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ⁴	(19)	58	100
Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net	196	102	(460)
Autres éléments du résultat global	205	97	(424)
Total du résultat global	444	893	(263)
Total du résultat global attribuable aux :			
Actionnaires de TransAlta	434	817	(318)
Participations ne donnant pas le contrôle (note 12)	10	76	55
	444	893	(263)

1) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 3 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (recouvrement de 1 million de dollars en 2023 et charge de 12 millions de dollars en 2022).

2) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 4 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (charge de 1 million de dollars en 2023 et recouvrement de 3 millions de dollars en 2022).

3) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 57 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (charge de 10 millions de dollars en 2023 et recouvrement de 138 millions de dollars en 2022).

4) Déduction faite du reclassement du recouvrement d'impôts sur le résultat de 4 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (charge de 17 millions de dollars en 2023 et charge de 26 millions de dollars en 2022).

Voir les notes jointes.

États de la situation financière consolidés

(en millions de dollars canadiens)

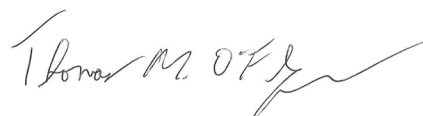
Aux 31 décembre	2024	2023
Actifs courants		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	337	348
Liquidités soumises à restrictions (note 25)	69	69
Créances clients et autres débiteurs (note 13)	767	807
Charges payées d'avance et autres	68	48
Actifs de gestion du risque (notes 14 et 15)	318	151
Stocks (note 16)	134	157
Actifs détenus en vue de la vente (notes 4 et 18)	80	—
	1 773	1 580
Actifs non courants		
Placements (note 9)	159	138
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 17)	305	171
Actifs de gestion du risque (notes 14 et 15)	93	52
Immobilisations corporelles (note 19)	6 020	5 714
Actifs au titre de droits d'utilisation (note 20)	120	117
Immobilisations incorporelles (note 21)	281	223
Goodwill (note 22)	517	464
Actifs d'impôt différé (note 11)	52	21
Autres actifs (note 23)	179	179
Total de l'actif	9 499	8 659
Passifs courants		
Découvert bancaire	1	3
Dettes fournisseurs, charges à payer et autres passifs courants (note 13)	756	809
Partie courante de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 24)	83	35
Passifs de gestion du risque (notes 14 et 15)	277	314
Dividendes à verser (notes 28 et 29)	49	49
Titres échangeables (notes 3 et 26)	750	—
Contrepartie éventuelle à payer (note 4)	81	—
Partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives (note 25)	572	532
	2 569	1 742
Passifs non courants		
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives (note 25)	3 236	2 934
Titres échangeables (notes 3 et 26)	—	744
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 24)	850	654
Passifs d'impôt différé (note 11)	470	386
Passifs de gestion du risque (notes 14 et 15)	305	274
Passifs sur contrats (note 5)	24	10
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants (note 27)	202	251
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 28)	3 179	3 285
Actions privilégiées (note 29)	942	942
Surplus d'apport	42	41
Déficit	(2 458)	(2 567)
Cumul des autres éléments du résultat global (note 30)	41	(164)
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	1 746	1 537
Participations ne donnant pas le contrôle (note 12)	97	127
Total des capitaux propres	1 843	1 664
Total du passif et des capitaux propres	9 499	8 659

Engagements et éventualités (note 37)

Voir les notes jointes.



John P. Dielwart
Administrateur



Thomas M. O'Flynn
Président du comité d'audit des finances et des risques

Au nom du conseil :

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 2022	2 863	942	41	(2 514)	(222)	1 110	879	1 989
Résultat net	—	—	—	695	—	695	101	796
Autres éléments du résultat global :								
Profits nets à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts	—	—	—	—	3	3	—	3
Profits nets sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	99	99	—	99
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(5)	(5)	—	(5)
Participations intersociétés et placements de tiers évalués à la JVAERG	—	—	—	—	25	25	(25)	—
Total du résultat global	—	—	—	695	122	817	76	893
Dividendes sur actions ordinaires (note 28)	—	—	—	(65)	—	(65)	—	(65)
Dividendes sur actions privilégiées (note 29)	—	—	—	(51)	—	(51)	—	(51)
Actions achetées dans le cadre de l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités (OPRA) (note 28)	(80)	—	—	(7)	—	(87)	—	(87)
Variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables (note 4)	510	—	—	(625)	(64)	(179)	(630)	(809)
Provision pour rachat d'actions dans le cadre du régime d'achat d'actions automatique (note 28)	(19)	—	—	—	—	(19)	—	(19)
Régimes de paiements fondés sur des actions et options d'achat d'actions exercées (note 31)	11	—	—	—	—	11	—	11
Distributions déclarées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 12)	—	—	—	—	—	—	(198)	(198)
Solde au 31 décembre 2023	3 285	942	41	(2 567)	(164)	1 537	127	1 664
Résultat net	—	—	—	229	—	229	10	239
Autres éléments du résultat global :								
Profits nets à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts	—	—	—	—	2	2	—	2
Profits nets sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	194	194	—	194
Gains actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	9	9	—	9
Total du résultat global	—	—	—	229	205	434	10	444
Dividendes sur actions ordinaires (note 28)	—	—	—	(71)	—	(71)	—	(71)
Dividendes sur actions privilégiées (note 29)	—	—	—	(52)	—	(52)	—	(52)
Actions achetées dans le cadre de l'OPRA (note 28)	(146)	—	—	3	—	(143)	—	(143)
Reprise de provisions pour rachat d'actions dans le cadre du régime d'achat d'actions automatique (note 28)	19	—	—	—	—	19	—	19
Régimes de paiements fondés sur des actions et options d'achat d'actions exercées (note 31)	21	—	1	—	—	22	—	22
Distributions déclarées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 12)	—	—	—	—	—	—	(40)	(40)
Solde au 31 décembre 2024	3 179	942	42	(2 458)	41	1 746	97	1 843

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	2024	2023	2022
Activités d'exploitation			
Résultat net	239	796	161
Amortissement (notes 19, 20, 21 et 27)	531	621	599
Profit à la vente d'actifs et autres	(1)	(3)	(32)
Désactualisation des provisions (notes 10 et 24)	50	48	49
Frais de démantèlement et de remise en état réglés (note 24)	(41)	(37)	(35)
(Recouvrement) charge d'impôt différé (note 11)	(63)	34	127
Perte latente (profit latent) sur les activités de gestion du risque	2	(36)	385
Profit latent de change	(29)	(9)	(82)
Provisions et passifs sur contrat	23	(1)	19
Imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs (note 7)	46	(48)	9
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, déduction faite des distributions reçues des placements (note 9)	—	2	(4)
Autres éléments sans effet de trésorerie	1	(27)	(3)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	758	1 340	1 193
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation (note 34)	38	124	(316)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	796	1 464	877
Activités d'investissement			
Ajouts d'immobilisations corporelles (notes 4, 19 et 38)	(311)	(875)	(918)
Ajouts d'immobilisations incorporelles (notes 21 et 38)	(10)	(13)	(31)
Liquidités soumises à restrictions (note 25)	(1)	1	—
(Avances) remboursements sur le prêt à recevoir (note 23)	(1)	11	18
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise (note 4)	(217)	—	(10)
Placements (note 9)	(5)	(13)	(10)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	4	29	66
Profit réalisé sur les instruments financiers	1	18	27
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	21	55	46
Divers	19	(25)	45
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	(20)	(2)	26
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(520)	(814)	(741)
Activités de financement			
Augmentation (diminution) nette des emprunts sur les facilités de crédit (notes 25 et 34)	143	(46)	449
Remboursement de la dette à long terme (notes 25 et 34)	(131)	(164)	(621)
Émission de dette à long terme (notes 25 et 34)	—	39	532
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 28)	(71)	(58)	(54)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 29)	(52)	(51)	(43)
Rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (note 28)	(143)	(87)	(52)
Produit tiré de l'émission d'actions ordinaires	12	5	3
Profit (perte) réalisé(e) sur les instruments financiers	4	(30)	42
Acquisition de TransAlta Renewables (note 4)	—	(811)	—
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 12)	(40)	(223)	(187)
Diminution des obligations locatives (notes 25 et 34)	(6)	(10)	(9)
Frais de financement et autres	(1)	1	(13)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités de financement	(6)	3	(2)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(291)	(1 432)	45
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement	(15)	(782)	181
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	4	(4)	6
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(11)	(786)	187
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	348	1 134	947
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	337	348	1 134
Impôts au comptant payés	104	94	67
Intérêts au comptant payés	269	277	229
Intérêts au comptant reçus	30	54	20

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

La Société comprend quatre secteurs de production : 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, et des centrales alimentées au gaz naturel, ainsi qu'une centrale au charbon, et exerce des activités liées à des gazoducs au Canada, aux États-Unis et en Australie-Occidentale. Les activités de transport de l'énergie au Canada et en Australie-Occidentale sont incluses dans le secteur Hydroélectricité et le secteur Gaz respectivement au Canada et en Australie-Occidentale. 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 l'électricité, du gaz naturel, et de produits environnementaux à l'échelle des marchés nord-américains, exclusion faite de l'Alberta.

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 notre portefeuille, 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 sont inclus dans la marge brute des secteurs de production connexes. 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.

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 19 février 2025.

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 jugée 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 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, pouvant comprendre la combinaison des prix aux contrats, étant reflétées de façon prospective 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 des activités ordinaires 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 cumulatif 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, les produits des activités ordinaires pouvant notamment être tributaires des volumes de production futurs, lesquels dépendent de la demande de la clientèle et du marché ou de la capacité opérationnelle d'une centrale; être tributaires du coût variable de la production d'énergie; les produits des activités ordinaires peuvent être tributaires des prix du marché; ou encore 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, et les paiements sont généralement reçus 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, et les paiements sont généralement reçus 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 actuellement alimentées au charbon aux États-Unis et, anciennement, au Canada. 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 ventes marchandes

Les produits tirés de la vente de capacité non visée par des contrats (c.-à-d. des ventes marchandes) 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. En vertu des CAÉV, la Société reçoit le montant de l'écart entre le prix contractuel fixe par MWh et le prix du marché établi. Ces contrats répondent à la définition d'un

instrument dérivé 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

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 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 d'un projet et, en contrepartie de leur investissement, se voient attribuer la quasi-totalité du résultat, des flux de trésorerie et des avantages fiscaux (tels que les crédits d'impôt à la production, les crédits d'impôt à l'investissement, l'amortissement fiscal accéléré, selon le cas) jusqu'à ce qu'ils aient atteint le taux de rendement cible convenu. Une fois ce taux atteint, l'accord est inversé, la Société recevant alors la majorité du résultat, des flux de trésorerie et des avantages fiscaux. À ce moment-là, le placement de l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux est considéré comme une participation résiduelle assortie de distributions et 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, des contrats de swap de taux d'intérêt 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 d'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 d'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 connexe 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 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 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 qui 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 de flux de trésorerie 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

Lorsque le risque de change d'un investissement net dans un établissement à l'étranger fait l'objet d'une couverture, 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 le coût de conformité estimé requis par la Société pour régler l'obligation excédant les plafonds et les cibles établis par le gouvernement. Les coûts de conformité qui sont recouvrables aux termes de contrats conclus avec des tiers sont comptabilisés à titre de produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients.

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 début 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 1 an à 48 ans
Production éolienne et solaire	De 1 an à 30 ans
Production d'énergie au gaz	De 1 an à 33 ans
Transition énergétique	De 1 an à 9 ans
Pièces de rechange et autres	De 1 an à 48 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.

Les logiciels-services, comme les logiciels infonuagiques, qui ne respectent pas les critères d'une immobilisation

incorporelle sont passés en charges à mesure que les coûts sont engagés, y compris les frais de mise en œuvre.

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 17 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, nous faisons une estimation de la valeur recouvrable de l'actif ou de l'unité génératrice de trésorerie («UGT») à laquelle il 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 si l'actif était vendu 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 ultérieurement, 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'actualisation 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. 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.

Les charges au titre de la désactualisation de la valeur actualisée nette des provisions pour frais de démantèlement et de remise en état et des autres provisions sont comptabilisées en résultat net au cours de chaque période et incluses dans la charge d'intérêts nette.

L. Contrats de location

Selon 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 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.

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.

Lorsque la quote-part des capitaux propres des détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle change, la valeur comptable des participations donnant le contrôle et des participations ne donnant pas le contrôle est ajustée pour refléter les changements survenus au titre de leur participation respective dans la filiale. Toute différence entre le montant de l'ajustement des participations ne donnant pas le contrôle et la juste valeur de la contrepartie versée ou reçue est comptabilisée directement en capitaux propres et attribuée aux actionnaires.

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. Actifs détenus en vue de la vente

Les actifs et les groupes destinés à être cédés (actifs et passifs cédés ensemble) sont classés comme étant détenus en vue de la vente si leur valeur comptable est recouvrée principalement par le biais d'une vente plutôt que par l'utilisation continue par la Société. Les actifs et les groupes destinés à être cédés classés comme détenus en vue de la vente sont évalués au plus faible de leur valeur comptable et de leur juste valeur diminuée des coûts de la cession. Toute dépréciation est comptabilisée en résultat net. L'amortissement et la comptabilisation selon la méthode de la mise en équivalence cessent lorsqu'un actif ou un placement comptabilisé selon la méthode de la mise en équivalence, respectivement, est classé comme étant détenu en vue de la vente. Les actifs et les groupes destinés à être cédés classés comme détenus en vue de la vente sont présentés en tant qu'actifs courants et passifs courants aux états de la situation financière consolidés.

P. 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, y compris la contrepartie éventuelle, 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 nets acquis. 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.

Q. 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. Tarifs

Le 1^{er} février 2025, le président américain a émis trois décrets ordonnant aux États-Unis d'imposer de nouveaux tarifs douaniers sur les importations en provenance du Canada, du Mexique et de la Chine. Ces décrets prévoient une taxe supplémentaire de 25 % sur les importations aux États-Unis de produits en provenance du Canada et du Mexique, à l'exception des ressources énergétiques canadiennes qui sont soumises à une taxe supplémentaire de 10 %, ainsi qu'une taxe de 10 % sur les produits en provenance de la Chine. Le 3 février 2025, les tarifs douaniers éventuels ont été reportés de 30 jours. Les tarifs douaniers effectifs et leur incidence sur la Société demeurent incertains. La Société évalue les incidences directes et indirectes sur ses activités de la mise en œuvre de ces tarifs douaniers, de tarifs de rétorsion ou d'autres mesures commerciales protectionnistes à mesure que la situation évolue.

II. Dépréciation des immobilisations corporelles et du goodwill

Il y a une dépréciation lorsque la valeur comptable d'un actif, d'une UGT ou d'un groupe d'UGT auxquels se rapporte le goodwill excède sa valeur recouvrable, soit sa juste valeur diminuée des coûts de sortie ou sa valeur d'utilité, selon le montant le plus élevé. Chaque date de présentation de l'information financière, la Société évalue s'il existe un signe qu'une imputation pour dépréciation existe ou qu'une imputation pour dépréciation comptabilisée antérieurement n'existe plus ou a diminué. Pour déterminer la juste valeur diminuée des coûts de sortie, 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 meilleures estimations 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 de sortie, 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. 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 établir les 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. 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, de son organisation fonctionnelle et de 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 2022 à 2024 est présentée aux notes 7, 19 et 22.

III. Contrats de location

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

Pour les contrats de location dont le bailleur est la Société, la direction doit poser un jugement pour déterminer si, en substance, tous les risques et avantages significatifs inhérents à la propriété sont transférés au client ou sont conservés par la Société afin de comptabiliser l'accord de façon appropriée à titre de contrat de location-financement ou de contrat de location simple. Ces jugements peuvent être importants et influencer sur la façon dont la Société classe les montants liés à l'accord à titre d'immobilisations corporelles ou de créances liées à un contrat de location-financement dans les états de la situation financière consolidés. Par conséquent, la valeur de certains éléments de produits et de charges dépend de ces classements. En 2024 et 2023, des créances au titre des contrats de location-financement ont été comptabilisées lorsqu'il a été déterminé que les risques et avantages significatifs inhérents à la propriété ont été transférés au client. L'information sur les contrats de location-financement est présentée à la note 17.

IV. 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 différents des estimations de la Société pourrait avoir des effets importants sur les montants comptabilisés au titre des actifs et des passifs d'impôt différé. L'information sur les incidences des politiques fiscales de la Société est présentée à la note 11.

V. Instruments financiers et instruments dérivés

Les instruments financiers et les instruments dérivés de la Société sont comptabilisés à la juste valeur, et les variations initiales et subséquentes de la juste valeur ont une incidence sur le résultat présenté au cours de la période où la variation a lieu. Les justes valeurs des instruments financiers et des instruments dérivés sont classées dans trois niveaux. Les justes valeurs du niveau III sont calculées en utilisant des données d'entrée relatives aux actifs ou aux passifs qui ne sont pas facilement observables. Les transferts entre les niveaux hiérarchiques de la juste valeur sont réputés avoir eu lieu à la fin de la période de présentation de l'information financière au cours de laquelle l'événement ou le changement de circonstances à l'origine du transfert a eu lieu. 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.-à-d. 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.

VI. 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.

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

TransAlta comptabilise des provisions au titre des obligations de démantèlement et de remise en état comme il est décrit à la note 2 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 2022 à 2024 relativement aux provisions pour frais de démantèlement et de remise en état est présentée aux notes 7, 19 et 24.

VIII. Durée d'utilité des immobilisations corporelles

Chaque composante importante d'un élément des immobilisations corporelles est amortie sur sa durée d'utilité estimée. La durée d'utilité des immobilisations corporelles est estimée d'après les faits 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.

IX. Avantages futurs du personnel

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

Le passif au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi, et les coûts connexes inclus dans la charge de rémunération annuelle sont touchés par les estimations relatives à ce qui suit :

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

En raison de la complexité de l'évaluation des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi, un changement au titre de l'estimation de l'un de ces facteurs peut avoir une incidence importante sur la valeur comptable de l'obligation au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi ou les charges connexes. Ces hypothèses sont examinées tous les ans afin d'assurer qu'elles sont toujours appropriées. Les informations relatives aux avantages futurs du personnel sont présentées à la note 32.

X. Autres provisions

Lorsqu'il y a lieu, la Société comptabilise les provisions découlant des activités d'exploitation continues, comme l'interprétation et l'application des modalités des contrats, les 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.

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

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

Pour déterminer le prix de transaction et les estimations de la contrepartie variable, la direction prend en compte l'historique de l'utilisation passée du client afin d'évaluer les biens et services à fournir au client. La Société tient également compte des niveaux de production historiques et des conditions d'exploitation de ses actifs de production variables. Les contrats de la Société prévoient généralement un montant précis à facturer à un client associé à chaque obligation de prestation du contrat. Lorsque les contrats ne précisent pas de montants pour chacune des obligations de prestation, la Société estime le montant du prix de transaction à attribuer à chacune des obligations de prestation en fonction de son prix de vente spécifique, qui est principalement estimé en fonction des montants qui seraient facturés aux clients dans des conditions de marché similaires.

Pour remplir ses obligations de prestation, la direction doit faire preuve de jugement pour déterminer le moment où le contrôle du bien ou du service sous-jacent est transféré au client. La détermination du moment où une obligation de prestation est remplie influe sur le moment de la comptabilisation des produits des activités ordinaires. La direction tient compte à la fois de l'acceptation du bien ou du service par le client et de l'incidence des lois et des règlements, comme les exigences en matière de certification, pour déterminer à quel moment ce transfert a lieu.

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.

XII. Classement des partenariats

Lorsque la Société établit un partenariat ou fait l'acquisition d'une participation dans un partenariat, elle doit le ou la 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.

XIII. Influence notable

Lorsque la Société effectue un placement, elle doit le classer soit comme un placement dans une entreprise associée, soit comme un placement aux termes d'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.

XIV. Changements dans les estimations

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024, des changements ont été apportés aux estimations relatives aux imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs (note 7), 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 2023, des changements ont été apportés aux estimations relatives aux imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs (note 7), à la durée d'utilité (note 19), à la provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 24) et aux obligations au titre des prestations définies (note 27).

XV. Juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises

La juste valeur des actifs acquis et des passifs repris, y compris la contrepartie éventuelle, est estimée à partir des informations disponibles à la date d'acquisition. Bien que la direction se serve des meilleures estimations et hypothèses pour évaluer correctement les actifs acquis et les passifs repris à la date d'acquisition, ainsi que toute contrepartie

éventuelle, les estimations sont intrinsèquement incertaines et susceptibles de faire l'objet d'ajustements.

La comptabilisation des regroupements d'entreprises nécessite des jugements, estimations et hypothèses importants à la date d'acquisition. Pour élaborer des estimations de la juste valeur à la date d'acquisition, la direction a recours à divers facteurs, comme les données du marché, les cours du marché, la capacité, les flux de trésorerie historiques et futurs attendus, les taux de croissance et les taux d'actualisation. L'information relative aux regroupements d'entreprises est présentée à la note 4.

3. Modifications comptables

A. Modifications comptables de la période considérée

Modifications à IAS 1 ayant trait aux passifs non courants avec clauses restrictives et au classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants

En octobre 2022, l'IASB a publié *Passifs non courants assortis de clauses restrictives*, qui modifie IAS 1, *Présentation des états financiers*, 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 janvier 2020, l'IASB a publié *Classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants*, qui modifie IAS 1, *Présentation des états financiers*, concernant le classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants, précisant 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.

De plus, l'IASB a précisé que la probabilité que l'entité exerce son droit de différer le règlement n'a pas d'incidence sur le classement d'un passif. Ces modifications sont appliquées rétrospectivement et sont en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2024 et ont été adoptées par la Société à cette date.

La Société a conclu une convention d'investissement aux termes de laquelle Brookfield Renewable Partners et des membres du même groupe (collectivement «Brookfield») ont investi 750 millions de dollars dans TransAlta par l'entremise de l'achat de titres échangeables (les «titres échangeables»), lesquels pourront être échangés contre une participation dans les capitaux propres des actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta dans l'avenir. Le 1^{er} janvier 2024, la Société a reclassé les titres échangeables des passifs non courants aux passifs courants, car l'option de conversion peut être exercée en tout temps après le 31 décembre 2024, même s'il n'y a aucune obligation de remettre des équivalents de trésorerie et que le porteur ne peut exiger de remboursement. Cette méthode comptable est conforme à la modification.

B. Modifications comptables futures

La Société surveille étroitement les nouvelles normes comptables et les modifications aux normes comptables

existantes publiées par l'IASB. Les normes suivantes ont été publiées, mais ne sont pas encore entrées en vigueur.

Modifications à IFRS 9 et IFRS 7 – Contrats d'électricité produite à partir de sources naturelles

Le 18 décembre 2024, l'IASB a publié des modifications à IFRS 9, *Instruments financiers* et à IFRS 7, *Instruments financiers : Informations à fournir* afin d'améliorer l'information à fournir sur l'incidence financière des contrats d'électricité produite à partir de sources naturelles (c.-à-d. l'énergie éolienne et solaire), qui sont souvent définis comme des contrats d'achat d'électricité. En vertu de ces contrats, la quantité d'électricité produite peut varier selon des facteurs incontrôlables, tels que les conditions météorologiques. Les modifications précisent l'application du critère «pour utilisation par l'entité», permettent la comptabilité de couverture si ces contrats sont utilisés comme instruments de couverture et ajoutent de nouvelles obligations d'information quant à l'effet de ces contrats sur la performance financière et les flux de trésorerie de l'entité. Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2026. La Société évalue actuellement les incidences sur les états financiers.

Modifications à IFRS 7 et IFRS 9 – Classement et évaluation des instruments financiers

Le 29 mai 2024, l'IASB a publié *Modifications touchant le classement et l'évaluation des instruments financiers*, en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2026. Ces modifications ont une incidence sur IFRS 7 et IFRS 9. L'IASB a modifié les dispositions relatives au règlement des passifs financiers au moyen d'un système de paiement électronique et à l'évaluation des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels des actifs financiers, y compris ceux qui sont assortis de caractéristiques ESG. La Société évalue actuellement les incidences sur les états financiers.

IFRS 18, *États financiers : Présentation et informations à fournir*

Le 9 avril 2024, l'IASB a publié une nouvelle norme, IFRS 18, *États financiers : Présentation et informations à fournir*, qui introduit de nouvelles exigences visant à améliorer la comparabilité de l'état du résultat net et la transparence des mesures de la performance définies par la direction et un regroupement plus utile des informations dans les états financiers. La norme entre en vigueur pour les exercices ouverts à compter du

1^{er} janvier 2027. La Société évalue actuellement les incidences sur les états financiers.

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 Heartland Generation

Le 4 décembre 2024 (la «date d'acquisition»), la Société a acquis la totalité des actions ordinaires émises et en circulation de Heartland Generation Ltd. et d'Alberta Power (2000) Ltd. (collectivement, «Heartland») auprès d'Energy Capital Partners (ECP) (l'«acquisition»). L'acquisition, qui comprend la totalité des activités en Alberta et en Colombie-Britannique de Heartland, a été conclue à un prix d'acquisition total de 542 millions de dollars. Ce montant a été ajusté pour tenir compte de la réduction de 95 millions de dollars reflétant les avantages économiques des activités de Heartland générés depuis le 31 octobre 2023 et un ajustement du fonds de roulement de 2 millions de dollars. L'acquisition comprenait la prise en charge de la dette à long terme à la date d'acquisition de 232 millions de dollars et la trésorerie et les équivalents de trésorerie de 276 millions de dollars de Heartland, de sorte que le prix d'acquisition s'élevait à 493 millions de dollars. L'acquisition a été financée au moyen d'une combinaison de fonds en caisse et d'emprunts sur les facilités de crédit de la Société.

Heartland détient et exploite des actifs de production composés d'actifs de cogénération de 507 MW, d'actifs de production visée par des contrats et de production de pointe marchande de 387 MW, d'actifs de production thermique alimentés au gaz naturel de 950 MW, d'une capacité de transport et d'une filière de développement qui inclut le carrefour de carbone de Battle River de 400 MW.

Afin de respecter les exigences du Bureau fédéral de la concurrence, TransAlta a conclu une convention d'expédient

avec le commissaire de la concurrence en vertu de laquelle TransAlta a convenu de se dessaisir des actifs Poplar Hill et de Rainbow Lake de Heartland d'une capacité installée brute cumulée de 97 MW après la clôture (le «dessaisissement prévu»). ECP aura le droit de recevoir le produit tiré du dessaisissement prévu et les flux de trésorerie nets de ces actifs générés entre le 13 novembre 2024 et la date de la vente. Le processus de vente de ces actifs est en cours. La Société n'a pas de risque financier résiduel lié à la vente.

Les actifs corporels et immobilisations incorporelles acquis et les passifs repris sont comptabilisés à leur juste valeur estimative à la date d'acquisition. La contrepartie totale a été allouée aux actifs corporels et immobilisations incorporelles acquis et aux passifs repris, tout excédent étant comptabilisé à titre de goodwill.

La répartition du prix d'acquisition préliminaire reflète les meilleures estimations de la Société quant à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris en fonction de l'analyse des informations obtenues jusqu'à ce jour. La direction continue d'obtenir des informations précises à l'appui de l'évaluation des passifs liés à la conformité environnementale, de la provision pour démantèlement, des immobilisations corporelles et de l'impôt différé. Tout ajustement apporté à la répartition du prix d'acquisition sera effectué dès que possible, mais au plus tard un an après la date d'acquisition.

Le tableau suivant résume la juste valeur provisoire qui a été attribuée aux actifs nets acquis à la date d'acquisition.

4 décembre 2024

Actifs courants et actifs non courants	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	276
Créances clients et autres débiteurs	126
Actifs de gestion du risque – courants	7
Charges payées d'avance et autres	104
Actifs détenus en vue de la vente (note 18)	80
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 17)	107
Actifs de gestion du risque – non courants	9
Immobilisations corporelles et actifs au titre de droits d'utilisation (notes 19 et 20)	413
Immobilisations incorporelles (note 21)	57
Autres actifs	2
Actifs d'impôt différé (note 11)	41
Passifs courants et passifs non courants	
Dettes fournisseurs et charges à payer	193
Passifs de gestion du risque – courants	3
Partie courante de la provision pour frais de démantèlement (note 24)	4
Partie courante des autres provisions (note 24)	15
Partie courante des passifs sur contrats (note 5)	3
Partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives (note 25)	28
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives (note 25)	204
Partie non courante de la provision pour frais de démantèlement (note 24)	97
Autres provisions non courantes (note 24)	40
Passifs d'impôt différé (note 11)	108
Passifs de gestion du risque – non courants	1
Passifs sur contrats – non courants (note 5)	3
Total des actifs nets identifiables à la juste valeur	523
Goodwill découlant de l'acquisition (note 22)	51
Actifs nets acquis	574
Contrepartie en espèces	493
Contrepartie éventuelle à payer	81
Total de la contrepartie de l'acquisition transférée	574

Comme il a été mentionné précédemment, la Société a convenu de payer une contrepartie éventuelle à ECP pour le produit tiré du dessaisissement prévu et les flux de trésorerie nets de ces actifs générés entre le 13 novembre 2024 et la date de la vente. La contrepartie éventuelle de 81 millions de dollars comptabilisée dans le prix d'acquisition représente la juste valeur de la contrepartie éventuelle à la date d'acquisition. La juste valeur a été calculée en fonction du produit de la vente prévu et des flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation. Le dessaisissement prévu est classé et comptabilisé à titre d'actifs et de passifs détenus en vue de la vente.

Le goodwill de 51 millions de dollars comptabilisé dans le cadre de la transaction est attribuable aux passifs d'impôt différé comptabilisés dans le cadre de la transaction, qui sont comptabilisés au taux d'imposition effectif de la Société sans actualisation, et à la valeur attribuée à l'existence de l'ensemble de l'effectif. Le goodwill ne devrait pas être déductible aux fins des impôts sur le résultat.

Les charges liées à l'acquisition engagées se sont élevées à environ 24 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 et sont incluses dans les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration comptabilisées dans les comptes de résultat consolidés.

Les produits des activités ordinaires générés par l'acquisition pour la période du 4 décembre 2024 au 31 décembre 2024 s'élevaient à 34 millions de dollars. La perte nette avant impôts pour cette même période s'élevait à 11 millions de dollars. Si Heartland avait été acquise au début de l'exercice, les actifs auraient contribué à hauteur d'un montant estimé de 598 millions de dollars aux produits des activités ordinaires et de 66 millions de dollars au résultat net avant impôts.

Acquisition de TransAlta Renewables

Le 5 octobre 2023, la Société a conclu l'acquisition des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables qui n'étaient pas déjà détenues, directement ou indirectement, par la Société. La contrepartie totale versée s'est élevée à 1,3 milliard de dollars, et comprend 800 millions de dollars en trésorerie et 46 millions d'actions ordinaires de la Société d'une valeur de 514 millions de dollars selon le cours de clôture de 11,06 \$ des actions de la Société à la Bourse de Toronto le 4 octobre 2023.

À la clôture de l'acquisition, les coûts de transaction de 11 millions de dollars engagés dans le cadre de l'acquisition, déduction faite des impôts sur le résultat, ont été portés en diminution des actions ordinaires (4 millions de dollars) et imputés au déficit (7 millions de dollars).

Comme la Société a conservé le contrôle de TransAlta Renewables, l'acquisition a été comptabilisée comme une transaction sur capitaux propres. À la clôture de l'acquisition, les participations ne donnant pas le contrôle ont été diminuées de 630 millions de dollars et le cumul des autres éléments du résultat global a été augmenté de 64 millions de dollars afin d'éliminer les soldes précédemment attribués aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de TransAlta Renewables. La différence entre la contrepartie versée et ces montants a été comptabilisée dans le déficit.

Les facilités de crédit consortiales de la Société ont été modifiées pour consolider la facilité de crédit consortiale et la facilité à vue sans engagement de TransAlta Renewables avec les facilités de crédit de TransAlta. Les emprunts en trésorerie sur la facilité de crédit consortiale de TransAlta Renewables ont été remboursés et les lettres de crédit en cours ont été transférées dans la facilité à vue sans engagement de TransAlta. Les facilités de crédit de TransAlta Renewables ont par la suite été résiliées. Cette résiliation a entraîné une augmentation de 700 millions de dollars de la facilité de crédit consortiale de TransAlta, pour la porter à environ 2,0 milliards de dollars. Se reporter à la note 25.

5. Produits des activités ordinaires

A. Ventilation des produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires de la Société sont essentiellement tirés de la vente d'énergie, de la capacité et d'attributs environnementaux et fiscaux, de la location de centrales et des activités d'optimisation des actifs, que la

Société ventile entre les groupes suivants afin de déterminer comment les facteurs économiques influent sur la comptabilisation des produits des activités ordinaires.

Exercice clos le 31 décembre 2024	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commercialisation de l'énergie	Siège social ¹	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Électricité et autres	36	242	494	12	—	—	784
Attributs environnementaux et fiscaux ²	61	77	2	—	—	(34)	106
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	97	319	496	12	—	(34)	890
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation ³	16	(69)	282	311	168	—	708
Produits tirés des ventes marchandes	287	71	546	291	—	—	1 195
Autres ⁴	9	15	26	2	—	—	52
Total des produits des activités ordinaires	409	336	1 350	616	168	(34)	2 845
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires							
À un moment précis	61	28	—	12	—	(34)	67
Au fil du temps	36	291	496	—	—	—	823
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	97	319	496	12	—	(34)	890

1) L'élimination des ventes intersociétés est prise en compte dans le segment Siège social.

2) Les attributs environnementaux et fiscaux représentent les ventes d'attributs environnementaux et de transfert de crédits d'impôt à la production qui ne sont pas combinées aux ventes d'électricité et autres.

3) Représentent les profits ou les pertes réalisés et latents des positions de couverture et de dérivés. La volatilité des prix sur les marchés des produits de base peut varier considérablement d'une période à l'autre et faire fluctuer les positions de dérivés.

4) Les autres produits des activités ordinaires comprennent les produits tirés des crédits d'impôt à la production associés aux centrales éoliennes aux États-Unis faisant l'objet d'accords sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux, le total des produits tirés des contrats de location provenant des contrats à long terme qui respectent les critères des contrats de location simple et les autres produits divers.

Exercice clos le 31 décembre 2023	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 ¹	30	204	400	12	—	—	646
Attributs environnementaux et fiscaux ²	14	26	—	—	—	—	40
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	44	230	400	12	—	—	686
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation ^{1, 3}	44	(16)	(172)	251	220	—	327
Produits tirés des ventes marchandes	434	104	1 247	488	—	—	2 273
Autres ⁴	11	18	39	—	—	1	69
Total des produits des activités ordinaires	533	336	1 514	751	220	1	3 355
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires							
À un moment précis	14	26	—	12	—	—	52
Au fil du temps	30	204	400	—	—	—	634
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	44	230	400	12	—	—	686

1) Dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire, des pertes liées à la réévaluation à la valeur de marché de 14 millions de dollars ont été reclassées des Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients aux Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités afin que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour la période considérée.

2) Les attributs environnementaux et fiscaux représentent les ventes d'attributs environnementaux et de transfert de crédits d'impôt à la production qui ne sont pas combinées aux ventes d'électricité et autres.

3) Représentent les profits ou les pertes réalisés et latents des positions de couverture et de dérivés. La volatilité des prix sur les marchés des produits de base peut varier considérablement d'une période à l'autre et faire fluctuer les positions de dérivés.

4) Les autres produits des activités ordinaires comprennent les produits tirés des crédits d'impôt à la production associés aux centrales éoliennes aux États-Unis faisant l'objet d'accords sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux, le total des produits tirés des contrats de location provenant des contrats à long terme qui respectent les critères des contrats de location simple et les autres produits divers.

Exercice clos le 31 décembre 2022	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergé- tique	Commer- cialisation 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 et fiscaux 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 dérivés et d'autres activités de négociation ²	—	(121)	(821)	243	160	(2)	(541)
Produits tirés des ventes marchandes	564	119	1 529	461	—	—	2 673
Autres ³	8	21	39	—	—	—	68
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 et fiscaux représentent les ventes d'attributs environnementaux et de transfert de crédits d'impôt à la production qui ne sont pas combinées aux ventes d'électricité et autres.

2) Représentent les profits ou les pertes réalisés et latents des positions de couverture et de dérivés. La volatilité des prix sur les marchés des produits de base peut varier considérablement d'une période à l'autre et faire fluctuer les positions de dérivés.

3) Les autres produits des activités ordinaires comprennent les produits tirés des crédits d'impôt à la production associés aux centrales éoliennes aux États-Unis faisant l'objet d'accords sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux, le total des produits tirés des contrats de location provenant des contrats à long terme qui respectent les critères des contrats de location simple et les autres produits divers.

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 2024 s'élevait à environ 2 336 millions de dollars, un montant d'environ 455 millions de dollars devant être comptabilisé au cours de la période 2025-2027, un montant de 391 millions de dollars au cours de la période 2028-2030, un montant de 668 millions de dollars au cours de la période 2031-2035, et un montant de 822 millions de dollars pour 2036 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.

Les passifs sur contrats de 36 millions de dollars au 31 décembre 2024 représentent la contrepartie reçue des clients avant de remplir l'obligation de prestation connexe en fournissant les biens qui s'y rattachent. Les produits des activités ordinaires sont comptabilisés lorsque l'obligation de prestation est remplie. Des passifs sur contrats de 6 millions de dollars ont été acquis auprès de Heartland (se reporter à la note 4).

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	2024		2023 ¹		2022	
	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	369	—	384	—	578	—
Coûts du combustible – charbon	123	—	177	—	146	—
Redevances, coûts de location des terrains et autres coûts directs	28	—	25	—	25	—
Achats d'électricité	419	—	474	—	514	—
Salaires et avantages sociaux	—	296	—	254	—	263
Autres charges d'exploitation ¹	—	359	—	285	—	258
Total	939	655	1 060	539	1 263	521

1) Pour l'exercice 2023, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration comprennent un montant de 14 millions de dollars lié à la réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux liés à nos centrales alimentées au gaz naturel.

Centrale de Brazeau – Signalement volontaire relatif à la réserve tournante

En 2022, une provision de 20 millions de dollars a été initialement comptabilisée dans les produits des activités ordinaires, reflétant une restitution possible des produits des activités ordinaires et une provision de 2 millions de dollars comptabilisée au titre des amendes et pénalités éventuelles. L'évaluation finale ne comportait aucune restitution des produits des activités ordinaires et des pénalités de 33 millions de dollars, ce qui a entraîné la reprise de la provision pour restitution initiale dans les produits des activités ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 et la comptabilisation du montant total des pénalités imposées dans les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration. Se reporter à la note 37 pour plus de précisions.

Coûts de transaction et de restructuration liés à l'acquisition

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024, la Société a comptabilisé des coûts de transaction et de restructuration liés à l'acquisition de 24 millions de dollars dans les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration à titre d'autres charges d'exploitation liées à l'acquisition de Heartland, comprenant principalement les indemnités de départ, et les honoraires juridiques et de consultation.

7. Imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs

Dans le cadre des contrôles de surveillance de la Société, des prévisions à long terme sont préparées pour chaque UGT. Ces estimations de prévisions à long terme servent à évaluer l'importance des indicateurs potentiels de dépréciation et constituent des critères pour évaluer les changements défavorables dans l'exploitation. La Société examine également la relation entre sa capitalisation boursière et sa valeur comptable, entre autres facteurs, au moment de l'analyse des indicateurs de dépréciation. En présence d'indicateurs de dépréciation, la Société estime la valeur recouvrable (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	2024	2023	2022
Secteurs :			
Hydroélectricité	—	(10)	21
Énergie éolienne et énergie solaire	—	(4)	43
Siège social	—	—	(2)
Variations de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état d'actifs mis hors service ¹	24	(34)	(53)
Frais de mise en valeur de projets	22	—	—
Imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs	46	(48)	9

1) Liées aux variations des taux d'actualisation et aux révisions des frais de démantèlement estimés des actifs mis hors service en 2024, 2023 et 2022. Se reporter à la note 24 pour plus de précisions.

En 2024, la Société a comptabilisé une dépréciation des frais de mise en valeur de projets liée à des projets qui ne sont plus en cours.

Hydroélectricité

En 2023, des évaluations internes ont révélé que la juste valeur diminuée des coûts de sortie pour deux centrales hydroélectriques dépassait la valeur comptable en raison de la prolongation d'un contrat et des modifications apportées aux hypothèses sur les prix de l'électricité, ce qui a eu une incidence favorable sur les flux de trésorerie futurs estimatifs et entraîné l'exécution d'un test de recouvrabilité. Par suite du test de recouvrabilité, une reprise de dépréciation de 10 millions de dollars a été comptabilisée. La valeur recouvrable totale de 70 millions de dollars 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.

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.

Énergie éolienne et énergie solaire

En 2023, la Société a comptabilisé une reprise de dépréciation nette de 4 millions de dollars. Des évaluations internes ont révélé que la juste valeur diminuée des coûts de sortie de trois centrales éoliennes dépassait la valeur comptable en raison des modifications apportées aux hypothèses sur les prix de l'électricité, ce qui a eu une incidence favorable sur les flux de trésorerie futurs estimatifs et entraîné des reprises de dépréciation de 17 millions de dollars. La valeur recouvrable totale de 540 millions de dollars 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.

Également, en 2023, deux parcs éoliens ont subi une perte de valeur en raison surtout des hypothèses sur les prix

d'électricité défavorables et des changements dans les flux de trésorerie futurs estimatifs, entraînant une imputation pour dépréciation de 13 millions de dollars. La valeur recouvrable de 130 millions de dollars pour ces deux actifs était fondée sur la juste valeur estimative diminuée des coûts de sortie obtenue au moyen de la méthode d'actualisation des flux de trésorerie et est classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs.

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 au moyen de la méthode d'actualisation des flux de trésorerie et est classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs.

8. Autres produits d'exploitation, montant net

Les autres produits d'exploitation, montant net comprennent ce qui suit :

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	2022
Ententes sur l'élimination du charbon en Alberta	(40)	(40)	(40)
Dommages-intérêts prédéterminés recouvrables	(10)	(6)	(12)
Divers	(9)	(1)	(6)
Autres produits d'exploitation, montant net	(59)	(47)	(58)

Ententes 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 des ententes, y compris celles conclues dans le cadre de l'acquisition de Heartland, la Société recevra des paiements de transition annuels au comptant d'environ 44 millions de dollars au plus tard le 31 juillet. Ces paiements continueront jusqu'à la résiliation des contrats 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 assujettie au respect de certaines modalités et conditions, y compris l'élimination de toutes les émissions des centrales alimentées au charbon au plus tard le 31 décembre 2030. Cette condition a été satisfaite. Toutefois, les centrales touchées pourront en tout temps continuer à produire de l'électricité en utilisant une autre méthode après le 31 décembre 2030.

Dommages-intérêts prédéterminés recouvrables

La Société reçoit des dommages-intérêts prédéterminés découlant des exigences que l'entrepreneur doit respecter en matière de garanties de disponibilité des éoliennes à ses centrales éoliennes.

Démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance

Le 9 décembre 2024, l'Alberta Utilities Commission a rendu sa décision relativement à la remise en état de l'unité A de la centrale de Sundance de la Société, qui accorde à TransAlta un remboursement de 9 millions de dollars par le Balancing Pool pour les coûts de démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance engagés par la Société, y compris sa quote-part des coûts de la mine de Highvale. Le montant, compris dans Divers pour 2024, représente la partie non recouvrée des coûts de démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance. Se reporter à la note 37 pour plus de précisions.

9. Placements

La variation des placements se présente comme suit :

	EMG	Skookumchuck	Tent Mountain	EIP	Ekona	Total
Classement	Comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	Comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	Comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	JVRN	JVAERG	
Solde au 31 décembre 2022	12	105	—	11	1	129
Placement	—	—	10	4	—	14
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	(4)	8	—	—	—	4
Distributions reçues	—	(6)	—	—	—	(6)
Variation des taux de change	—	(3)	—	—	—	(3)
Solde au 31 décembre 2023	8	104	10	15	1	138
Placement	—	—	3	5	—	8
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	(4)	10	(1)	—	—	5
Distributions reçues	—	(5)	—	—	—	(5)
Variation des taux de change	2	9	—	—	—	11
Variation nette de la juste valeur comptabilisée en résultat net	—	—	—	2	—	2
Solde au 31 décembre 2024	6	118	12	22	1	159

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, EMG International, LLC («EMG») et Tent Mountain Renewable Energy Complex («Tent Mountain»).

EMG International, LLC

TransAlta détient une participation de 30 % dans EMG, une entreprise de traitement des eaux usées. Les résultats sont tirés de la conception et de la construction de centrales de traitement des eaux usées.

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.

Projet d'aménagement hydroélectrique par pompage de Tent Mountain

Le 24 avril 2023, la Société a fait l'acquisition d'une participation de 50 % dans le complexe d'énergie renouvelable de 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, auprès d'Evolve Power Ltd., auparavant Montem Resources Limited. 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 a versé 8 millions de dollars à Evolve à la clôture de l'acquisition et a effectué un placement supplémentaire de 2 millions de dollars au cours de 2023. Le 8 octobre 2024, la Société a augmenté sa participation, la faisant passer de 50 % à 60 %, en convertissant le solde impayé d'un prêt en participation additionnelle dans la coentreprise. Des paiements éventuels supplémentaires pouvant atteindre 17 millions de dollars peuvent devenir payables à Evolve sous réserve de l'atteinte

de jalons spécifiques de développement et commerciaux. La Société et Evolve contrôlent conjointement Tent Mountain, de sorte que la Société comptabilise sa participation dans la

coentreprise au moyen de la méthode de la mise en équivalence.

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

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	2022
Résultats des activités d'exploitation			
Produits des activités ordinaires et autres produits d'exploitation	28	22	24
Charges	(23)	(18)	(15)
Quote-part du résultat net	5	4	9

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. 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 soutient la commercialisation de la nouvelle plateforme technologique de pyrolyse du méthane d'Ekona, qui est développée pour produire 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

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

	2024	2023	2022
Intérêt sur la dette	197	203	164
Intérêt sur les débentures échangeables (note 26)	31	29	29
Intérêt sur les actions privilégiées échangeables (note 26)	28	28	28
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif (note 19)	(16)	(57)	(16)
Intérêts sur les obligations locatives	10	9	7
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	21	21	27
Réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux (note 25)	3	—	(2)
Désactualisation des provisions (note 24)	50	48	49
Charge d'intérêts	324	281	286

11. Impôts sur le résultat

Comptes de résultat consolidés

I. Rapprochement des taux

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	2022
Résultat avant impôts sur le résultat	319	880	353
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, non assujetti à l'impôt	(10)	(80)	(94)
Résultat ajusté avant impôts sur le résultat	309	800	259
Taux d'impôt canadien, fédéral et provincial, prévu par la loi (%)	23,3 %	23,4 %	23,4 %
Charge d'impôts sur le résultat prévu	72	187	61
(Diminution) augmentation des impôts sur le résultat résultant des éléments suivants :			
Écarts de taux d'impôt effectifs étrangers	(6)	9	(1)
Charge non déductible ¹	46	58	130
Résultat non imposable	(10)	—	—
Perte (gain) en capital imposable	1	(2)	18
Recouvrement d'impôt différé lié aux différences temporaires relatives au placement dans des filiales	(5)	(3)	(2)
Reprise des actifs d'impôt différé non comptabilisés	(13)	(178)	(24)
Différences avec les taux prévus par la loi et autres différences	(1)	1	(3)
Ajustements au titre de l'impôt différé d'exercices antérieurs	(11)	1	6
Divers	7	11	7
Charge d'impôts sur le résultat	80	84	192
Taux d'impôt effectif (%)	26 %	11 %	74 %

1) Ce montant se rapporte aux ajustements fiscaux de la période considérée 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), aux pénalités non déductibles canadiennes et à un ajustement fiscal lié aux dividendes sur actions privilégiées, traités comme des intérêts aux fins comptables.

Loi sur l'impôt minimum mondial

En réponse au modèle de règles du Pilier 2 de l'OCDE, le Canada a adopté la *Loi sur l'impôt minimum mondial* («LIMM») le 19 juin 2024. La LIMM prévoit un impôt minimum de 15 % sur une base juridictionnelle. L'adoption de la LIMM n'a pas eu d'incidence importante sur la charge d'impôts de

la Société. IAS 12 contient une exception temporaire obligatoire liée à la comptabilisation et à la présentation d'informations sur l'impôt différé découlant des règles du Pilier 2. La Société s'est prévaluée de cette exception.

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	2024	2023	2022
Charge d'impôt exigible	143	50	65
(Recouvrement) charge d'impôt différé lié à la naissance et à la résorption des différences temporaires	(45)	215	153
Recouvrement d'impôt différé lié aux différences temporaires relatives au placement dans des filiales	(5)	(3)	(2)
Reprise des actifs d'impôt différé non comptabilisés ¹	(13)	(178)	(24)
Charge d'impôts sur le résultat	80	84	192
Charge d'impôt exigible	143	50	65
(Recouvrement) charge d'impôt différé	(63)	34	127
Charge d'impôts sur le résultat	80	84	192

1) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, la Société a comptabilisé des actifs d'impôt différé de 13 millions de dollars (178 millions de dollars en 2023 et 24 millions de dollars en 2022). 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 152 millions de dollars (157 millions de dollars en 2023) au motif qu'il n'est pas probable qu'un résultat imposable futur suffisant sera généré pour permettre d'utiliser ces actifs d'impôt.

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	2024	2023	2022
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat lié à :			
Incidence nette liée aux couvertures de flux de trésorerie	53	27	(112)
Incidence nette liée aux couvertures des investissements dans des établissements à l'étranger	(4)	1	(3)
Incidence nette liée aux gains actuariels nets (pertes actuarielles nettes)	3	(1)	12
Coûts de transaction pour l'acquisition de TransAlta Renewables	—	(2)	—
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat comptabilisé dans les capitaux propres	52	25	(103)

États de la situation financière consolidés

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

Aux 31 décembre	2024	2023 ²
Pertes autres qu'en capital ¹	149	88
Frais de démantèlement et de remise en état futurs	184	140
Immobilisations corporelles	(646)	(528)
Placement dans des filiales ²	(60)	(63)
Actifs et passifs de gestion du risque, montant net	40	99
Régimes d'avantages du personnel et de rémunération	52	50
Écarts de change	16	12
Autres différences temporaires imposables	(1)	(6)
Passifs d'impôt différé, montant net, avant actifs d'impôt différé non comptabilisés	(266)	(208)
Actifs d'impôt différé non comptabilisés	(152)	(157)
Passifs d'impôt différé, montant net	(418)	(365)

1) Les pertes autres qu'en capital arrivent à échéance entre 2031 et 2044. Les pertes d'exploitation nettes tirées des activités aux États-Unis n'ont pas d'échéance.

2) Les chiffres comparatifs de 2023 ont été reclassés afin de rendre leur classement conforme à la présentation de la période considérée.

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

Aux 31 décembre	2024	2023
Actifs d'impôt différé ¹	52	21
Passifs d'impôt différé	(470)	(386)
Passifs d'impôt différé, montant net	(418)	(365)

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.

Éventualités

Au 31 décembre 2024, la Société avait comptabilisé un passif net de néant (néant en 2023) relatif à des positions fiscales incertaines.

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	Détenteur de participation ne donnant pas le contrôle	Participation ne donnant pas le contrôle au 31 décembre 2024	Participation ne donnant pas le contrôle au 31 décembre 2023
TransAlta Cogeneration LP	Canadian Power Holdings Inc.	49,99 %	49,99 %
Kent Hills Wind LP	Natural Forces Technologies Inc.	17 %	17 %
TransAlta Renewables Inc.	Actionnaires publics	néant	néant ¹

1) La participation ne donnant pas le contrôle s'élevait à 39,9 % du 1^{er} janvier 2023 au 4 octobre 2023.

TransAlta Cogeneration LP («TA Cogen») exploite un portefeuille de centrales de cogénération au Canada et détient une participation de 50 % dans Sheerness, une centrale au bicarburant.

Kent Hills Wind LP, une filiale, détient et exploite le parc éolien de Kent Hills (unités 1, 2 et 3) d'une capacité de 167 MW situé au Nouveau-Brunswick.

TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables») était auparavant une entité non détenue en propriété exclusive cotée en Bourse détenant un portefeuille de centrales alimentées au gaz et d'installations de production d'énergie

renouvelable, et détenant des participations financières dans d'autres centrales alimentées au gaz et à partir d'énergies renouvelables de la Société.

Le 5 octobre 2023, la Société a acquis la totalité des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables qui n'étaient pas déjà détenues, directement ou indirectement, par TransAlta et certains membres du même groupe qu'elle.

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

TA Cogen

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	2022
Produits des activités ordinaires	167	290	347
Résultat net et total du résultat global	9	121	143
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :			
Résultat net	9	80	91
Total du résultat global	9	80	91
Distributions versées à Canadian Power Holdings Inc.	40	148	87

Aux 31 décembre	2024	2023
Actifs courants	47	43
Actifs non courants	130	193
Passifs courants	(48)	(41)
Passifs non courants	(32)	(34)
Total des capitaux propres	(97)	(161)
Capitaux propres attribuables à Canadian Power Holdings Inc.	(46)	(79)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)	49,99	49,99

Kent Hills Wind LP

Avant le 5 octobre 2023, les informations financières en lien avec la participation ne donnant pas le contrôle de 17 % dans Kent Hills Wind LP figuraient dans les informations financières de TransAlta Renewables présentées dans cette note.

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023 ¹
Produits des activités ordinaires	34	7
Résultat net et total du résultat global	7	2
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :		
Résultat net et total du résultat global	1	—

1) Représente les informations financières pour la période du 5 octobre 2023 au 31 décembre 2023. Le résultat net attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle dans Kent Hills Wind LP avant le 5 octobre 2023 figure dans les informations présentées pour TransAlta Renewables.

Aux 31 décembre	2024	2023
Actifs courants	33	35
Actifs non courants	463	481
Passifs courants	(26)	(42)
Passifs non courants	(174)	(188)
Total des capitaux propres	(296)	(285)
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	(51)	(48)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)	17	17

TransAlta Renewables

Les informations financières présentées ci-dessous comprennent la participation ne donnant pas le contrôle de 17 % dans Kent Hills Wind LP jusqu'au 5 octobre 2023. Au 31 décembre 2024 et au 31 décembre 2023, TransAlta Renewables était une filiale en propriété exclusive de la Société. Se reporter à la note 4 pour plus de précisions.

Exercices clos les 31 décembre	2023 ¹	2022
Produits des activités ordinaires	303	560
Résultat net	56	74
Total du résultat global	(7)	(67)
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :		
Résultat net	21	20
Total du résultat global	(4)	(36)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle ²	75	100

1) Participation ne donnant pas le contrôle avant la date de transaction le 5 octobre 2023. Représente les informations financières pour la période du 1^{er} janvier 2023 au 4 octobre 2023.

2) Les distributions versées au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023 comprennent des dividendes de 25 millions de dollars déclarés au quatrième trimestre de 2022.

13. Créances clients et autres débiteurs, et dettes fournisseurs, charges à payer et autres passifs courants

Aux 31 décembre	2024	2023
Créances clients	570	600
Garanties fournies (note 15)	124	145
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 17)	30	19
Partie courante du prêt à recevoir (note 23)	1	1
Impôts sur le résultat à recevoir	42	42
Créances clients et autres débiteurs	767	807

Aux 31 décembre	2024	2023
Dettes fournisseurs et charges à payer	694	772
Impôts sur le résultat à payer	23	9
Intérêts à payer	17	16
Partie courante des passifs sur contrats (note 5)	12	3
Passifs détenus en vue de la vente	1	—
Garanties détenues (note 15)	9	9
Dettes fournisseurs, charges à payer et autres passifs courants	756	809

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.

Valeur comptable au 31 décembre 2024	Instruments dérivés utilisés à des fins de couverture	Instruments dérivés détenus à des fins de transaction (JVRN)	Coût amorti	Autres actifs et passifs financiers (JVRN)	Autres actifs financiers (JVAERG)	Total
Actifs financiers						
Trésorerie et équivalents de trésorerie ¹	—	—	337	—	—	337
Liquidités soumises à restrictions	—	—	69	—	—	69
Créances clients et autres débiteurs ²	—	—	725	—	—	725
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	305	—	—	305
Partie non courante du prêt à recevoir ³	—	—	24	—	—	24
Autres placements ⁴	—	—	—	22	1	23
Actifs de gestion du risque						
Courants	45	273	—	—	—	318
Non courants	—	93	—	—	—	93
Passifs financiers						
Découvert bancaire	—	—	1	—	—	1
Dettes fournisseurs, charges à payer et autres passifs courants ⁵	—	—	720	—	—	720
Contrepartie éventuelle	—	—	—	81	—	81
Dividendes à verser	—	—	49	—	—	49
Passifs de gestion du risque						
Courants	—	277	—	—	—	277
Non courants	—	305	—	—	—	305
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives ⁶	—	—	3 808	—	—	3 808
Titres échangeables	—	—	750	—	—	750

1) Comprennent des équivalents de trésorerie de néant.

2) Exclut les impôts sur le résultat à recevoir.

3) Incluse dans les autres actifs. Se reporter à la note 23.

4) Inclus dans les placements. Se reporter à la note 9.

5) Exclut la partie courante des passifs sur contrats, les impôts sur le résultat à payer et les passifs détenus en vue de la vente.

6) Comprend la partie courante.

Valeur comptable au 31 décembre 2023	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 (JVAERG)	Total
Actifs financiers						
Trésorerie et équivalents de trésorerie ¹	—	—	348	—	—	348
Liquidités soumises à restrictions	—	—	69	—	—	69
Créances clients et autres débiteurs ²	—	—	765	—	—	765
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	171	—	—	171
Partie non courante du prêt à recevoir ³	—	—	25	—	—	25
Autres placements ⁴	—	—	—	15	1	16
Actifs de gestion du risque						
Courants	—	151	—	—	—	151
Non courants	—	52	—	—	—	52
Passifs financiers						
Découvert bancaire	—	—	3	—	—	3
Dettes fournisseurs, charges à payer et autres passifs courants ⁵	—	—	797	—	—	797
Dividendes à verser	—	—	49	—	—	49
Passifs de gestion du risque						
Courants	125	189	—	—	—	314
Non courants	80	194	—	—	—	274
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives ⁶	—	—	3 466	—	—	3 466
Titres échangeables	—	—	744	—	—	744

1) Comprennent des équivalents de trésorerie de néant.

2) Exclut les impôts sur le résultat à recevoir.

3) Incluse dans les autres actifs. Se reporter à la note 23.

4) Inclus dans les placements. Se reporter à la note 9.

5) Exclut la partie courante des passifs sur contrats, les impôts sur le résultat à payer et les passifs détenus en vue de la vente.

6) Comprend 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 2024 : niveau I – passif net de 12 millions de dollars (passif net de 13 millions de dollars au 31 décembre 2023), niveau II – passif net de 2 millions de dollars (passif net de 244 millions de dollars au 31 décembre 2023) et

niveau III – passif net de 153 millions de dollars (passif net de 147 millions de dollars au 31 décembre 2023).

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 2024 découlent

essentiellement des règlements de contrats et de la volatilité des prix du marché sur plusieurs marchés pour les contrats existants et les nouveaux 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 2024 et 2023 :

	Exercice clos le 31 déc. 2024			Exercice clos le 31 déc. 2023		
	Éléments autres que de			Éléments autres que de		
	Couvertures	couverture	Total	Couvertures	couverture	Total
Solde d'ouverture	—	(147)	(147)	(347)	(435)	(782)
Variations attribuables aux :						
Nouveaux contrats ajoutés ¹	—	3	3	—	—	—
Variations des prix du marché pour les contrats existants	—	(49)	(49)	(123)	(6)	(129)
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	—	27	27	—	18	18
Contrats réglés	—	23	23	256	269	525
Variation des taux de change	—	(10)	(10)	9	7	16
Transferts du niveau III ²	—	—	—	205	—	205
Actifs (passifs) nets de gestion du risque à la fin de l'exercice	—	(153)	(153)	—	(147)	(147)
Informations supplémentaires sur le niveau III :						
Pertes comptabilisées dans les autres éléments du résultat global	—	—	—	(114)	—	(114)
Total des (pertes) profits compris dans le résultat avant impôts sur le résultat	—	(32)	(32)	(256)	19	(237)
(Pertes) profits latents compris dans le résultat avant impôts sur le résultat liés aux actifs (passifs) nets détenus à la fin de l'exercice	—	(9)	(9)	—	288	288

1) Les nouveaux contrats ajoutés en 2024 représentent les contrats acquis auprès de Heartland.

2) La Société a conclu un contrat de vente d'électricité à long terme, à prix fixe, aux États-Unis visant la livraison d'électricité. Au 31 décembre 2023, la juste valeur a été transférée depuis le niveau III vers le niveau II puisque la courbe de prix à terme était fondée sur les cours de marché observables pour la durée résiduelle du contrat.

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 de processus 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 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 2024, le solde total des actifs de gestion du risque de niveau III s'élevait à 110 millions de dollars (56 millions de dollars au 31 décembre 2023) et le solde total des passifs de gestion du risque de niveau III s'élevait à 263 millions de dollars (203 millions de dollars au 31 décembre 2023). Les passifs nets de gestion du risque ont augmenté principalement en raison des variations des prix du marché contrebalancées par les contrats réglés. 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.

Au		31 décembre 2024		
Description	Technique d'évaluation	Données d'entrée non observables	Variation raisonnablement possible	Sensibilité ¹
Livraison de charbon – États-Unis	Évaluation numérique des instruments dérivés	Volatilité	80 % à 120 %	+1
		Augmentation du tarif ferroviaire	Zéro à 10 %	-1
Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	Baisse ou hausse du prix de 6 \$ US	+42
		Prix des crédits d'énergie renouvelable à terme non liquides ² (par unité)	Baisse du prix de 12 \$ US ou hausse de 8 \$ US	
		Escomptes sur l'énergie éolienne	Baisse de 0 % ou hausse de 6 %	-30
Ventes d'énergie éolienne à long terme – Canada	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	Baisse du prix de 57 \$ ou hausse de 10 \$	+53
		Escomptes sur l'énergie éolienne	Baisse de 15 % ou hausse de 5 %	-17
Ventes d'énergie éolienne à long terme – centre des États-Unis	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	Baisse du prix de 4 \$ US ou hausse de 3 \$ US	+84
		Escomptes sur l'énergie éolienne	Baisse de 2 % ou hausse de 2 %	-77

1) La sensibilité représente l'augmentation ou la diminution totale de la juste valeur comptabilisée qui pourrait découler des variations raisonnablement possibles de toutes les données d'entrées non observables.

2) Crédits d'énergie renouvelable.

Au

31 décembre 2023

Description	Technique d'évaluation	Données d'entrée non observables	Variation raisonnablement possible	Sensibilité ¹
Livraison de charbon – États-Unis	Évaluation numérique des instruments dérivés	Volatilité	80 % à 120 %	+6
		Augmentation du tarif ferroviaire	Zéro à 10 %	-4
Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	Baisse ou hausse du prix de 6 \$ US	+24
		Prix des crédits d'énergie renouvelable à terme non liquides (par unité)	Baisse du prix de 12 \$ US ou hausse de 8 \$ US	
		Escomptes sur l'énergie éolienne	Baisse de 0 % ou hausse de 9 %	-28
Ventes d'énergie éolienne à long terme – Canada	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	Baisse du prix de 81 \$ ou hausse de 5 \$	+65
		Escomptes sur l'énergie éolienne	Baisse de 16 % ou hausse de 5 %	-23
Ventes d'énergie éolienne à long terme – centre des États-Unis	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	Baisse du prix de 1 \$ US ou hausse de 2 \$ US	+81
		Escomptes sur l'énergie éolienne	Baisse de 5 % ou hausse de 2 %	-36

1) La sensibilité représente l'augmentation ou la diminution totale de la juste valeur comptabilisée qui pourrait découler des variations raisonnablement possibles de toutes les données d'entrées non observables.

a. 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 la volatilité des options et l'augmentation du tarif ferroviaire. 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.

b. Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis

La Société est partie à 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, donne lieu à un 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 à titre de dérivé et 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.

c. Ventes d'énergie éolienne à long terme – Canada

La Société est partie à deux contrats d'achat d'électricité virtuels («CAÉV») visant l'enlèvement de la totalité de la production du 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, donnent lieu à des 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. Les clients sont également autorisés à prendre physiquement livraison des attributs environnementaux. Les deux CAÉV sont entrés en vigueur à la mise en service du parc en août 2023 et ont une durée moyenne pondérée d'environ 17 ans.

Les composantes énergie de ces contrats sont comptabilisées comme dérivés et 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.

d. Ventes d'énergie éolienne à long terme – centre des États-Unis

La Société est partie à deux CAÉV à long terme visant la totalité de la production des parcs éoliens White Rock East et White Rock West de 302 MW. Les CAÉV, jumelés à la vente d'électricité produite sur le marché du Southwest Power Pool («SPP») des États-Unis au prix établi pour le nœud pertinent, donnent lieu à des prix contractuels fixes par MWh. Aux termes des CAÉV, si le prix du SPP est moins élevé que le prix contractuel fixe, le client paie la différence à la Société et si le prix du SPP 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 sont entrés en vigueur à la mise en service des parcs éoliens au premier trimestre de 2024.

La Société est également partie à un CAÉV visant l'enlèvement de la totalité de la production de son projet de parc éolien Horizon Hill de 202 MW. Le CAÉV, jumelé à la vente d'électricité produite sur le marché du SPP au prix établi pour le nœud pertinent, donne lieu à un prix contractuel fixe par MWh. Aux termes du CAÉV, si le prix du SPP est moins élevé que le prix contractuel fixe, le client paie la différence à la Société et si le prix du SPP 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 est entré en vigueur dès la mise en service du parc éolien au deuxième trimestre de 2024.

Les composantes énergie de ces contrats sont comptabilisées comme dérivés et 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 4 millions de dollars au 31 décembre 2024 (actif net de 19 millions de dollars au 31 décembre 2023), sont classés au niveau II de la hiérarchie des justes valeurs. Les variations des autres actifs et passifs nets de gestion du risque au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024 sont attribuables aux contrats acquis dans le cadre de l'acquisition de Heartland (note 4), contrebalancées par des variations défavorables des prix du marché pour les contrats existants, les taux de change défavorables des nouveaux contrats conclus en 2024 et les contrats réglés en 2024.

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 2024	—	739	—	739	750
Dette à long terme au 31 décembre 2024	—	3 447	—	3 447	3 657
Prêt à recevoir au 31 décembre 2024	—	25	—	25	25
Titres échangeables au 31 décembre 2023	—	718	—	718	744
Dette à long terme au 31 décembre 2023	—	3 104	—	3 104	3 323
Prêt à recevoir au 31 décembre 2023	—	26	—	26	26

1) Comprend la partie courante.

Les justes valeurs des débentures, 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 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	2024	2023	2022
Profit net non amorti (perte nette non amortie) au début de l'exercice	3	(213)	(131)
Nouveaux profits (pertes) initiaux ¹	31	47	(37)
Variations découlant de la modification de contrats ²	—	190	—
Variation des taux de change	(3)	6	(10)
Amortissement comptabilisé dans le résultat net au cours de l'exercice	(20)	(27)	(35)
Profit net non amorti (perte nette non amortie) à la fin de l'exercice	11	3	(213)

1) En 2024 et 2023, la Société a conclu des contrats de vente d'électricité à long terme, à prix fixe, avec certains de ses clients aux États-Unis, ce qui a donné lieu à de nouvelles pertes initiales 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.

2) En 2023, la Société a conclu certaines modifications de contrats liées aux projets de parcs éoliens White Rock et Horizon Hill. Ces modifications visaient principalement à obtenir des hausses de prix sur la durée du contrat. Par conséquent, certains ajustements d'étalonnage de perte initiale ont été comptabilisés dans les passifs de gestion du risque.

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 2024

	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base			
Courants	45	8	53
Non courants	—	(220)	(220)
Actifs (passifs) nets de gestion du risque lié aux produits de base	45	(212)	(167)
Divers			
Courants	—	(12)	(12)
Non courants	—	8	8
Autres passifs nets de gestion du risque	—	(4)	(4)
Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque	45	(216)	(171)

Au 31 décembre 2023

	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base			
Courants	(125)	(53)	(178)
Non courants	(80)	(146)	(226)
Passifs nets de gestion du risque lié aux produits de base	(205)	(199)	(404)
Divers			
Courants	—	15	15
Non courants	—	4	4
Autres passifs nets de gestion du risque	—	19	19
Total des passifs nets de gestion du risque	(205)	(180)	(385)

Conventions de compensation

Les tableaux ci-dessous présentent 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 2024	Montants bruts des actifs (passifs) financiers comptabilisés	Montants compensés	Montants nets présentés à l'état de la situation financière	Conventions- cadres de compensation¹	Montant net
Actifs courants de gestion du risque	686	(421)	265	(18)	247
Actifs non courants de gestion du risque	153	(59)	94	(1)	93
Passifs courants de gestion du risque	(662)	421	(241)	18	(223)
Passifs non courants de gestion du risque	(128)	59	(69)	1	(68)
Créances clients et autres débiteurs ²	1 519	(1 273)	246	(7)	239
Dettes fournisseurs et charges à payer ²	(1 470)	1 273	(197)	7	(190)

Au 31 décembre 2023	Montants bruts des actifs (passifs) financiers comptabilisés	Montants compensés	Montants nets présentés à l'état de la situation financière	Conventions- cadres de compensation¹	Montant net
Actifs courants de gestion du risque	528	(355)	173	(7)	166
Actifs non courants de gestion du risque	161	(91)	70	(2)	68
Passifs courants de gestion du risque	(504)	355	(149)	7	(142)
Passifs non courants de gestion du risque	(145)	91	(54)	2	(52)
Créances clients et autres débiteurs ²	789	(646)	143	(11)	132
Dettes fournisseurs et charges à payer ²	(760)	646	(114)	11	(103)

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 aux prix de l'électricité 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 de la Société, 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. Cette mesure comporte des limites inhérentes. La VaR repose sur les données historiques, en supposant que les fluctuations des prix passées reflètent les risques de marché futurs. Ainsi, elle peut n'être significative que dans une conjoncture normale du marché et ne tient pas compte des événements extrêmes du marché. 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 2024 liée aux activités de négociation pour compte propre de la Société était de 3 millions de dollars (4 millions de dollars en 2023 et 4 millions de dollars en 2022).

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 2024, 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 8 millions de dollars (23 millions de dollars en 2023 et 97 millions de dollars en 2022). 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 2024, la VaR liée à ces transactions s'établissait à 13 millions de dollars (16 millions de dollars en 2023 et 45 millions de dollars en 2022).

Pour le risque de marché lié aux contrats de vente d'électricité à long terme et aux contrats de vente d'énergie éolienne à long terme, se reporter au tableau qui présente les évaluations de niveau III et les données d'entrée non observables et les sensibilités qui s'y rattachent à la note 14 B) II).

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

Au 31 décembre 2024, 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.

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	2024		2023	
Type (en milliers)	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Notionnel vendu	Notionnel acquis
Électricité (MWh)	47 593	8 416	54 043	12 628
Gaz naturel (GJ)	2 122	79 194	50 949	209 348
Transport (MWh)	—	292	—	856
Émissions (MWh)	167	370	212	804
Émissions (tonnes)	1 850	150	4 450	5 125
Charbon (tonnes)	—	1 728	—	5 172

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 consortiale de la Société, la facilité à terme, la facilité à terme de Heartland et l'obligation sans recours de Poplar Creek sont assujetties à des taux d'intérêt variables, et représentaient 23 % de la dette totale à long terme de la Société au 31 décembre 2024 (14 % en 2023). Le risque de taux d'intérêt est géré au moyen d'instruments dérivés.

En 2024, la Société avait des swaps de taux d'intérêt en vigueur d'un notionnel de 190 millions de dollars, qui ne sont pas désignés comme couvertures, aux termes desquels la Société bénéficie d'un taux d'intérêt variable équivalant au taux CORRA à trois mois majoré d'une prime de 0,321 %, et

verse des intérêts à taux fixe correspondant à un taux moyen pondéré de 1,64 % sur le notionnel.

Les facilités de crédit et les facilités à terme dont un montant de 545 millions de dollars est en cours (400 millions de dollars en 2023) utilisent comme taux de référence le taux canadien des opérations de pension à un jour («CORRA») pour les emprunts en dollars canadiens, qui a remplacé le taux offert en dollars canadiens («CDOR») le 1^{er} juillet 2024 dans le cadre de la réforme des taux interbancaires offerts. L'obligation sans recours de Poplar Creek d'une valeur nominale au 31 décembre 2024 de 76 millions de dollars (86 millions de dollars en 2023) est assortie d'intérêts fondés sur le taux CORRA à trois mois.

c. Risque de change

La Société est exposée au risque de change lié à diverses monnaies étrangères, comme le dollar américain et le dollar australien, en raison de ses placements et de ses activités d'exploitation dans d'autres pays, 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. L'exposition au dollar américain est 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 est gérée au moyen d'une combinaison de charges d'intérêts sur la dette libellée en dollars australiens et de contrats de change à terme.

ii. 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 300 millions de dollars américains (370 millions de dollars américains en 2023).

i. 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		2024		2023			
		(Passif) actif à la juste valeur				(Passif) actif à la juste valeur	
Notionnel vendu	Notionnel acquis		Échéance	Notionnel vendu	Notionnel acquis		Échéance
Contrats de change à terme – encaissements et dépenses libellés en monnaies étrangères							
14 \$ AU	10 \$ CA	(1)	2025-2028	125 \$ AU	113 \$ CA	(1)	2024-2027
419 \$ US	585 \$ CA	(13)	2025-2028	828 \$ US	1 113 \$ CA	19	2024-2027
101 \$ US	153 \$ AU	(9)	2025	100 \$ US	152 \$ AU	5	2024
Contrats de change à terme – dette libellée en monnaies étrangères							
192 \$ CA	140 \$ US	8	2025	190 \$ CA	140 \$ US	(4)	2024

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 2023 et 0,03 \$ en 2022) de ces monnaies étrangères par rapport au dollar canadien est une variation raisonnablement possible au cours du prochain trimestre.

**Exercices clos les
31 décembre**

	2024		2023		2022	
Monnaie étrangère	Diminution du résultat net¹	Profit au titre des autres éléments du résultat global^{1,2}	Diminution du résultat net¹	Profit au titre des autres éléments du résultat global^{1,2}	Diminution du résultat net¹	Profit au titre des autres éléments du résultat global^{1,2}
Dollar américain	(17)	—	(11)	—	(12)	—
Dollar australien	(3)	—	(3)	—	(2)	—
Total	(20)	—	(14)	—	(14)	—

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 qui 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 2024 :

	Note de qualité supérieure (en pourcentage)	Note de qualité inférieure (en pourcentage)	Total (en pourcentage)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs ¹	87	13	100	767
Créances au titre de contrats de location-financement non courantes	100	—	100	305
Actifs de gestion du risque ¹	58	42	100	411
Prêts à recevoir ²	—	100	100	25
Total				1 508

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) Comprendent des prêts à recevoir de 25 millions de dollars inclus dans les autres actifs à l'égard duquel les contreparties n'ont aucune note de solvabilité externe.

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 2024, la Société n'avait pas de pertes de crédit attendues importantes.

L'exposition maximale au risque de crédit de la Société au 31 décembre 2024, compte non tenu des garanties détenues ou du droit de compensation, est représentée par la valeur comptable actuelle 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 77 millions de dollars au 31 décembre 2024 (23 millions de dollars au 31 décembre 2023).

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 2024, une agence de notation a maintenu la note de qualité investissement accordée à TransAlta et deux agences de notation lui ont donné une note d'un cran inférieure à une note de qualité investissement. Entre 2025 et 2027, un montant de 400 millions de dollars de la dette contractée par la Société viendra à échéance, et un montant supplémentaire de 666 millions de dollars sera exigible pour des paiements de principal prévus de la dette sans recours et des accords de financement donnant droit à des avantages fiscaux.

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 se présente comme suit :

	2025	2026	2027	2028	2029	2030 et par la suite	Total
Découvert bancaire	1	—	—	—	—	—	1
Dettes fournisseurs, charges à payer et autres passifs courants	756	—	—	—	—	—	756
Dette à long terme ¹							
Facilités de crédit ¹	400	—	—	145	—	—	545
Débetures	—	—	—	—	110	141	251
Billets de premier rang	—	—	—	—	575	431	1 006
Dette sans recours – Hydroélectricité	—	—	—	—	—	39	39
Dette sans recours – Énergie éolienne et énergie solaire	69	68	69	74	42	248	570
Dette sans recours – Gaz	58	61	65	66	74	628	952
Facilité à terme sans recours de Heartland	24	24	176	—	—	—	224
Financement donnant droit à des avantages fiscaux	15	16	21	24	23	6	105
Titres échangeables ²	—	—	—	—	—	750	750
(Actifs) passifs de gestion du risque lié aux produits de base ³	(55)	14	13	12	6	177	167
Autres (actifs) passifs de gestion du risque	11	(1)	—	(1)	(1)	(4)	4
Obligations locatives	4	5	5	5	5	127	151
Intérêts sur la dette à long terme et les obligations locatives ⁴	205	178	169	151	136	649	1 488
Intérêt sur les titres échangeables ^{2, 4}	53	53	53	52	12	—	223
Dividendes à verser	49	—	—	—	—	—	49
Total	1 590	418	571	528	982	3 192	7 281

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

2) Les débetures échangeables viennent à échéance le 1^{er} mai 2039, et les actions privilégiées échangeables sont perpétuelles. Toutefois, les paiements en espèces pourront avoir lieu après le 31 décembre 2028 au gré de la Société si les titres échangeables ne sont pas échangés par Brookfield Renewable Partners ou des membres du même groupe (collectivement «Brookfield»). Au gré de Brookfield, les titres échangeables peuvent actuellement être échangés contre une participation dans les capitaux propres des actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta. (Note 26).

3) Le montant négatif représente une créance ou une entrée de trésorerie.

4) Non comptabilisé à titre de passif financier aux états de la situation financière consolidés. Exclut l'incidence des swaps de taux d'intérêt.

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					
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Couvertures de flux de trésorerie						
Instruments de couverture au titre des produits de base						
Électricité						
Notionnel (en milliers de MWh)	2 628	—	—	—	—	—
Prix moyen (\$ par MWh)	86,25	—	—	—	—	—

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 2024	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 prévoyant la livraison ¹	2 628	45	Actifs de gestion du risque	114
Risque de change				
Couvertures de l'investissement net				
Dette libellée en monnaies étrangères	300 \$ US	431 \$ CA	Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives	—

1) En milliers de MWh.

Au 31 décembre 2023	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 prévoyant la livraison ¹	5 966	(205)	Passifs de gestion du risque	(114)
Risque de change				
Couvertures de l'investissement net				
Dette libellée en monnaies étrangères	370 \$ US	489 \$ 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 :

	2024		2023	
Aux 31 décembre	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	114	65	(114)	(129)
	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	—	(34)	—	(36)

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. L'inefficacité correspondant à des pertes après impôts de 4 millions de dollars a été reclassée des autres éléments du résultat global au résultat net au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

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 2024

Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie	Partie efficace		Partie inefficace	
	Profit avant impôts comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Emplacement du profit 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
Contrats sur les produits de base	270	Produits des activités ordinaires	(15)	Produits des activités ordinaires
Swaps de taux d'intérêt différés	—	Charge d'intérêts	(8)	Charge d'intérêts
Incidence sur les autres éléments du résultat global	270	Incidence sur les autres éléments du résultat global	(23)	Incidence sur le résultat net

Au cours des 12 prochains mois, la Société estime que des pertes après impôts d'environ 28 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 2023

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	51	Produits des activités ordinaires	83	Produits des activités ordinaires	—
Swaps de taux d'intérêt différés	—	Charge d'intérêts	(8)	Charge d'intérêts	—
Incidence sur les autres éléments du résultat global	51	Incidence sur les autres éléments du résultat global	75	Incidence sur le résultat net	—

Exercice clos le 31 décembre 2022

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	(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	—

II. Incidence des éléments autres que de couverture

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, la Société a comptabilisé une perte latente nette de 7 millions de dollars (perte de 44 millions de dollars en 2023 et perte de 384 millions de dollars en 2022) liée aux instruments dérivés sur les produits de base.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, une perte de 63 millions de dollars (profit de 11 millions de dollars en 2023 et profit de 20 millions de dollars en 2022) sur des dérivés de change et autres dérivés a été comptabilisée et comprend respectivement une perte latente nette de 36 millions de dollars (profit de 27 millions de dollars en 2023 et perte de 11 millions de dollars en 2022) et une perte réalisée nette de 27 millions de dollars (perte de 16 millions de dollars en 2023 et profit de 31 millions de dollars en 2022).

F. Garanties

I. Actifs financiers donnés en garantie

Au 31 décembre 2024, la Société avait fourni 124 millions de dollars (145 millions de dollars au 31 décembre 2023) en de la trésorerie et des équivalents de trésorerie à des chambres de compensation réglementées à titre de garantie pour des activités liées aux produits de base. Ces fonds sont détenus dans des comptes distincts par les chambres de compensation. La garantie fournie est comptabilisée dans les créances clients et autres débiteurs des états de la situation financière consolidés. Au 31 décembre 2024, la Société avait fourni 21 millions de dollars (19 millions de dollars au 31 décembre 2023) en un cautionnement à titre de garantie pour des activités liées aux produits de base.

II. Actifs financiers détenus en garantie

Au 31 décembre 2024, la Société détenait un montant de 9 millions de dollars (9 millions de dollars au 31 décembre 2023) 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 2024, la Société avait fourni une garantie de 424 millions de dollars (392 millions de dollars au 31 décembre 2023) sous 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, obligeraient la Société à fournir une garantie additionnelle de 128 millions de dollars à ses contreparties (154 millions de dollars au 31 décembre 2023).

16. Stocks

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

Aux 31 décembre	2024	2023
Pièces et matériaux	85	72
Charbon	27	38
Crédits d'émission	18	45
Gaz naturel	4	2
Total	134	157

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

Au 31 décembre 2024, la Société disposait de 460 585 crédits d'émission en stock qui ont été achetés en externe d'une valeur comptable de 18 millions de dollars (962 548 crédits d'émission d'une valeur comptable de 45 millions de dollars au 31 décembre 2023). La Société dispose également de 2 109 491 crédits d'émission admissibles des secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Hydroélectricité d'une valeur comptable de néant générés en interne (3 121 837 crédits d'émission au 31 décembre 2023).

Les crédits d'émission peuvent être vendus en externe ou utilisés pour compenser les obligations d'émissions futures de nos centrales au gaz situées en Alberta où les coûts de conformité liés au carbone devraient augmenter, ce qui réduira les coûts au comptant de conformité liés au carbone au cours de l'exercice du règlement.

Au cours du deuxième trimestre de 2024, la Société a utilisé 978 894 crédits d'émission ayant une valeur comptable de 22 millions de dollars afin de régler une partie de son obligation de conformité liée au carbone de 2023, ce qui a entraîné la comptabilisation par la Société d'une réduction des coûts de conformité liés au carbone de 42 millions de

dollars. Les coûts de conformité liés au carbone liés à l'obligation de 2023 étaient de 65 \$ la tonne. Ils ont augmenté pour passer à 80 \$ la tonne en 2024.

Au cours du deuxième trimestre de 2023, la Société a réglé l'obligation de conformité liée au carbone de 2022 au comptant. Les coûts de conformité liés au carbone relativement à l'obligation de 2022 étaient de 50 \$ la tonne.

17. Créances au titre des contrats de location-financement

Les montants à recevoir en vertu des contrats de location-financement de la Société, y compris ceux liés à l'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith (2024), des installations d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields (2024 et 2023), de la centrale de cogénération de Poplar Creek (2024 et 2023) et des centrales de cogénération de Muskeg River et de Primrose (2024) se présentent comme suit :

	2024		2023	
	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
Aux 31 décembre				
Moins de un an	48	47	28	28
De deux à cinq ans inclusivement	185	159	112	98
Plus de cinq ans	247	129	117	64
	480	335	257	190
Moins : produits tirés des contrats de location-financement non gagnés	146	—	67	—
Ajouter : valeur résiduelle non garantie	1	—	—	—
Total des créances au titre des contrats de location-financement	335	335	190	190

Compris dans les états de la situation financière consolidés :

Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 13)	30	19
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	305	171
Total des créances au titre des contrats de location-financement	335	190

L'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith s'est achevée au premier trimestre de 2024. Par conséquent, la Société a décomptabilisé les actifs en construction et a comptabilisé une créance au titre des contrats de location-financement de 48 millions de dollars. Le 4 décembre 2024, dans le cadre de

l'acquisition de Heartland, la Société a comptabilisé des créances courantes et non courantes au titre des contrats de location-financement de respectivement 8 millions de dollars et 107 millions de dollars (se reporter à la note 4 pour plus de précisions).

18. Actifs détenus en vue de la vente

La variation des actifs détenus en vue de la vente se présente comme suit :

	2024	2023
Aux 1 ^{er} janvier	—	—
Ajouts découlant de l'acquisition de Heartland le 4 décembre 2024 (note 4)	80	—
Solde aux 31 décembre	80	—

19. Immobilisations corporelles

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

	Actifs en construction	Terrains	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Production d'énergie au gaz	Transition énergétique	Pièces de rechange et autres ¹	Total
Coût								
Au 31 décembre 2022	963	93	840	3 233	4 530	3 974	379	14 012
Ajouts ²	869	—	—	—	—	—	6	875
Cessions	—	(3)	—	—	—	(30)	—	(33)
Reprises de dépréciation (note 7)	—	—	10	4	—	—	—	14
Variations des frais de démantèlement et de remise en état	—	—	3	14	(22)	3	(1)	(3)
Mise hors service d'actifs	—	—	(7)	(18)	(124)	(7)	(108)	(264)
Variation des taux de change	(26)	—	—	(18)	(7)	(42)	(1)	(94)
Transferts d'actifs ³	(572)	—	38	439	50	16	31	2
Transferts aux créances au titre des contrats de location-financement	—	—	—	(61)	(4)	—	—	(65)
Au 31 décembre 2023	1 234	90	884	3 593	4 423	3 914	306	14 444
Ajouts ²	279	—	—	—	10	—	22	311
Acquisitions (note 4)	11	—	—	—	401	—	—	412
Cessions	—	(2)	—	—	(1)	(3)	—	(6)
Variations des frais de démantèlement et de remise en état (note 24)	—	—	16	9	13	—	—	38
Mise hors service d'actifs	—	—	(10)	(12)	(16)	—	—	(38)
Variation des taux de change	28	2	—	124	—	146	2	302
Transferts aux immobilisations incorporelles (note 21)	—	—	—	—	(163)	—	—	(163)
Transferts d'actifs ³	(1 432)	—	43	1 205	163	14	7	—
Transferts aux créances au titre des contrats de location-financement (note 17)	—	—	—	—	(48)	—	—	(48)
Au 31 décembre 2024	120	90	933	4 919	4 782	4 071	337	15 252
Amortissement cumulé								
Au 31 décembre 2022	—	—	478	1 228	2 812	3 744	194	8 456
Amortissement	—	—	25	129	342	73	16	585
Mise hors service d'actifs	—	—	(4)	(15)	(101)	(7)	(108)	(235)
Cessions	—	—	—	—	—	(30)	—	(30)
Variation des taux de change	—	—	—	(5)	(3)	(39)	—	(47)
Transferts d'actifs ³	—	—	—	—	(1)	2	—	1
Au 31 décembre 2023	—	—	499	1 337	3 049	3 743	102	8 730
Amortissement	—	—	37	170	221	62	28	518
Mise hors service d'actifs	—	—	(9)	(9)	(15)	—	—	(33)
Cessions	—	—	—	—	—	(2)	—	(2)
Variation des taux de change	—	—	—	23	1	138	—	162
Transferts aux immobilisations incorporelles (note 21)	—	—	—	—	(143)	—	—	(143)
Au 31 décembre 2024	—	—	527	1 521	3 113	3 941	130	9 232
Valeur comptable								
Au 31 décembre 2022	963	93	362	2 005	1 718	230	185	5 556
Au 31 décembre 2023	1 234	90	385	2 256	1 374	171	204	5 714
Au 31 décembre 2024	120	90	406	3 398	1 669	130	207	6 020

1) Comprennent les pièces de rechange importantes et les pièces de sécurité disponibles, mais non encore en service.

2) En 2024, la Société a incorporé des intérêts de 16 millions de dollars (57 millions de dollars en 2023) dans le coût des immobilisations corporelles à un taux moyen pondéré de 6,52 % (6,3 % en 2023).

3) Comprennent les transferts d'actifs lors de leur mise en service vers les actifs en service ainsi que d'autres mouvements.

Actifs en construction

Au cours de l'exercice, la Société a mis en service les parcs éoliens White Rock et Horizon Hill. Les coûts ont été transférés des actifs en construction au secteur Énergie éolienne et énergie solaire. Comme il est décrit à la note 17, un montant de 48 millions de dollars lié à l'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith a été décomptabilisé des actifs en construction et comptabilisé en créance au titre des contrats de location-financement au premier trimestre de 2024.

Changement dans l'estimation – Durée d'utilité

En 2024 et 2023, la Société a ajusté la durée d'utilité de certains actifs dans le secteur Gaz afin de tenir compte des changements apportés aux prévisions d'exploitation des actifs. Cet ajustement de la durée d'utilité a entraîné une

diminution de 112 millions de dollars (92 millions de dollars en 2023) de la dotation aux amortissements qui a été comptabilisée dans le compte de résultat consolidé.

Mise sous cocon de l'unité 6 de la centrale de Sundance

En 2024, la Société a annoncé qu'elle mettrait temporairement sous cocon l'unité 6 de la centrale de Sundance à compter du 1^{er} avril 2025 pour une période maximale de deux ans, selon la conjoncture du marché. La Société s'accorde une marge de manœuvre pour remettre en service l'unité mise sous cocon lorsque les données fondamentales du marché s'amélioreront ou que des possibilités de conclure des contrats seront garanties. L'unité demeure disponible et pleinement en exploitation pour le premier trimestre de 2025.

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	Total
Au 31 décembre 2022	102	15	2	7	126
Ajouts	2	2	1	—	5
Amortissement	(5)	(5)	—	(2)	(12)
Variation des taux de change	(2)	—	—	—	(2)
Au 31 décembre 2023	97	12	3	5	117
Ajouts ¹	1	3	1	—	5
Amortissement	(5)	(1)	(1)	(1)	(8)
Variation des taux de change	6	—	—	—	6
Au 31 décembre 2024	99	14	3	4	120

1) Les ajouts des bâtiments comprennent des actifs au titre de droits d'utilisation de 1 million de dollars acquis auprès de Heartland.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, TransAlta a versé un montant de 16 millions de dollars (19 millions de dollars en 2023) relativement aux obligations locatives comptabilisées, dont 6 millions de dollars (10 millions de dollars en 2023) en remboursements du principal et 10 millions de dollars (9 millions de dollars en 2023) 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 2024, la Société a passé en charges un montant de 1 million de dollars (1 million de dollars en 2023 et 2 millions de dollars en 2022) 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 2024, la Société a passé en charges des paiements de loyers variables de 9 millions de dollars (8 millions de dollars en 2023 et 8 millions de dollars en 2022) 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 et autres contrats	Logiciels et autres	Immobilisations incorporelles en cours de développement	Droits relatifs aux mines de charbon	Total
Coût					
Au 31 décembre 2022	272	437	27	132	868
Ajouts	—	—	13	—	13
Imputations pour dépréciation d'actifs (note 7)	—	(1)	—	—	(1)
Variation des taux de change	(2)	(2)	(1)	—	(5)
Transferts	—	12	(12)	—	—
Au 31 décembre 2023	270	446	27	132	875
Ajouts	—	—	10	—	10
Acquisitions (note 4)	57	—	—	—	57
Variation des taux de change	5	7	1	—	13
Transferts	20	35	(33)	—	22
Au 31 décembre 2024	352	488	5	132	977
Amortissement cumulé					
Au 31 décembre 2022	158	326	—	132	616
Amortissement	17	21	—	—	38
Variation des taux de change	(1)	(1)	—	—	(2)
Au 31 décembre 2023	174	346	—	132	652
Amortissement	19	19	—	—	38
Variation des taux de change	4	3	—	—	7
Transferts	—	(1)	—	—	(1)
Au 31 décembre 2024	197	367	—	132	696
Valeur comptable					
Au 31 décembre 2022	114	111	27	—	252
Au 31 décembre 2023	96	100	27	—	223
Au 31 décembre 2024	155	121	5	—	281

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	2024	2023
Hydroélectricité	258	258
Énergie éolienne et énergie solaire	178	176
Gaz (note 4)	51	—
Commercialisation de l'énergie	30	30
Total du goodwill	517	464

L'acquisition de goodwill dans le secteur Gaz en 2024 représente l'excédent du prix de rachat sur la juste valeur estimative des actifs nets acquis dans le cadre de l'acquisition de Heartland. Se reporter à la note 4 pour plus de précisions.

Aux fins du test de dépréciation du goodwill de l'exercice 2024, la Société a déterminé la valeur recouvrable du secteur Énergie éolienne et énergie solaire en calculant la juste valeur diminuée des coûts de sortie au moyen des projections actualisées des flux de trésorerie. En 2024, la Société s'est appuyée sur la valeur recouvrable des secteurs Hydroélectricité et Commercialisation de l'énergie calculée en 2022 pour effectuer le test de dépréciation du goodwill de l'exercice 2024. La valeur recouvrable est établie d'après les prévisions à long terme de la Société pour les périodes allant jusqu'à la dernière mise hors service d'actifs prévue en 2072. Les évaluations de la juste valeur ainsi obtenues sont classées dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs. Il n'y a eu dépréciation du goodwill dans aucun des secteurs.

Les hypothèses importantes comportant un degré élevé de subjectivité qui ont une incidence sur le calcul de la juste valeur du secteur Énergie éolienne et énergie solaire sont les suivantes :

- 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 Énergie éolienne et énergie solaire variaient entre 40 \$ et 225 \$ par MWh au cours de la période de prévision (35 \$ à 238 \$ par MWh en 2023).
- Des taux d'actualisation variant de 6,4 % à 7,3 % ont été utilisés (6,4 % à 7,5 % en 2023). Une hausse de 0,5 % du taux d'actualisation n'aurait pas d'incidence sur les résultats des tests de dépréciation effectués.
- Les parcs éoliens White Rock et Horizon Hill sont assujettis à un prix établi en fonction de l'emplacement, selon une analyse de tiers. Cette analyse est fondée sur des modèles du réseau de transport, y compris des hypothèses sur les mises à niveau potentielles du réseau ainsi que sur la production et la charge prévues dans la région.

23. Autres actifs

Les composantes des autres actifs sont comme suit :

Aux 31 décembre	2024	2023
Coûts de transport et de distribution relatifs à la centrale de South Hedland payés d'avance	58	60
Engagement lié au projet de loi intitulé <i>TransAlta Energy Transition</i>	30	32
Charges payées d'avance à long terme et autres actifs	35	9
Frais de mise en valeur de projets	15	35
Prêts à recevoir	25	26
Infrastructure de transport	17	18
Total des autres actifs	180	180
Compris dans les états de la situation financière consolidés :		
Total des autres actifs courants (note 13)	1	1
Total des autres actifs non courants	179	179
Total des autres actifs	180	180

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.

Dans le cadre du projet de loi *TransAlta Energy Transition* 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 et dans certaines circonstances, ce financement ou une partie de celui-ci ne sera plus nécessaire. Au 31 décembre 2023, la Société avait entièrement financé l'engagement. Le solde en cours sera passé en charges dans le résultat net lorsque les fonds seront octroyés et versés aux organisations.

Les charges payées d'avance à long terme et autres actifs incluent les charges payées d'avance et dépôts exigés aux termes de contrats, y compris les soldes acquis auprès de Heartland. Se reporter à la note 4 pour plus de précisions.

Les frais de mise en valeur de projets comprennent principalement les coûts de préconstruction des projets qui répondaient aux critères d'inscription à l'actif.

Au 31 décembre 2024, le prêt à recevoir de 25 millions de dollars (26 millions de dollars en 2023) 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 prêt porte intérêt à un taux de 4,55 %, l'intérêt étant payable trimestriellement. Aucun remboursement du principal n'est prévu avant la date d'échéance en octobre 2027. En 2024, aucun remboursement n'a été exigé en vertu de la renonciation et de la modification apportée aux obligations de Kent Hills (remboursements de 12 millions de dollars en 2023).

L'infrastructure de transport a été construite par la Société, puis transférée à un fournisseur de transport à l'achèvement des travaux. Le solde concerne les parcs éoliens Garden Plain et Windrise et sera amorti en résultat net sur la durée d'utilité des parcs.

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
31 décembre 2022	688	41	729
Passifs contractés	1	4	5
Passifs réglés	(37)	(13)	(50)
Désactualisation	47	1	48
Révisions des flux de trésorerie estimés	(89)	—	(89)
Révisions des taux d'actualisation	52	—	52
Variation des taux de change	(6)	—	(6)
Solde au 31 décembre 2023	656	33	689
Passifs acquis (note 4)	101	55	156
Passifs contractés	6	12	18
Passifs réglés	(41)	(4)	(45)
Désactualisation (note 10)	50	—	50
Transferts aux dettes fournisseurs	—	(31)	(31)
Transferts aux actifs détenus en vue de la vente (note 18)	(1)	—	(1)
Révisions des flux de trésorerie estimés	21	20	41
Révisions des taux d'actualisation	35	—	35
Variation des taux de change	21	—	21
Solde au 31 décembre 2024	848	85	933

Compris dans les états de la situation financière consolidés :

Aux	31 décembre 2024	31 décembre 2023
Partie courante	83	35
Partie non courante	850	654
Total de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions	933	689

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 1,8 milliard de dollars le montant non actualisé des flux de trésorerie nécessaires pour s'acquitter de ces coûts qui seront engagés entre 2025 et 2072. La grande partie des coûts sera engagée entre 2025 et 2050.

Le 4 décembre 2024, dans le cadre de l'acquisition de Heartland, la Société a comptabilisé une provision pour frais de démantèlement et de remise en état de 101 millions de dollars et d'autres provisions de 55 millions de dollars (se reporter à la note 4 pour plus de précisions).

Au cours de l'exercice 2024, la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a été augmentée de 21 millions de dollars en raison des révisions des flux de trésorerie estimés et du calendrier des flux de trésorerie pour certains actifs des secteurs Gaz et Hydroélectricité. Le calendrier des flux de trésorerie a été ajusté pour optimiser et maximiser l'efficacité en échelonnant les travaux de remise en état nécessaires. Les actifs d'exploitation inclus dans les immobilisations corporelles ont été accrus de 14 millions de dollars, et un montant de 7 millions de dollars a été comptabilisé en résultat net à titre d'imputation pour dépréciation liée aux actifs mis hors service.

En 2024, les révisions des taux d'actualisation ont entraîné une augmentation de 35 millions de dollars de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état en raison d'une diminution des taux d'actualisation, découlant principalement de la diminution des taux de référence à long terme du marché. En moyenne, les taux d'actualisation ont diminué par rapport à ceux de 2023, s'établissant dans une fourchette de 5,3 % à 8,4 % au 31 décembre 2024. Cette augmentation de la provision a donné lieu à une augmentation de 18 millions de dollars des actifs d'exploitation inclus dans les immobilisations corporelles et la comptabilisation en résultat net d'une imputation pour dépréciation de 17 millions de dollars liée aux actifs mis hors service.

En 2023, la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a diminué de 89 millions de dollars en raison des révisions des flux de trésorerie estimés et du calendrier des flux de trésorerie pour certains actifs des secteurs Gaz et Transition énergétique. Le calendrier des flux de trésorerie a été ajusté pour optimiser et maximiser l'efficacité en échelonnant les travaux de remise en état nécessaires. Les actifs d'exploitation inclus dans les immobilisations corporelles ont été diminués de 34 millions de dollars, et un montant de 55 millions de dollars a été

comptabilisé en résultat net à titre de reprises de dépréciation liées aux actifs mis hors service.

En 2023, les révisions des taux d'actualisation ont entraîné une augmentation de 52 millions de dollars de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état en raison d'une diminution des taux d'actualisation, découlant principalement de la diminution des taux de référence à long terme du marché. En moyenne, les taux d'actualisation ont diminué par rapport à ceux de 2022 pour s'établir dans une fourchette de 6,0 % à 9,0 % au 31 décembre 2023. Cette augmentation de la provision a donné lieu à une augmentation de 31 millions de dollars des actifs d'exploitation inclus dans les immobilisations corporelles et la comptabilisation en résultat net d'une imputation pour dépréciation de 21 millions de dollars liée aux actifs mis hors service.

Au 31 décembre 2024, la Société a fourni un cautionnement de 147 millions de dollars américains (147 millions de dollars américains en 2023) pour soutenir ses obligations futures liées au démantèlement à la mine de charbon de Centralia. Au 31 décembre 2024, la Société avait fourni un cautionnement et des lettres de crédit d'un montant de 194 millions de dollars (188 millions de dollars en 2023) 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.

Dans le cadre de l'acquisition de Heartland, la Société a comptabilisé une provision pour contrats déficitaires de 47 millions de dollars liée à certains contrats de livraison de gaz naturel repris. Les paiements exigibles aux termes des contrats se poursuivent jusqu'au premier trimestre de 2031.

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

A. Sommes impayées

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

				2024			2023		
Aux 31 décembre	Secteur	Échéance	Monnaie étrangère	Valeur comptable	Valeur nominale	Taux d'intérêt¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Taux d'intérêt
Facilités de crédit									
Facilité bancaire consortiale consentie²	Siège social	2028	Dollar canadien	143	145	5,3 %	—	—	— %
Facilité à terme	Siège social	2025	Dollar canadien	400	400	5,6 %	397	400	7,4 %
Débentures									
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	569	575	7,8 %	520	528	7,8 %
Billets de premier rang à 6,5 %	Siège social	2040	Dollar américain	426	431	6,5 %	391	396	6,5 %
Dette sans recours									
Obligation de Melancthon Wolfe Wind LP	Énergie éolienne et énergie solaire	2028	Dollar canadien	133	134	3,8 %	168	169	3,8 %
Obligation de New Richmond Wind LP	Énergie éolienne et énergie solaire	2032	Dollar canadien	93	94	4,0 %	103	104	4,0 %
Obligation de Kent Hills Wind LP	Énergie éolienne et énergie solaire	2033	Dollar canadien	179	182	4,5 %	193	196	4,5 %
Obligation de Windrise Wind LP	Énergie éolienne et énergie solaire	2041	Dollar canadien	157	160	3,4 %	164	167	3,4 %
Obligation de la centrale de Pingston	Hydroélectricité	2043	Dollar canadien	39	39	6,2 %	39	39	6,2 %
Obligation de TAPC Holdings LP (Poplar Creek)	Gaz	2030	Dollar canadien	75	76	8,3 %	85	86	9,4 %
Obligation de TEC Hedland PTY Ltd⁵	Gaz	2042	Dollar australien	675	683	4,1 %	691	699	4,1 %
Facilité à terme de Heartland	Siège social	2027	Dollar canadien	224	224	6,6 %	—	—	— %
Dette avec recours									
Obligation de TransAlta OCP LP	Gaz	2030	Dollar canadien	192	193	4,5 %	217	218	4,5 %
Financement donnant droit à des avantages fiscaux									
Parcs éoliens Big Level et d'Antrim⁶	Énergie éolienne et énergie solaire	2029	Dollar américain	90	94	6,6 %	91	97	6,6 %
Parc éolien Lakeswind⁷	Énergie éolienne et énergie solaire	2027	Dollar américain	7	7	10,5 %	10	10	10,5 %
Parcs solaires en Caroline du Nord⁸	Énergie éolienne et énergie solaire	2028	Dollar américain	4	4	7,3 %	3	3	7,3 %
Total de la dette à long terme				3 657	3 692		3 323	3 363	
Obligations locatives				151			143		
Total de la dette à long terme et des obligations locatives				3 808			3 466		
Moins : partie courante de la dette à long terme				(567)			(526)		
Moins : partie courante des obligations locatives				(5)			(6)		
Total de la partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives				(572)			(532)		
Total de la partie non courante des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives				3 236			2 934		

- 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) Composée de crédits-relais 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 2024 (700 millions de dollars américains en 2023).
- 4) Le taux d'intérêt effectif pour les billets de premier rang est de 5,98 % compte tenu de l'incidence des profits réalisés sur les instruments de couverture de taux d'intérêt réglés.
- 5) Valeur nominale de 761 millions de dollars australiens au 31 décembre 2024 (773 millions de dollars australiens en 2023).
- 6) Valeur nominale de 65 millions de dollars américains au 31 décembre 2024 (73 millions de dollars américains en 2023).
- 7) Valeur nominale de 5 millions de dollars américains au 31 décembre 2024 (8 millions de dollars américains en 2023).
- 8) Valeur nominale de 3 millions de dollars américains au 31 décembre 2024 (2 millions de dollars américains en 2023).

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

Au 31 décembre 2024		Crédit utilisé			
	Montant total	Lettres de crédit en cours ¹	Emprunts en trésorerie	Capacité disponible	Date d'échéance
Facilités de crédit					
Facilités de crédit consenties					
Facilité de crédit consortiale	1 950	456	145	1 349	T2 2028
Facilités de crédit bilatérales	240	161	—	79	T2 2026
Facilité à terme	400	—	400	—	T3 2025
Facilités de crédit de Heartland	276	14	224	38	T4 2027
Facilité de lettres de crédit de Heartland garantie par EDC	50	14	—	36	T1 2025
Total des facilités consenties	2 916	645	769	1 502	
Facilités sans engagement					
Facilités à vue	400	220	—	180	s. o.
Total des facilités sans engagement	400	220	—	180	

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 2024, TransAlta avait consenti des garanties au comptant de 124 millions de dollars.

Au cours du deuxième trimestre de 2024, la facilité à terme de 400 millions de dollars a été renouvelée, et l'échéance a été prolongée d'un an, soit jusqu'en septembre 2025. Les échéances de la facilité consortiale et des facilités bilatérales ont également été prolongées d'un an, soit respectivement jusqu'en juin 2028 et juin 2026.

Les facilités de crédit constituent la première source de liquidités à court terme après les flux de trésorerie provenant des activités de la Société.

Facilités de crédit de Heartland

Dans le cadre de l'acquisition de Heartland le 4 décembre 2024, la Société a pris en charge une facilité à terme sur laquelle un montant de 232 millions de dollars a été prélevé et une facilité renouvelable de 25 millions de dollars auprès d'un syndicat bancaire (collectivement, les «facilités de crédit de Heartland»). Au 31 décembre 2024, le montant prélevé sur la facilité à terme s'élevait à 224 millions de dollars. La facilité renouvelable de 25 millions de dollars est non utilisée et est disponible pour les besoins du fonds de roulement et les besoins généraux de la Société. La date d'échéance des facilités de crédit de Heartland est le 22 décembre 2027. Les facilités de crédit de Heartland comprennent également une facilité de lettres de crédit de réserve pour le service de la dette de 27 millions de dollars. Au 31 décembre 2024, des lettres de crédit de 14 millions de dollars étaient émises aux termes de cette facilité.

Facilité de lettres de crédit de Heartland garantie par EDC

Dans le cadre de l'acquisition de Heartland, la Société a accès à une facilité de lettres de crédit non garantie de 50 millions de dollars auprès de deux banques canadiennes, soutenue par une garantie de cautionnements bancaires offerte par Exportation et développement Canada («EDC»). Au 31 décembre 2024, des lettres de crédit de 14 millions de dollars étaient émises aux termes de cette facilité. La facilité est en vigueur jusqu'au 31 mars 2025.

Billets de premier rang

Un montant de 300 millions de dollars américains (370 millions de dollars américains en 2023) des billets de premier rang a été désigné comme couverture de l'investissement net de la Société dans des établissements américains.

Dette sans recours

Le 8 mai 2023, l'obligation sans recours de Pingston Power Inc. est arrivée à échéance et a donné lieu à un remboursement total de 46 millions de dollars, composé de l'intérêt couru et du principal.

Le 14 septembre 2023, la Société a conclu un financement d'obligations sans recours d'environ 39 millions de dollars («obligation de Pingston») pour remplacer l'obligation sans recours arrivée à échéance le 8 mai 2023. L'obligation de Pingston est garantie par une charge de premier rang sur les actifs respectifs des filiales de la Société qui ont émis les

obligations, elle est amortie et porte intérêt au taux annuel de 6,145 %, payable tous les semestres, jusqu'à l'échéance le 8 mai 2043. L'obligation de Pingston est assujettie aux conditions financières habituelles et aux clauses restrictives qui peuvent limiter la capacité de la Société d'accéder aux fonds générés par les activités des centrales.

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 juin 2027 pour Lakeswind; en décembre 2028 pour les parcs solaires en Caroline du Nord; et en décembre 2029 pour Big Level et Antrim.

Divers

La dette à court terme et à long terme de TransAlta comporte des modalités et conditions, y compris des clauses restrictives financières, qui sont considérées comme normales et courantes. Au 31 décembre 2024, la Société se conformait à toutes les clauses restrictives de la dette.

Les facilités de crédit de Heartland ne sont assujetties à aucune clause restrictive de maintien ou financière, mais comportent certaines clauses restrictives qui limitent la capacité de Heartland à, notamment, contracter une dette additionnelle, créer ou permettre qu'existe un privilège, effectuer certaines acquisitions ou cessions, verser des distributions et conclure des conventions de couverture.

La Société respecte les modalités des facilités de crédit, et toute tranche non utilisée est entièrement disponible. Les lettres de crédit de 220 millions de dollars étaient émises à partir de facilités à vue sans engagement au 31 décembre 2024. Outre la capacité consentie disponible de 1,5 milliard de dollars aux termes des facilités de crédit, la Société

disposait de 336 millions de dollars en trésorerie et équivalents de trésorerie au 31 décembre 2024.

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 et de Windrise Wind LP, l'obligation de TransAlta OCP LP, et les facilités de crédit de Heartland, dont la valeur comptable totale s'élevait à 1,8 milliard de dollars au 31 décembre 2024 (1,7 milliard de dollars en 2023) 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 2024, à l'exception de Kent Hills Wind LP. Les fonds des entités ne seront pas distribués jusqu'au prochain ratio de couverture du service de la dette au premier trimestre de 2025. Au 31 décembre 2024, un montant de 117 millions de dollars (79 millions de dollars en 2023) en trésorerie était assujetti à ces restrictions financières.

Au 31 décembre 2024, les autres entités de la Société étaient dans l'incapacité d'avoir accès à une tranche de 5 millions de dollars (6 millions de dollars australiens) des fonds détenus par 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.

C. Garantie

Une dette sans recours totalisant 1,5 milliard de dollars au 31 décembre 2024 (1,4 milliard de dollars en 2023) est garantie par une charge de premier rang sur les actifs respectifs des filiales de la Société qui ont émis la dette, y compris des immobilisations corporelles dont la valeur comptable totale s'élevait à 1,75 milliard de dollars au 31 décembre 2024 (1,5 milliard de dollars en 2023) et des immobilisations incorporelles dont la valeur comptable totale s'élevait à 84 millions de dollars (61 millions de dollars en 2023). Au 31 décembre 2024, une dette sans recours d'environ 75 millions de dollars (85 millions de dollars en 2023) était garantie par une charge de premier rang sur les capitaux propres de l'émetteur qui a émis la dette sans recours.

Les obligations de TransAlta OCP ont une valeur comptable de 192 millions de dollars (217 millions de dollars en 2023) 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 relativement aux centrales alimentées au charbon traditionnelles (l'« entente sur l'élimination du charbon en Alberta de TransAlta »). Conformément à l'entente sur l'élimination du

charbon en Alberta de TransAlta, 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. Ces paiements ne comprennent pas les paiements effectués en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon auxquels Heartland a droit conformément à cette entente.

D. Remboursements de principal

	2025	2026	2027	2028	2029	2030 et par la suite	Total
Remboursements de principal ¹⁾	566	169	331	309	824	1 493	3 692
Obligations locatives	4	5	5	5	5	127	151

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

E. Liquidités soumises à restrictions

Au 31 décembre 2024, la Société détenait une tranche de 17 millions de dollars (17 millions de dollars en 2023) 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 remboursements futurs prévus sur la dette. La Société détenait également des liquidités soumises à restrictions de 52 millions de dollars (52 millions de dollars en 2023) liées à l'obligation de TEC Hedland PTY Ltd. Ces réserves de trésorerie doivent être détenues aux termes des accords commerciaux et aux fins du service de la dette, et pourront être remplacées par des lettres de crédit dans l'avenir.

F. Lettres de crédit

Des lettres de crédit sont émises à des contreparties, comme le demandent les 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. 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 2024 totalisaient 865 millions de dollars (782 millions de dollars en 2023) et aucun montant (néant en 2023) n'avait été exercé par des tiers en vertu de ces arrangements.

G. Incidences du risque de change

Au 31 décembre 2024, le renforcement du dollar américain avait fait augmenter de 90 millions de dollars les soldes de dette à long terme libellés en dollars américains, principalement les billets de premier rang et les financements donnant droit à des avantages fiscaux (diminution de 27 millions de dollars en raison de l'affaiblissement du dollar américain en 2023). 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 2024, l'affaiblissement du dollar australien avait fait diminuer d'environ 5 millions de dollars le solde des billets garantis de premier rang sans recours libellés en dollars australiens (9 millions de dollars en 2023). 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 l'avenir 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 décembre 2024			31 décembre 2023		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Taux d'intérêt	Valeur comptable	Valeur nominale	Taux d'intérêt
Débetures échangeables échéant le 1 ^{er} mai 2039 ¹	350	350	7 %	344	350	7 %
Actions privilégiées échangeables ²	400	400	7 %	400	400	7 %
Total des titres échangeables	750	750		744	750	

1) Débetures subordonnées non garanties portant intérêt à 7 % échéant le 1^{er} mai 2039.

2) Actions privilégiées de premier rang rachetables (série I) au gré du porteur ou de l'émetteur. Les dividendes sur actions privilégiées échangeables sont comptabilisés à titre de charge d'intérêts.

Le 9 décembre 2024, la Société a déclaré un dividende de 7 millions de dollars sur les actions privilégiées échangeables au taux fixe de 1,760 % par action payable le 28 février 2025. 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 décembre 2024		31 décembre 2023	
Description	Juste valeur de base	Sensibilité	Juste valeur de base	Sensibilité
Option d'échange – dérivé incorporé	—	+néant -30	—	+néant -25

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 maximale de 49 % dans les capitaux propres d'une entité constituée pour détenir les actifs hydroélectriques en Alberta. 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 de 10,5 % (11,8 % en 2023) des flux de trésorerie futurs de 1 % est une variation raisonnablement possible.

La participation maximale que Brookfield peut détenir relativement aux actifs hydroélectriques en Alberta 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, 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 en Alberta, 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.

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	2024	2023
Obligations au titre des prestations définies (note 32)	146	155
Passif sur contrat d'électricité au détail	45	83
Divers	11	13
Total	202	251

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 9 millions de dollars pour s'établir à 146 millions de dollars au 31 décembre 2024, contre 155 millions de dollars au 31 décembre 2023.

Le régime de retraite à prestations définies des États-Unis de la Société a été résilié le 30 juin 2024 et constitué en rente au service de la fiducie du régime de retraite de TransAlta en octobre 2024. Les actifs et les passifs du régime totalisant 23 millions de dollars (17 millions de dollars américains) ont été transférés à un nouveau prestataire. Les paiements versés aux participants inscrits auprès du nouveau prestataire ont débuté le 1^{er} janvier 2025.

En 2023, la Société a versé une cotisation volontaire de 4 millions de dollars (3 millions de dollars américains) en vue d'améliorer la situation de capitalisation du régime de retraite à prestations définies des États-Unis pour la centrale thermique de Centralia.

Une hausse de 1 % des taux d'actualisation entraînerait une diminution de 34 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 passif sur contrat d'électricité au détail représente une obligation découlant du 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. Les passifs sur contrats d'électricité au détail représentent certains contrats hors marché conclus avec des clients, pour lesquels la valeur du contrat repose sur l'écart entre les taux du contrat et ceux du marché à la date de clôture. Le passif sur contrat au détail est amorti dans les amortissements 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.

	2024		2023	
	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant
Aux 31 décembre				
Émises et en circulation au début de la période	306,9	3 285	268,1	2 863
Reprise de provisions pour rachat d'actions ordinaires dans le cadre du RAAA	1,7	19	—	—
Rachetées et annulées dans le cadre de l'OPRA ^{1, 2}	(13,5)	(146)	(7,5)	(80)
Régimes de paiements fondés sur des actions	0,8	9	0,8	6
Options d'achat d'actions exercées	1,6	12	0,7	5
Émises dans le cadre de l'acquisition de TransAlta Renewables ³ (note 4)	—	—	46,5	510
Émises et en circulation à la fin de l'exercice, avant le RAAA	297,5	3 179	308,6	3 304
Provisions pour rachat d'actions ordinaires dans le cadre du RAAA	—	—	(1,7)	(19)
Émises et en circulation à la fin de la période	297,5	3 179	306,9	3 285

1) En 2024, comprend 2 millions de dollars d'impôts sur la juste valeur des actions rachetées (néant en 2023).

2) Les actions rachetées par la Société dans le cadre de l'OPRA (au sens donné à ce terme ci-après) 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 les résultats non distribués (le déficit).

3) Déduction faite des coûts de transaction de 4 millions de dollars.

B. Offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités («OPRA»)

L'incidence du rachat et de l'annulation des actions ordinaires par la Société au cours de la période se présente comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023
Total des actions rachetées	13 467 400	7 537 500
Prix de rachat moyen par action	10,59	11,49
Coût total (en millions)	143	87
Valeur comptable des actions annulées	146	80
Montant comptabilisé dans le déficit	3	(7)

2024

Le 27 mai 2024, la Société a annoncé avoir reçu l'approbation de la Bourse de Toronto («TSX») visant le rachat d'au plus 14 millions d'actions ordinaires au cours de la période de 12 mois commencée le 31 mai 2024 et qui se terminera le 30 mai 2025. Les actions ordinaires rachetées dans le cadre de l'OPRA seront annulées.

2023

Le 26 mai 2023, la TSX a accepté l'avis déposé par la Société en vue de renouveler son OPRA pour une partie de ses actions ordinaires.

Le 19 décembre 2023, la Société a conclu un régime de rachat d'actions automatique («RAAA») aux termes duquel un courtier indépendant est autorisé à racheter des actions dans le cadre de l'OPRA au cours de la période d'interdiction totale des opérations du premier trimestre, et ce jusqu'à la fin du RAAA. Au 31 décembre 2023, la Société avait

comptabilisé une provision de 19 millions de dollars pour le rachat d'actions ordinaires dans le cadre du RAAA dans les dettes fournisseurs et charges à payer à titre d'estimation du nombre maximal d'actions pouvant être rachetées au cours de la période d'interdiction totale des opérations. La provision a été réglée en 2024.

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	2024	2023	2022
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	177	644	4
Nombre moyen pondéré de base et dilué d'actions ordinaires, en circulation (en millions)	302	276	271
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,59	2,33	0,01

E. Dividendes

Le 9 décembre 2024, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,06 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} avril 2025.

Le 19 février 2025, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,065 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} juillet 2025.

Aucune 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		2024		2023	
Série ¹		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	10,0	243
Série D		1,0	26	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 la période		38,6	942	38,6	942

1) Les actions privilégiées de série I sont comptabilisées comme une dette à long terme. Se reporter à la note 26.

Actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série G

Au cours du troisième trimestre de 2024, 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 G (les «actions de série G»), un total de 20 607 actions de série G sur 6,6 millions d'actions en circulation ont été déposées en vue de leur conversion, soit moins que le million d'actions requis pour donner effet à la conversion en actions de série H. Par conséquent, aucune action de série G n'a été convertie en action de série H le 30 septembre 2024 et la prochaine date de conversion a été reportée au 30 septembre 2029.

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 2024 sont les suivantes :

Série ¹	Taux au cours de la période	Taux du dividende annuel par action (\$) ²	Prochaine date de conversion	Écart de taux par rapport au taux de référence (en pourcentage)	Convertible en séries
A	Taux fixe	0,71924	31 mars 2026	2,03	B
B	Taux variable	1,60106	31 mars 2026	2,03	A
C	Taux fixe	1,46352	30 juin 2027	3,10	D
D	Taux variable	1,86801	30 juin 2027	3,10	C
E	Taux fixe	1,72352	30 sept. 2027	3,65	F
G	Taux fixe	1,47012	30 sept. 2029	3,80	H

1) Les actions privilégiées de série I sont comptabilisées comme une dette à long terme. Se reporter à la note 26.

2) Le taux de dividende annuel par action représente les dividendes déclarés en 2024.

B. Dividendes

Les tableaux suivants résument la valeur des dividendes déclarés sur actions privilégiées en 2024 et 2023 :

Série	Total des dividendes déclarés	
	2024	2023
A	7	7
B ¹	4	4
C	15	15
D ²	2	2
E	15	15
G	9	8
Total pour l'exercice	52	51

1) Les actions privilégiées de série B versent des dividendes à taux variable sur une base trimestrielle déterminés selon le taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours majoré de 2,03 %.

2) 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 3,10 %.

Le 9 décembre 2024, la Société a déclaré un dividende trimestriel, payable le 31 mars 2025, de 0,17981 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, de 0,33972 \$ par action sur les actions privilégiées de série B, de 0,36588 \$ par action sur les actions privilégiées de série C, de 0,40568 \$ par action sur les actions privilégiées de série D, de 0,43088 \$ par action sur les actions privilégiées de série E et de 0,42331 \$ 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 :

	2024	2023
Ajustement au titre de l'écart de conversion		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	(36)	(39)
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, compte tenu du reclassement en résultat net, déduction faite des impôts	30	(6)
(Pertes) profits 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	(28)	9
Solde aux 31 décembre	(34)	(36)
Couvertures de flux de trésorerie		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	(129)	(228)
Profits 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	194	99
Solde aux 31 décembre	65	(129)
Avantages du personnel		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	3	8
Gains actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts ³	9	(5)
Solde aux 31 décembre	12	3
Divers		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	(2)	37
Changement de propriétaire de TransAlta Renewables	—	(64)
Participations intersociétés et placements de tiers évalués à la JVAERG	—	25
Solde aux 31 décembre	(2)	(2)
Cumul des autres éléments du résultat global	41	(164)

1) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 4 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (charge de 1 million de dollars au 31 décembre 2023).

2) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 53 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (27 millions de dollars au 31 décembre 2023).

3) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 3 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (recouvrement de 1 million de dollars au 31 décembre en 2023).

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 2024 s'est élevée à 23 millions de dollars (21 millions de dollars en 2023 et 20 millions de dollars en 2022), 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 (« UAD »)

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

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 2024 :

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 8 millions de dollars en 2024 (1 million de dollars en 2023 et néant en 2022).

C. Régime d'options sur actions

En 2024, la Société a attribué aux membres de la haute direction 0,7 million d'options sur actions assorties d'un prix d'exercice moyen pondéré de 10,88 \$. Les droits rattachés aux options sur actions s'acquièrent sur une période de trois ans et les options expirent sept ans après leur attribution (0,4 million d'options sur actions à 12,02 \$ en 2023 et 0,3 million d'options sur actions à 12,66 \$ en 2022). La charge comptabilisée au titre de ces attributions en 2024 s'est chiffrée à environ 1 million de dollars (environ 1 million de dollars en 2023 et environ 1 million de dollars en 2022).

Options en cours

Fourchette des prix d'exercice (\$ par action)	Nombre d'options (en millions) ¹	Durée contractuelle moyenne pondérée résiduelle (en années)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$ par action)
9,28-12,67	1,6	4,67	10,97

1) Comprend 0,7 million d'options pouvant être exercées au 31 décembre 2024.

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 les deux 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* (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.

Le régime de retraite à prestations définies des États-Unis de la Société a été résilié le 30 juin 2024 et constitué en rente en octobre 2024.

La dernière évaluation actuarielle à des fins comptables du régime de retraite à prestations définies des États-Unis a été effectuée au 1^{er} janvier 2023. La dernière évaluation actuarielle à des fins comptables du régime de retraite de Highvale a été effectuée au 31 décembre 2022. La dernière évaluation actuarielle à des fins comptables du régime de prestations complémentaires agréé et des autres régimes de retraite canadiens a été effectuée respectivement au

31 décembre 2021, au 31 décembre 2022 et au 31 décembre 2023. 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 2024.

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 2024, la Société a émis une lettre de crédit de 90 millions de dollars pour garantir les obligations au titre du régime complémentaire, et a fourni un cautionnement de 62 millions de dollars pour garantir les obligations au titre du régime de retraite à prestations définies au Canada.

La Société offre des régimes d'assurance-maladie et d'assurance dentaire à certains employés admissibles 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. La date d'évaluation pour calculer la valeur actualisée de l'obligation au titre des deux régimes est le 31 décembre 2024.

La Société offre plusieurs régimes à cotisations définies, dont le régime de Heartland acquis, 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 11,5 %, 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 2024	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Coût des services rendus au cours de l'exercice	1	1	1	3
Frais d'administration	1	—	—	1
Coût financier des obligations au titre des prestations définies	14	4	1	19
Intérêts sur les actifs des régimes	(12)	(1)	—	(13)
Charge au titre de la composante à prestations définies	4	4	2	10
Charge au titre de la composante à cotisations définies	12	—	—	12
Charge nette	16	4	2	22

Exercice clos le 31 décembre 2023	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	16	4	1	21
Intérêts sur les actifs des régimes	(13)	(1)	—	(14)
Charge au titre de la composante à prestations définies	5	4	1	10
Charge au titre de la composante à cotisations définies	11	—	—	11
Charge nette	16	4	1	21

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

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 2024	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Juste valeur des actifs des régimes	241	16	—	257
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies	(303)	(90)	(18)	(411)
Situation de capitalisation – déficit	(62)	(74)	(18)	(154)
Montants comptabilisés dans les états financiers consolidés :				
Charges à payer courantes	(1)	(6)	(1)	(8)
Autres passifs non courants	(61)	(68)	(17)	(146)
Total des montants comptabilisés	(62)	(74)	(18)	(154)

Exercice clos le 31 décembre 2023	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Juste valeur des actifs des régimes	269	15	—	284
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies	(340)	(89)	(17)	(446)
Situation de capitalisation – déficit	(71)	(74)	(17)	(162)
Montants comptabilisés dans les états financiers consolidés :				
Charges à payer courantes	(1)	(5)	(1)	(7)
Autres passifs non courants	(70)	(69)	(16)	(155)
Total des montants comptabilisés	(71)	(74)	(17)	(162)

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 2022	274	15	—	289
Intérêts sur les actifs des régimes	13	1	—	14
Rendement net des actifs des régimes	15	(1)	—	14
Cotisations ¹	5	6	2	13
Prestations versées	(36)	(6)	(2)	(44)
Frais d'administration	(1)	—	—	(1)
Variation des taux de change	(1)	—	—	(1)
Au 31 décembre 2023	269	15	—	284
Intérêts sur les actifs des régimes	12	1	—	13
Rendement net des actifs des régimes	13	(1)	—	12
Cotisations	1	6	1	8
Prestations versées	(31)	(5)	(1)	(37)
Frais d'administration	(1)	—	—	(1)
Incidence de la liquidation découlant de la constitution en rente du régime de retraite à prestations définies des États-Unis (note 27)	(23)	—	—	(23)
Variation des taux de change	1	—	—	1
Au 31 décembre 2024	241	16	—	257

1) La Société a versé une cotisation volontaire de néant (4 millions de dollars en 2023) pour améliorer davantage la situation de capitalisation du régime de retraite à prestations définies des États-Unis pour la centrale thermique de Centralia.

La juste valeur des actifs des régimes à prestations définies de la Société par catégorie principale se présente comme suit :

Au 31 décembre 2024	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total
Titres de capitaux propres				
Canada	—	12	—	12
International	—	53	—	53
Privé	—	—	1	1
Obligations				
A – AAA	—	18	81	99
BBB	—	1	16	17
Inférieur à BBB	—	—	5	5
Prêts¹	—	1	—	1
Divers				
Autres fonds ²	—	—	46	46
Marché monétaire et trésorerie et équivalents de trésorerie	2	19	2	23
Total	2	104	151	257

1) Comprennent les prêts de 1 million de dollars ayant une note de solvabilité de A.

2) Les autres fonds comprennent les placements en infrastructures et les fonds immobiliers.

Au 31 décembre 2023	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total
Titres de capitaux propres				
Canada	—	12	—	12
États-Unis	—	6	—	6
International	—	86	—	86
Privé	—	—	1	1
Obligations				
A – AAA	—	30	62	92
BBB	1	5	10	16
Inférieur à BBB	—	—	4	4
Prêts¹	—	2	—	2
Divers				
Autres fonds ²	—	—	44	44
Marché monétaire et trésorerie et équivalents de trésorerie	2	19	—	21
Total	3	160	121	284

1) Comprennent les prêts de 1 million de dollars ayant une note de solvabilité de A.

2) Les autres fonds comprennent les placements en infrastructures et les fonds immobiliers.

Les actifs des régimes ne comprenaient pas d'actions ordinaires de la Société au 31 décembre 2024 ni au 31 décembre 2023.

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 agrés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies au 31 décembre 2022	345	85	17	447
Coût des services rendus au cours de l'exercice	1	1	—	2
Coût financier	16	4	1	21
Prestations versées	(36)	(6)	(2)	(44)
Gain actuariel découlant des hypothèses démographiques	1	—	—	1
Gain actuariel découlant des hypothèses financières	12	4	1	17
Gain actuariel découlant des ajustements liés aux résultats passés	2	1	—	3
Variation des taux de change	(1)	—	—	(1)
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies au 31 décembre 2023	340	89	17	446
Coût des services rendus au cours de l'exercice	1	—	1	2
Coût financier	14	4	1	19
Prestations versées	(31)	(5)	(1)	(37)
Gain actuariel découlant des hypothèses financières	1	1	—	2
Gain actuariel découlant des ajustements liés aux résultats passés	—	1	—	1
Incidence de la liquidation découlant de la résiliation du régime de retraite à prestations définies des États-Unis (note 27)	(23)	—	—	(23)
Variation des taux de change	1	—	—	1
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies au 31 décembre 2024¹	303	90	18	411

1) La durée moyenne pondérée des obligations au titre des prestations définies au 31 décembre 2024 est de 9,8 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 2025 s'établissent comme suit :

	Régimes agrés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Cotisations de l'employeur prévues	1	6	1	8

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 pourcentage)	2024			2023		
	Régimes agréés	Régimes complé-mentaires	Divers	Régimes agréés	Régimes complé-mentaires	Divers
Obligations au titre des prestations définies						
Taux d'actualisation	4,5	4,5	4,8	4,6	4,6	4,7
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 ^{1, 3}	—	—	6,7	—	—	6,8
Croissance des coûts des soins dentaires	—	—	4,1	—	—	4,2
Coût des prestations pour l'exercice						
Taux d'actualisation	4,6	4,6	4,7	5,0	5,0	5,0
Taux de croissance de la rémunération	2,9	3,0	—	2,7	3,0	—
Taux tendanciel hypothétique des coûts des soins de santé						
Croissance des coûts des soins de santé ^{2, 4}	—	—	6,7	—	—	7,1
Croissance des coûts des soins dentaires	—	—	4,6	—	—	4,7

- 1) Prestations antérieures et postérieures à 65 ans en 2024 : Réduction graduelle à 4,5 % d'ici 2034, 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 2024 : Réduction graduelle à 4,5 % d'ici 2033, 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 2023 : Réduction graduelle à 4,5 % d'ici 2033, 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 2023 : 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.

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 :

Au 31 décembre 2024	Régimes canadiens			Régimes américains
	Régimes agréés	Régimes complé-mentaires	Divers	Régime de retraite
Diminution de 1 % du taux d'actualisation	28	10	1	—
Hausse de 1 % des échelles salariales	1	—	—	—
Hausse de 1 % du taux tendanciel des coûts des soins de santé	—	—	2	—
Amélioration de 10 % des taux de mortalité	14	3	—	—

33. Partenariats

Au 31 décembre 2024, les partenariats comprenaient ce qui suit :

Entreprises communes	Secteur	Propriété (en %)	Description
Goldfields Power	Gaz	50	Centrale alimentée au gaz en Australie-Occidentale, 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
Soderghen	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
Joffre ¹	Gaz	40	Centrale de cogénération en Alberta exploitée par TransAlta
McMahon ¹	Gaz	50	Centrale de cogénération en Colombie-Britannique exploitée par TransAlta
Primrose ¹	Gaz	50	Centrale de cogénération en Alberta exploitée par TransAlta
Rainbow Lake ^{1, 2}	Gaz	50	Centrale de cogénération en Alberta exploitée par TransAlta

1) La Société détient une participation grâce à son acquisition de Heartland. Se reporter à la note 4.

2) La Société a convenu de se départir de sa participation dans la centrale de Rainbow Lake pour répondre aux exigences du Bureau fédéral de la concurrence, après la clôture de l'acquisition. Au 31 décembre 2024, la centrale de Rainbow Lake est classée comme faisant partie d'un groupe détenu en vue de la vente. Se reporter à la note 18.

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
Tent Mountain	Hydroélectricité	60	Projet de stockage d'énergie hydroélectrique par pompage en Alberta

Le 4 décembre 2024, la Société a fait l'acquisition de la participation de 50 % de Heartland dans Sheerness, une centrale alimentée au gaz naturel en Alberta, auparavant exploitée par Heartland. Se reporter à la note 4 pour plus de précisions. Le 8 octobre 2024, la Société a acquis une participation supplémentaire de 10 % dans Tent Mountain. Se reporter à la note 9 pour plus de précisions.

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	2024	2023	2022
Source (utilisation) de la trésorerie :			
Créances clients	155	715	(869)
Charges payées d'avance	85	—	—
Impôts sur le résultat à recevoir	22	27	(61)
Stocks	34	(2)	6
Dettes fournisseurs, charges à payer et provisions	(273)	(550)	548
Impôts sur le résultat à payer	15	(66)	60
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	38	124	(316)

B. Variation des passifs liés aux activités de financement

	Solde au 31 déc. 2023	Dettes prise en charge	Rembour- sements et dividendes versés ¹	Nouveaux contrats de location	Dividendes déclarés	Incidence du change	Divers	Solde au 31 déc. 2024
Dettes à long terme et obligations locatives ²	3 469	232	6	5	—	86	11	3 809
Titres échangeables	744	—	—	—	—	—	6	750
Dividendes à verser (sur actions ordinaires et privilégiées)	49	—	(123)	—	123	—	—	49
Total des passifs liés aux activités de financement	4 262	232	(117)	5	123	86	17	4 608

- 1) Comprennent une diminution de 131 millions de dollars liée au remboursement de la dette à long terme, une diminution nette de 143 millions de dollars des emprunts sur les facilités de crédit et une diminution de 6 millions de dollars des obligations au titre des contrats de location-financement.
- 2) Comprend le découvert bancaire de 1 million de dollars et la nouvelle dette de 232 millions de dollars prise en charge dans le cadre de l'acquisition de Heartland. Se reporter à la note 4.

	Solde au 31 déc. 2022	Émissions de trésorerie	Rembour- sements et dividendes versés ¹	Nouveaux contrats de location	Dividendes déclarés	Incidence du change	Divers	Solde au 31 déc. 2023
Dettes à long terme et obligations locatives ²	3 669	39	(220)	5	—	(36)	12	3 469
Titres échangeables	739	—	—	—	—	—	5	744
Dividendes à verser (sur actions ordinaires et privilégiées) ³	68	—	(109)	—	116	—	(26)	49
Total des passifs liés aux activités de financement	4 476	39	(329)	5	116	(36)	(9)	4 262

- 1) Comprennent une diminution de 164 millions de dollars liée au remboursement de la dette à long terme, une diminution nette de 46 millions de dollars des emprunts sur les facilités de crédit et une diminution de 10 millions de dollars des obligations au titre des contrats de location-financement.
- 2) Comprend le découvert bancaire de 3 millions de dollars.
- 3) Autres dividendes à payer liés au versement du dividende sur les participations ne donnant pas le contrôle de TransAlta Renewables, reflétés dans les distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés.

35. Capital

Les composantes du capital de TransAlta sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux 31 décembre	2024	2023	Augmentation (diminution)
Dette à long terme ¹	3 808	3 466	342
Titres échangeables	750	744	6
Découvert bancaire	1	3	(2)
Capitaux propres			
Actions ordinaires	3 179	3 285	(106)
Actions privilégiées	942	942	—
Surplus d'apport	42	41	1
Déficit	(2 458)	(2 567)	109
Cumul des autres éléments du résultat global	41	(164)	205
Participations ne donnant pas le contrôle	97	127	(30)
Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie disponibles ²	(337)	(348)	11
Moins : principal des liquidités soumises à restrictions des obligations de TransAlta OCP ³	(17)	(17)	—
Moins : juste valeur (positive) négative des instruments de couverture de la dette à long terme ⁴	(7)	5	(12)
Total du capital	6 041	5 517	524

1) Inclut les obligations locatives, les montants dus aux termes des facilités de crédit, les obligations liées à la masse fiscale, la tranche courante de la dette à long terme et de la nouvelle dette prise en charge dans le cadre de l'acquisition de Heartland. Se reporter à la note 4.

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 au moyen d'une position de dette nette. 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 Morningstar DBRS. En 2024, Moody's a renouvelé la note à long terme de la Société de Ba1 avec une perspective stable. Morningstar 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 des perspectives stables, et 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 de maintenir ses notes de crédit et de respecter les exigences en matière de dividendes et de dépenses en immobilisations corporelles.

B. Liquidités

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.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023, les rentrées et sorties de fonds sont résumées comme suit.

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	Augmentation (diminution)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	796	1 464	(668)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement	(38)	(124)	86
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	758	1 340	(582)
Dividendes versés sur actions ordinaires	(71)	(58)	(13)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(52)	(51)	(1)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(40)	(223)	183
Dépenses en immobilisations corporelles	(311)	(875)	564
Rentrées de fonds	284	133	151

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 2024, un montant de 1,5 milliard de dollars (1,4 milliard de dollars en 2023) 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 2024 :

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	100	Production et vente d'électricité
Heartland Generation Ltd.	Canada	100 ¹	Production et vente d'électricité
Alberta Power (2000) Ltd.	Canada	100 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

1) Le 4 décembre 2024, la Société a conclu l'acquisition de Heartland. Se reporter à la note 4 pour plus de précisions.

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	2024	2023	2022
Rémunération totale	36	21	23
Composée des éléments suivants :			
Avantages du personnel à court terme	13	11	11
Avantages postérieurs à l'emploi	1	1	1
Indemnités de cessation d'emploi	4	1	—
Paiements fondés sur des actions	18	8	11

B. 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

Les transactions avec Brookfield comprennent ce qui suit :

des transactions aux conditions du marché avec des entreprises associées, 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.

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	2022
Ventes d'électricité	58	135	127
Achats d'électricité	4	2	12
Frais de gestion d'actifs payés	—	1	2

37. Engagements et éventualités

En plus des engagements présentés ailleurs dans les états financiers, la Société a conclu les engagements contractuels qui suivent, soit directement, soit au moyen

de ses participations dans des entreprises communes et des coentreprises.

Les paiements futurs approximatifs en vertu de ces contrats se présentent comme suit :

	2025	2026	2027	2028	2029	2030 et par la suite	Total
Contrats de gaz naturel, contrats de livraison et autres contrats	75	68	65	66	64	425	763
Transport	23	23	21	10	8	105	190
Contrats d'approvisionnement en charbon	75	—	—	—	—	—	75
Ententes de service à long terme	61	47	50	31	18	151	358
Contrats de location simple	4	3	3	2	2	22	36
Croissance	46	3	—	—	—	—	49
Total	284	144	139	109	92	703	1 471

Engagements

Contrats de gaz naturel, contrats de livraison et autres contrats

La Société est partie à des contrats de livraison de gaz naturel d'une capacité pouvant aller jusqu'à 400 térajoules («TJ»)/jour de gaz naturel sur une base ferme liés aux centrales de Sundance et de Keephills se terminant entre 2036 et 2038. De plus, la Société est partie à des contrats pour la livraison d'environ 150 TJ/jour de gaz naturel liés à Sheerness. La Société prévoit actuellement utiliser en moyenne environ 160 TJ/jour, et jusqu'à environ 450 TJ/jour pendant les périodes de pointe, tout en commercialisant l'excédent.

Transport

La Société a conclu plusieurs contrats visant l'achat de capacité du réseau de transport dans le Nord-Ouest Pacifique. La Société s'engage à accepter les services aux tarifs en vigueur du fournisseur, qu'ils soient rendus immédiatement ou plus tard, après la construction de centrales additionnelles, à condition que certaines exigences en matière de prestation de services soient satisfaites.

Les engagements en matière de transport comprennent également des contrats pluriannuels libellés en dollars américains visant à garantir la capacité de transport. La majeure partie de la capacité de transport est visée par un accord de capacité générateur de produits des activités ordinaires spécifique, conclu avec une contrepartie aux États-Unis, pour une durée similaire à celle de la capacité de transport connexe.

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'en 2025.

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.

Contrats de location simple

Les contrats de location simple comprennent les engagements découlant des contrats de location simple non comptabilisés en vertu d'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.

Croissance

Les engagements en matière de croissance comprennent les travaux de conception et d'ingénierie, les achats de matériel à long délai de livraison, la construction de centrales de traitement de l'eau et les mises à niveau du réseau.

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'auront pas une incidence négative importante sur TransAlta. Dans le cours normal des affaires, des organismes de réglementation peuvent également présenter des demandes de renseignements, auxquelles la Société donnera suite comme il se doit.

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 volontairement 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'auront pas une incidence négative importante sur TransAlta.

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

Le 27 mai 2019, l'Alberta Energy Regulator («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 10 permis de forage (qui comprennent des activités de fracturation hydraulique) dans un rayon de trois à cinq kilomètres de la centrale de Brazeau.

La Société est d'avis que, selon une analyse d'experts indépendants commandée par le gouvernement de l'Alberta, les activités de fracturation hydraulique ayant lieu à moins de cinq kilomètres de la centrale de Brazeau posent un risque inacceptable et que les demandes devraient être rejetées. L'audience réglementaire en vue de l'examen de ces demandes – procédure 379 – a été ajournée et reportée en novembre 2025.

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 : a) l'octroi de baux d'exploitation minière à moins de cinq kilomètres de la centrale de Brazeau constitue une violation de l'accord de 1960 entre la Société et le gouvernement de l'Alberta; et b) le gouvernement de l'Alberta est tenu d'indemniser la Société pour tous les coûts ou dommages résultant des risques liés à la 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 : a) tente d'usurper la compétence de l'AER; et b) est en dehors du délai prévu en vertu de la *Limitations Act* (Alberta). Le procès devrait avoir lieu en septembre ou octobre 2025 si les parties ne parviennent pas à résoudre le différend avant cette date.

Garden Plain

Garden Plain I LP, une filiale en propriété exclusive de la Société, a retenu les services d'un entrepreneur indépendant pour la construction du projet de parc éolien Garden Plain près de Hanna, en Alberta. L'entrepreneur a connu des retards sur le calendrier, des difficultés liées à la construction et des dépassements de coûts importants, ce qui a entraîné des retards, et il a réclamé 53 millions de dollars en dommages-intérêts. La Société conteste l'intégralité de cette réclamation et introduit une demande reconventionnelle. Les parties ont entamé la procédure de règlement des différends et l'audience d'arbitrage est fixée à trois semaines à compter du 14 avril 2025.

Démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance

TransAlta s'est adressée à l'Alberta Utilities Commission 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. La demande a été entendue par l'Alberta Utilities Commission au premier trimestre de 2024. Une décision a été rendue le 9 décembre 2024, qui ordonnait au Balancing Pool de verser 9 millions de dollars à TransAlta, soit la partie non recouvrée des coûts de démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance par rapport aux montants déjà perçus en vertu du règlement sur les contrats d'achat d'électricité.

Centrale de Brazeau – signalement volontaire relatif à la réserve tournante

Le 30 novembre 2022, TransAlta a signalé à l'administrateur de la surveillance du marché un éventuel manquement des

règles de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité en lien avec les offres de réserves tournantes actives à la centrale de Brazeau alors que la configuration était inadéquate entre le 13 août 2021 et le 1^{er} novembre 2022. En 2022, une provision de 20 millions de dollars a été initialement comptabilisée dans les produits des activités ordinaires, reflétant une restitution possible des produits des activités ordinaires et une provision de 2 millions de dollars comptabilisée au titre des amendes et pénalités éventuelles. Le 29 novembre 2024, l'administrateur de la surveillance du marché a imposé des pénalités à TransAlta pour ce signalement volontaire et TransAlta a effectué un paiement de 33 millions de dollars en janvier 2025.

38. Informations sectorielles

A. Description des secteurs à présenter

La Société comporte six secteurs à présenter qui sont décrits à la note 1. Le secteur à présenter Gaz comprend Heartland, société acquise le 4 décembre 2024. La Société a intégré Heartland dans le secteur Gaz en raison de la nature similaire de ses produits et de ses processus opérationnels, ainsi que de la similarité des règlements environnementaux auxquels elle est assujettie. Se reporter à la note 4 pour plus de précisions.

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 l'exercice au cours duquel les positions sont réglées, les profits ou pertes latents de change associés aux transactions sur des produits de base, les produits d'intérêts inscrits dans les frais payés d'avance, les pénalités de la centrale de Brazeau,

les coûts de transaction et de restructuration liés à l'acquisition, les coûts liés au progiciel de gestion intégré, les produits et les coûts du combustible et des achats d'électricité liés aux dessaisissements prévus, les éléments du secteur Transition énergétique qui peuvent ne pas refléter les activités d'exploitation continues, y compris certains coûts liés aux décisions prises dans le but d'accélérer l'abandon du charbon en Alberta, et l'abandon prévu du charbon à la centrale de Centralia, le remboursement des frais de démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance, les imputations pour dépréciation, la quote-part du résultat net de la coentreprise, et d'autres ajustements des coûts ou des produits.

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.

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.

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 2024	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	409	357	1 350	616	168	(34)	2 866	(21)	—	2 845
Reclassements et ajustements :										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	1	84	(60)	(36)	14	—	3	—	(3)	—
Profit (perte) de change réalisé(e) sur les positions de change dénouées	—	—	7	2	(15)	—	(6)	—	6	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	2	19	—	—	—	21	—	(21)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	6	8	—	—	—	14	—	(14)	—
Produits tirés des dessaisissements prévus	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Pénalités de la centrale de Brazeau	(20)	—	—	—	—	—	(20)	—	20	—
Profit latent de change sur les produits de base	—	—	(2)	—	—	—	(2)	—	2	—
Produits des activités ordinaires ajustés	390	449	1 321	582	167	(34)	2 875	(21)	(9)	2 845
Coûts du combustible et des achats d'électricité	16	30	475	418	—	—	939	—	—	939
Reclassements et ajustements :										
Coûts du combustible et des achats d'électricité liés aux dessaisissements prévus	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Produits d'intérêts australiens	—	—	(4)	—	—	—	(4)	—	4	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	16	30	470	418	—	—	934	—	5	939
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	145	1	—	(34)	112	—	—	112
Marge brute	374	419	706	163	167	—	1 829	(21)	(14)	1 794
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	86	97	198	69	36	173	659	(4)	—	655
Reclassements et ajustements :										
Pénalités de la centrale de Brazeau	(31)	—	—	—	—	—	(31)	—	31	—
Coûts liés au progiciel de gestion intégré	—	—	—	—	—	(14)	(14)	—	14	—
Coûts de transaction et de restructuration liés à l'acquisition	—	—	—	—	—	(24)	(24)	—	24	—
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées	55	97	198	69	36	135	590	(4)	69	655
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	16	13	3	—	1	36	—	—	36
Autres produits d'exploitation, montant net	—	(10)	(40)	(9)	—	—	(59)	—	—	(59)
Reclassements et ajustements :										
Remboursement des frais de démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance	—	—	—	9	—	—	9	—	(9)	—
Autres produits d'exploitation ajustés, montant net	—	(10)	(40)	—	—	—	(50)	—	(9)	(59)
BAIIA ajusté²	316	316	535	91	131	(136)	1 253			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										5
Produits tirés des contrats de location-financement										14
Amortissement										(531)
Imputations pour dépréciation d'actifs										(46)
Produit d'intérêts										30
Charge d'intérêts										(324)
Profit de change										5
Profit à la vente d'actifs et autres										4
Résultat avant impôts sur le résultat										319

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.

Exercice clos le 31 décembre 2023	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 reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	533	357	1 514	751	220	1	3 376	(21)	—	3 355
Reclassements et ajustements :										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	(4)	16	(67)	(5)	23	—	(37)	—	37	—
Profit (perte) de change réalisé(e) sur les positions de change dénouées	—	—	10	—	(91)	—	(81)	—	81	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	55	—	—	—	55	—	(55)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	12	—	—	—	12	—	(12)	—
Profit latent de change sur les produits de base	—	—	1	—	—	—	1	—	(1)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	529	373	1 525	746	152	1	3 326	(21)	50	3 355
Coûts du combustible et des achats d'électricité	19	30	453	557	—	1	1 060	—	—	1 060
Reclassements et ajustements :										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(4)	—	—	—	(4)	—	4	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	19	30	449	557	—	1	1 056	—	4	1 060
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	112	—	—	—	112	—	—	112
Marge brute	510	343	964	189	152	—	2 158	(21)	46	2 183
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	48	80	192	64	43	115	542	(3)	—	539
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	12	11	3	—	1	30	(1)	—	29
Autres produits d'exploitation, montant net	—	(7)	(40)	—	—	—	(47)	—	—	(47)
Reclassements et ajustements :										
Recouvrement d'assurance	—	1	—	—	—	—	1	—	(1)	—
Autres produits d'exploitation ajustés, montant net	—	(6)	(40)	—	—	—	(46)	—	(1)	(47)
BAlIA ajusté ²	459	257	801	122	109	(116)	1 632			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										4
Produits tirés des contrats de location-financement										12
Amortissement										(621)
Imputations pour dépréciation d'actifs										48
Produit d'intérêts										59
Charge d'intérêts										(281)
Profit de change										(7)
Profit à la vente d'actifs et autres										4
Résultat avant impôts sur le résultat										880

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

2) Le BAlIA 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 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 :										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	1	104	251	10	12	—	378	—	(378)	—
Profit (perte) de change 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)	—
Pénalités de la centrale de Brazeau	20	—	—	—	—	—	20	—	(20)	—
Profit latent de change sur les produits de base	—	—	—	—	(1)	—	(1)	—	1	—
Produits des activités ordinaires ajustés	627	407	1 521	724	218	(2)	3 495	(14)	(505)	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	605	375	801	159	218	—	2 158	(14)	(509)	1 635
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	55	68	195	69	35	101	523	(2)	—	521
Reclassements et ajustements :										
Pénalités de la centrale de Brazeau	(2)	—	—	—	—	—	(2)	—	2	—
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées	53	68	195	69	35	101	521	(2)	2	521
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	12	15	4	—	1	35	(2)	—	33
Autres pertes (produits) d'exploitation, montant net	—	(23)	(38)	—	—	—	(61)	3	—	(58)
Reclassements et ajustements :										
Contrat de redevances déficitaire et frais de résiliation de contrat	—	7	—	—	—	—	7	—	(7)	—
Autres pertes (produits) d'exploitation ajustés, montant net	—	(16)	(38)	—	—	—	(54)	3	(7)	(58)
BAlIA ajusté ²	549	311	629	86	183	(102)	1 656			
Quote-part du 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)
Produit d'intérêts										24
Charge d'intérêts										(286)
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 BAlIA 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 2024	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total
Immobilisations corporelles	501	3 428	1 805	206	—	80	6 020
Actifs au titre de droits d'utilisation	7	96	6	—	—	11	120
Immobilisations incorporelles	3	133	108	4	3	30	281
Goodwill	258	178	51	—	30	—	517

Au 31 décembre 2023	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total
Immobilisations corporelles	462	3 360	1 543	251	—	98	5 714
Actifs au titre de droits d'utilisation	7	94	5	—	—	11	117
Immobilisations incorporelles	2	141	40	4	5	31	223
Goodwill	258	176	—	—	30	—	464

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 2024	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total
Ajouts d'actifs non courants :							
Immobilisations corporelles ¹	64	97	100	13	—	37	311
Immobilisations incorporelles ¹	—	—	—	—	—	10	10

1) Exclut les ajouts attribuables à l'acquisition de Heartland le 4 décembre 2024.

Exercice clos le 31 décembre 2023	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total
Ajouts d'actifs non courants :							
Immobilisations corporelles	42	674	89	16	—	54	875
Immobilisations incorporelles	—	—	—	—	—	13	13

Exercice clos le 31 décembre 2022	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commer- cialisation 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

C. Information géographique

I. Produits des activités ordinaires

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	2022
Canada	2 009	2 218	1 905
États-Unis	676	987	940
Australie-Occidentale	160	150	131
Total des produits des activités ordinaires	2 845	3 355	2 976

II. Actifs non courants

	Immobilisations corporelles		Actifs au titre de droits d'utilisation		Immobilisations incorporelles		Autres actifs	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Aux 31 décembre								
Canada	3 828	3 578	41	43	170	108	85	68
États-Unis	1 852	1 749	74	71	86	88	36	42
Australie-Occidentale	340	387	5	3	25	27	58	69
Total	6 020	5 714	120	117	281	223	179	179

D. Client important

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, les ventes à l'Alberta Electric System Operator ont représenté 24 % du total des produits des activités ordinaires de la Société (46 % du total des produits des activités ordinaires de la

Société en 2023). Les ventes à aucune autre société n'ont représenté plus de 10 % du total des produits des activités ordinaires de la Société.

Résumé des données financières et statistiques sur onze ans

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023	2022
Résumé des données financières			
COMPTES DE RÉSULTAT			
Produits des activités ordinaires	2 845	3 355	2 976
Résultats d'exploitation	585	1 089	531
Résultat avant impôts sur le résultat	319	880	353
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	177	644	4
ÉTATS DE LA SITUATION FINANCIÈRE			
Total de l'actif	9 499	8 659	10 741
Tranche courante de la dette à long terme, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	235	184	(940)
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement	3 236	2 934	3 475
Titres échangeables	750	744	739
Participations ne donnant pas le contrôle	97	127	879
Actions privilégiées	942	942	942
Capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires ¹	804	595	168
Principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP et juste valeur (positive) négative des instruments de couverture sur la dette ¹	(24)	(12)	(20)
Total du capital ³	6 041	5 517	5 243
FLUX DE TRÉSORERIE			
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	796	1 464	877
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(520)	(814)	(741)
INFORMATIONS SUR LES ACTIONS ORDINAIRES (par action)			
Résultat net	0,59	2,33	0,01
Résultat aux fins de comparaison ¹	s. o.	s. o.	s. o.
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	0,24	0,22	0,21
Valeur comptable par action ordinaire (à la fin de l'exercice) ¹	2,66	2,16	0,62
Cours :			
Haut	20,55	13,97	15,28
Bas	8,35	10,02	10,52
Clôture (Bourse de Toronto aux 31 décembre)	20,33	11,02	12,11
RATIOS (en pourcentage, sauf indication contraire)			
Dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté ^{1, 2, 4, 5} (multiple)	3,6	2,5	2,1
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires ¹	23,2	84,8	1,0
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	10,0	17,6	9,2
Rendement du capital investi aux fins de comparaison ¹	s. o.	s. o.	s. o.
Couverture par le résultat (multiple) ¹	2,2	4,3	2,2
Ratio de distribution fondé sur les fonds provenant des activités d'exploitation ^{1, 5}	9,2	4,4	4,1
BAIIA ajusté ^{1, 2, 4, 5} (en millions de dollars canadiens)	1 253	1 632	1 656
Couverture des dividendes ^{1, 5} (multiple)	11,2	24,6	18,3
Rendement des actions ¹	1,1	2,0	1,7
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires pour l'exercice (en millions)	302	276	271
Actions ordinaires en circulation aux 31 décembre (en millions)	298	307	268
RÉSUMÉ DES DONNÉES STATISTIQUES			
Nombre d'employés	1 205	1 257	1 282
CAPACITÉ INSTALLÉE BRUTE (MW)⁶			
Transition énergétique ⁸	671	671	671
Gaz ^{7, 9}	4 834	3 084	3 084
Énergies renouvelables (énergies éolienne, solaire et hydroélectrique)	3 509	3 006	2 828
Placement en titres de capitaux propres	67	67	67
Capacité de production totale	9 081	6 828	6 650
Total de la production (GWh)	22 811	22 029	21 258

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.

Résumé des données financières et statistiques sur onze ans

2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014
2 721 (239) (380) (576)	2 101 (99) (303) (336)	2 347 335 193 52	2 249 160 (96) (248)	2 307 138 (54) (190)	2 397 478 314 117	2 267 148 221 (24)	2 623 442 239 141
9 226 (103) 2 423 735 1 011 942 640 (19) 5 629	9 747 (598) 3 256 730 1 084 942 1 410 (13) 6 811	9 508 102 2 699 326 1 101 942 2 019 (17) 7 172	9 428 59 3 119 — 1 137 942 2 055 (10) 7 275	10 304 433 2 960 — 1 059 942 2 384 (30) 7 748	10 996 334 3 722 — 1 152 942 2 569 (163) 8 556	10 947 33 4 408 — 1 029 942 2 419 (190) 8 641	9 833 708 3 305 — 594 942 2 342 (96) 7 795
1001 (472)	702 (687)	849 (512)	820 (394)	626 87	744 (327)	432 (573)	796 (292)
(2,13) s. o. 0,19 2,37	(1,22) s. o. 0,22 5,13	0,18 s. o. 0,12 7,14	(0,86) s. o. 0,2 7,16	(0,66) s. o. 0,16 8,28	0,41 0,13 0,3 8,92	(0,09) (0,17) 0,72 8,52	0,52 0,25 0,83 8,52
14,61 9,57 14,05	11,23 5,32 9,67	10,14 5,50 9,28	7,90 5,44 5,59	8,50 6,88 7,45	7,54 3,76 7,43	12,34 4,13 4,91	14,94 9,81 10,52
2,2 (116,6) s. o. (4,5) s. o. (1,0) 5,1 1 286 23,0 1,3 271 271	4,0 (30,3) s. o. (1,5) s. o. (0,5) 7,0 917 15,6 1,7 275 270	3,9 3,3 s. o. 4,1 s. o. 1,5 6,6 984 18,6 1,7 283 277	3,6 (15,8) s. o. 0,7 s. o. 0,2 6,1 1 123 18,3 2,9 287 285	3,6 (10,0) s. o. 2,1 s. o. 0,6 4,3 1 062 14,1 2,1 288 288	3,8 5,4 1,7 5,3 4,4 1,7 8,1 1 144 11,1 4,0 288 288	5,4 (1,2) (2,3) 4,6 3,0 1,5 30,0 867 3,3 14,7 280 284	4,2 6,3 3,0 5,8 5,1 1,7 26,4 1 036 5,7 7,9 273 275
1 282	1 476	1 543	1 883	2 228	2 341	2 380	2 786
1 472 3 084 2 694 — 7 387 22 105	2 548 3 082 2 498 67 8 265 24 980	2 915 3 049 2 421 — 8 385 29 071	3 147 2 819 2 308 — 8 273 28 409	3 707 2 827 2 289 — 8 823 36 900	3 707 2 906 2 334 — 8 947 38 157	3 708 2 823 2 350 — 8 881 40 673	3 693 2 949 2 204 — 8 846 45 002

- 2) En 2024, la composition du BAIIA ajusté a été modifiée pour exclure l'incidence des pénalités de la centrale de Brazeau et des provisions connexes. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement.
- 3) Le total du capital pour 2014 a été révisé en fonction de la méthode de calcul de 2015.
- 4) En 2022, la composition du BAIIA ajusté a été modifiée pour tenir compte de l'incidence des positions de change dénouées qui sont effectivement réglées au moyen de positions compensatoires auprès de la même contrepartie afin de refléter la performance des actifs et du secteur Commercialisation de l'énergie pour la période au cours de laquelle les transactions ont eu lieu. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour 2022, 2021 et 2020 seulement. En 2019 et subséquemment, le BAIIA ajusté a été modifié 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.
- 5) 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 dans le rapport de gestion.
- 6) La capacité installée brute de 2014 à 2020 correspond à la capacité sur laquelle sont fondés les résultats sous-jacents. Les chiffres des exercices antérieurs n'ont pas été retraités.
- 7) Comprend les créances au titre des contrats de location-financement.
- 8) 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 de production de gaz du secteur auparavant connus sous le nom d'Énergie thermique en Alberta. Les chiffres des exercices antérieurs ont été retraités.
- 9) 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 connus sous le nom d'Énergie thermique en Alberta. Les chiffres des exercices antérieurs ont été retraités.

Formules des ratios

Dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté = dette à long terme et obligations locatives, y compris partie courante + titres échangeables + 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 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 2024	Centrale	Capacité nominale (MW) ¹	Participation consolidée	Capacité installée brute ¹	Propriété (%)	Capacité nette détenue (MW) ¹	Région	Source de produits	Date d'expiration du contrat
Hydroélectricité	Barrier, AB	13	100 %	13	100 %	13	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
24 centrales	Bearspaw, AB	17	100 %	17	100 %	17	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Belly River, AB	3	100 %	3	100 %	3	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Bighorn, AB	120	100 %	120	100 %	120	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Brazeau, AB	355	100 %	355	100 %	355	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Cascade, AB	36	100 %	36	100 %	36	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Ghost, AB	54	100 %	54	100 %	54	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Horseshoe, AB	14	100 %	14	100 %	14	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Interlakes, AB	5	100 %	5	100 %	5	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Kananaskis, AB	19	100 %	19	100 %	19	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Pocaterra, AB	15	100 %	15	100 %	15	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Rundle, AB	50	100 %	50	100 %	50	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Spray, AB	112	100 %	112	100 %	112	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	St. Mary, AB	2	100 %	2	100 %	2	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Taylor, AB	13	100 %	13	100 %	13	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	—
	Akolkolex, BC	10	100 %	10	100 %	10	Ouest du Canada	CLT ²	2046
	Bone Creek, BC	19	100 %	19	100 %	19	Ouest du Canada	CLT	2031
	Pingston, BC	45	50 %	23	100 %	23	Ouest du Canada	CLT	2043
	Upper Mamquam, BC	25	100 %	25	100 %	25	Ouest du Canada	CLT	2045
	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
	Ragged Chute, ON	7	100 %	7	100 %	7	Est du Canada	CLT	2029
Total Énergie hydroélectrique		944		922		922			
Énergie éolienne et stockage par batteries	Ardenville, AB	69	100 %	69	100 %	69	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
32 installations	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	—
	Cowley North, AB	20	100 %	20	100 %	20	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Garden Plain, AB	130	100 %	130	100 %	130	Ouest du Canada	CLT	2034-2041
	McBride Lake, AB	75	50 %	38	100 %	38	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Oldman, AB	4	100 %	4	100 %	4	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Sinnott, AB	5	100 %	5	100 %	5	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Soderghen, AB	71	50 %	36	100 %	36	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Unité 1 de Summerview, AB	68	100 %	68	100 %	68	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Unité 2 de Summerview, AB	66	100 %	66	100 %	66	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Stockage par batteries WindCharger, AB	10	100 %	10	100 %	10	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Windrise, AB	206	100 %	206	100 %	206	Ouest du Canada	CLT	2041
	Kent Breeze, ON	20	100 %	20	100 %	20	Est du Canada	CLT	2031
	Melancthon, ON ⁴	200	100 %	200	100 %	200	Est du Canada	CLT	2028-2031

Au 31 décembre 2024	Centrale	Capacité nominale (MW) ¹	Participation consolidée	Capacité installée brute ¹	Propriété (%)	Capacité nette détenue (MW) ¹	Région	Source de produits	Date d'expiration du contrat
	Wolfe Island, ON	198	100 %	198	100 %	198	Est du Canada	CLT	2029
	Kent Hills, NB ⁵	167	100 %	167	83 %	139	Est du Canada	CLT	2045
	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
	Antrim, NH	29	100 %	29	100 %	29	États-Unis	CLT	2039
	Big Level, PA	90	100 %	90	100 %	90	États-Unis	CLT	2034
	Horizon Hill, OK	202	100 %	202	100 %	202	États-Unis	LTC ¹³	—
	Lakeswind, MN	50	100 %	50	100 %	50	États-Unis	CLT	2034
	White Rock East, OK	202	100 %	202	100 %	202	États-Unis	LTC ¹³	—
	White Rock West, OK	100	100 %	100	100 %	100	États-Unis	LTC ¹³	—
	Parc éolien du Wyoming, WY	140	100 %	140	100 %	140	États-Unis	CLT	2028
	Skookumchuck, WA	137	49 %	67	100 %	67	États-Unis	CLT	2040
	Stockage par batteries d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, WA ⁸	10	100 %	10	100 %	10	Australie	CLT	2038
Total Énergie éolienne		2 548		2 406		2 378			
Énergie solaire	Mass Solar, MA ⁶	21	100 %	21	100 %	21	États-Unis	CLT	2032-2045
	4 installations	122	100 %	122	100 %	122	États-Unis	CLT	2033
	Énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, WA ⁸	38	100 %	38	100 %	38	Australie	CLT	2038
Total Énergie solaire		181		181		181			

Tableau récapitulatif des centrales

Au 31 décembre 2024	Centrale	Capacité nominale (MW) ¹	Participation consolidée	Capacité installée brute ¹	Propriété (%)	Capacité nette détenue (MW) ¹	Région	Source de produits	Date d'expiration du contrat
Gaz	McMahon, BC	120	50 %	60	100 %	60	Ouest du Canada	CLT	2029
26 installations	Unité 4 de Battle River, AB	155	100 %	155	100 %	155	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Unité 5 de Battle River, AB	395	100 %	395	100 %	395	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Fort Saskatchewan, AB	118	60 %	71	50 %	35	Ouest du Canada	CLT / capacité marchande	2029
	Joffre, AB	474	40 %	190	100 %	190	Ouest du Canada	CLT / capacité marchande	2041
	Unité 2 de Keephills, AB	395	100 %	395	100 %	395	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Unité 3 de Keephills, AB	466	100 %	466	100 %	466	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Muskeg River, AB	202	100 %	202	100 %	202	Ouest du Canada	CLT	2042
	Poplar Creek, AB ⁹	230	100 %	230	100 %	230	Ouest du Canada	CLT	2030
	Primrose, AB	100	50 %	50	100 %	50	Ouest du Canada	CLT	2028
	Scotford, AB	195	100 %	195	100 %	195	Ouest du Canada	CLT / capacité marchande	2043
	Sheerness, AB ⁴	800	100 %	800	75 %	600	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Unité 6 de Sundance, AB	401	100 %	401	100 %	401	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Unité 1 de Valleyview, AB	50	100 %	50	100 %	50	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Unité 2 de Valleyview, AB	50	100 %	50	100 %	50	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Ottawa, ON	74	100 %	74	50 %	37	Est du Canada	CLT / capacité marchande	2033
	Sarnia, ON	499	100 %	499	100 %	499	Est du Canada	CLT	2031
	Windsor, ON	72	100 %	72	50 %	36	Est du Canada	CLT / capacité marchande	2031
	Ada, MI	29	100 %	29	100 %	29	États-Unis	CLT	2026
	Gazoduc de Fortescue River, WA	s. o.	100 %	s. o.	100 %	s. o.	Australie	CLT	2035
	Parkeston, WA ¹⁰	110	50 %	55	100 %	55	Australie	CLT / capacité marchande	2026
	Southern Cross, WA ¹¹	245	100 %	245	100 %	245	Australie	CLT	2038
	South Hedland, WA ¹²	150	100 %	150	100 %	150	Australie	CLT	2042
Total Gaz		5 330		4 834		4 525			
Transition énergétique	Centralia, WA	670	100 %	670	100 %	670	États-Unis	CLT / capacité marchande	2025 ¹⁴
2 installations	Skookumchuck, WA	1	100 %	1	100 %	1	États-Unis	CLT	2025
Total Transition énergétique		671		671		671			
Total		9 674		9 014		8 677			

1) Les MW 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.

2) Contrat à long terme.

3) Comprend sept éoliennes individuelles à d'autres emplacements.

4) Comprend deux centrales.

5) Comprend trois centrales.

6) Comprend quatre sites au sol et quatre sites en toiture.

7) Comprend 20 centrales.

8) Comprend de nombreuses centrales.

9) La centrale de Poplar Creek est exploitée par Suncor et la propriété de la centrale sera transférée à Suncor en 2030.

10) La centrale de Parkeston était visée par un contrat jusqu'en octobre 2023 avec des options de résiliation anticipée qui ont débuté en 2021.

11) Comprend quatre centrales. Ne comprend pas les centrales du nord de la région de Goldfields qui font partie du secteur Énergie éolienne et énergie solaire.

12) La centrale de South Hedland fait l'objet d'un contrat avec Fortescue Metals Group Ltd. («FMG») et Horizon Power.

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

14) 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

La performance présentée ci-après exclut l'acquisition de Heartland Generation le 4 décembre 2024. Se reporter à la rubrique «Explication des notes» qui décrit en détail les notes du tableau précédent. ✓ Les données de 2024 ont été vérifiées à un niveau d'assurance limitée établi par Ernst & Young s.r.l./s.E.N.C.R.L. ✓✓ Les données de 2024, 2023 et 2022 ont été vérifiées à un niveau d'assurance limitée établi par Ernst & Young s.r.l./s.E.N.C.R.L.

Systèmes de gestion de l'environnement, et de gestion de la santé et de la sécurité ²	2024	2023 ¹	2022 ¹
Audits de systèmes de gestion de l'environnement et de gestion de la santé et de la sécurité	5	5	4
Audits de conformité en matière de santé et de sécurité	11	3	9
Total des audits en matière d'environnement, de santé et de sécurité	16	8	13
Performance environnementale ³	2024	2023 ¹	2022 ¹
Utilisation de ressources ou d'énergie⁴			
Combustion du charbon (tonnes)	1 772 000	2 492 000	2 181 000
Combustion de diesel (L)	6 479 000	6 920 000	6 685 000
Combustion d'essence (L)	18 000	3 000	3 000
Combustion de gaz naturel (GJ)	121 916 000	123 067 000	130 023 000
Combustion de pétrole (L)	20 000	26 000	15 000
Combustion de propane (L)	1 000	2 000	3 000
Consommation de biodiesel : véhicules (L)	8 000	10 000	14 000
Consommation de diesel : véhicules (L)	2 262 000	2 315 000	3 261 000
Consommation d'éthanol : véhicules (L)	11 000	7 000	9 000
Consommation d'essence : véhicules (L)	696 000	608 000	605 000
Consommation de propane : véhicules (L)	8 000	8 000	7 000
Électricité : exploitation des bâtiments (MWh)	162 000	126 000	152 000
Kérosène : exploitation des bâtiments (L)	0	0	3 000
Gaz naturel : exploitation des bâtiments (GJ)	148 000	94 000	42 000
Propane : exploitation des bâtiments (L)	93 000	110 000	169 000
Total de l'utilisation de ressources ou d'énergie (GJ)	174 953 000	197 357 000	186 393 000
Émissions de gaz à effet de serre («GES»)			
Émissions de GES de portée 1 et 2⁵			
Dioxyde de carbone (tonnes d'éq. CO ₂)	9 463 000	10 862 000	10 185 000
Méthane (tonnes d'éq. CO ₂)	49 000	26 000	24 000
Oxyde d'azote (tonnes d'éq. CO ₂)	52 000	36 000	40 000
Hexafluorure de soufre (tonnes d'éq. CO ₂)	230	80	150
Total des émissions de GES de portée 1 et 2 (tonnes d'éq. CO₂)⁶ ✓	9 564 000	10 924 000	10 249 000
Intensité des émissions de GES (tonnes d'éq. CO ₂ /MWh) ⁷ ✓	0,35	0,41	0,40
Émissions de portée 1 (tonnes d'éq. CO ₂)	9 497 000	10 871 000	10 179 000
Émissions de portée 1 (pourcentage du total des émissions de GES)	99	100	99
Émissions de portée 1 déclarées aux organismes de réglementation nationaux (pourcentage)	100	100	100
Émissions de portée 2 (tonnes d'éq. CO ₂) ⁵	67 000	53 000	70 000
Émissions de portée 2 (pourcentage du total des émissions de GES)	1	0	1
Total des émissions de GES évitées (tonnes d'éq. CO ₂) ⁸	2 818 000	2 280 000	2 744 000
Émissions de GES de portée 3⁹			
Émissions de portée 3 en amont			
Catégorie 1 : Achat de biens et services ¹⁰ ✓✓	30 000	32 000	28 000
Catégorie 2 : Biens d'équipement ¹¹ ✓✓	24 000	86 000	140 000

Performance environnementale (suite)	2024	2023 ¹	2022 ¹
Catégorie 3 : Activités liées au combustible et à l'énergie ¹² ✓✓	950 000	954 000	963 000
Émissions de portée 3 en aval			
Catégorie 11 : Utilisation des produits vendus ¹³ ✓✓	583 000	716 000	556 000
Catégorie 15 : Investissements ¹⁴ ✓✓	1 834 000	1 651 000	1 846 000
Autres catégories pertinentes ¹⁵	242 000	308 000	283 000
Total des émissions de GES de portée 3 (tonnes d'éq. CO₂)	3 664 000	3 747 000	3 816 000
Émissions atmosphériques¹⁶			
Total des émissions de dioxyde de soufre (tonnes) ✓	870	1 100	1 200
Intensité des émissions de dioxyde de soufre (kg/MWh) ✓	0,03	0,04	0,05
Total des émissions d'oxyde d'azote (tonnes) ✓	8 700	11 000	11 000
Intensité des émissions d'oxyde d'azote (kg/MWh) ✓	0,32	0,40	0,43
Total des émissions de particules fines (tonnes) ✓	320	460	360
Intensité des émissions de particules fines (kg/MWh) ✓	0,01	0,02	0,02
Total des émissions de mercure (kilogrammes)¹⁶ ✓	16	21	21
Intensité des émissions de mercure (mg/MWh) ¹⁶ ✓	0,61	0,80	0,83
Gestion de l'eau¹⁷			
Prélèvement d'eau – autres sources (en millions de m ³)	1	1	1
Prélèvement d'eau – eaux de surface (en millions de m ³)	236	272	232
Eau prélevée – toutes les sources (en millions de m³) ✓	237	273	233
Déversement d'eau – vers d'autres sources (en millions de m ³)	2	1	0
Déversement d'eau – eaux de surface (en millions de m ³)	209	238	207
Déversement d'eau – toutes les sources (en millions de m³) ✓	212	239	207
Consommation d'eau (en millions de m³) ✓	25	34	26
Intensité de la consommation d'eau (m ³ /MWh) ¹⁸ ✓	0,92	1,25	1,03
Gestion des déchets¹⁹			
Détournés de l'élimination – non dangereux²⁰			
Déchets solides recyclés (tonnes)	2 000	2 600	1 600
Déchets liquides recyclés (tonne d'éq.)	210	120	1 800
Réutilisés (tonnes) ²⁰	372 000	457 000	453 000
Stockés (tonnes) ²¹	6	1 400	26 000
Compostés (tonnes)	0	1	0
Total des déchets non dangereux détournés de l'élimination (tonnes)	374 000	461 000	485 000
Détournés de l'élimination – dangereux			
Déchets solides recyclés (tonnes)	2 600	10	0
Déchets liquides recyclés (tonne d'éq.)	6 700	17 000	18 000
Total des déchets dangereux détournés de l'élimination (tonnes)	9 300	17 000	18 000
Total des déchets détournés de l'élimination (tonnes) ✓	383 000	478 000	503 000
Acheminés à l'élimination – non dangereux²²			
Déchets solides mis en décharge (tonnes)	780	1 300	1 800
Déchets liquides mis en décharge (tonne d'éq.)	34	39	67
Élimination de cendres – mines (tonnes) ²³	0	0	2 900
Élimination de cendres – bassins (tonnes) ²⁴	0	0	0
Total des déchets non dangereux acheminés à l'élimination (tonnes)	820	1 300	4 800
Acheminés à l'élimination – dangereux			
Déchets solides mis en décharge (tonnes)	29	0	81
Déchets liquides mis en décharge (tonne d'éq.)	29	10	46
Total des déchets dangereux acheminés à l'élimination (tonnes)	58	10	130
Total des déchets acheminés à l'élimination (tonnes) ✓	880	1 300	4 900

Performance environnementale (suite)	2024	2023¹	2022¹
Utilisation et remise en état des terrains²⁵			
Terrains utilisés dans des activités minières – perturbés (hectares cumulés) ²⁵ ✓	12 500	12 500	12 500
Terrains utilisés dans des activités minières – remis en état (hectares cumulés) ²⁵ ✓	5 000	5 000	4 800
Remise en état de terrains utilisés dans des activités minières (pourcentage de terrains perturbés)²⁵ ✓	40	40	39
Terrains utilisés dans des activités minières : terrains perturbés moins terrains remis en état (hectares) ²⁵ ✓	7 500	7 500	7 700
Terrains utilisés par des centrales, des bureaux et du matériel (hectares) ²⁵ ✓	4 000	4 000	4 000
Total des terrains utilisés (hectares cumulés)²⁵ ✓	11 500	11 500	11 600
Incidents environnementaux²⁶			
Incidents environnementaux importants	0	0	0
Incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation	0	0	1
Total des incidents environnementaux ✓	0	0	1
Mesures d'application des lois environnementales ²⁷	0	0	2
Amendes pour des infractions environnementales (en milliers de dollars)	0	0	35
Déversements accidentels dans l'environnement²⁸			
Volume des déversements accidentels dans l'environnement importants (m ³)	0	0	246
Incidents liés à la biodiversité²⁹			
Gravement menacés d'extinction	0	0	0
Menacés d'extinction	0	0	0
Vulnérables	0	0	0
Quasi menacés	0	0	0
Total des incidents liés à la biodiversité	0	0	0
Performance sociale	2024	2023	2022
Pratiques en milieu de travail			
Employés	1 205	1 257	1 222
Nombre d'employés à plein temps	1 165	1 173	1 150
Nombre d'employés à temps partiel	9	11	14
Nombre de collaborateurs externes	31	73	58
Nombre d'employés représentés par des syndicats indépendants (pourcentage) ³⁰	29	30	31
Taux de roulement volontaire des employés (pourcentage) ³¹	18	5	9
Santé et sécurité			
Mesures d'application des lois en matière de santé et de sécurité ³²	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 ³³ ✓	0	1	0
Blessures avec soins médicaux sans arrêt de travail ³⁴ ✓	6	4	6
Blessures avec travail restreint sans arrêt de travail ³⁵ ✓	2	0	0
Total des blessures enregistrables parmi les employés et les employés d'entrepreneurs ✓	8	5	6
Heures d'exposition ³⁶	2 844 000	3 362 000	3 058 000
Taux de fréquence totale des accidents enregistrables parmi les employés et les employés d'entrepreneurs³⁷ ✓	0,56	0,30	0,39
Relations avec les collectivités			
Investissements dans les collectivités (en millions de dollars) ³⁸	2,9	3,2	2,3
Performance en matière de gouvernance	2024	2023	2022
Diversité			
Femmes dans l'effectif (pourcentage de tous les employés)	28	27	26
Femmes à des postes de haute direction (pourcentage)	32	26	30
Femmes au sein du conseil d'administration (pourcentage)	38	46	36

Rapprochement des indicateurs de performance en matière de 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 en matière de développement durable ou d'ESG et les critères clés de la Global Reporting Initiative («GRI») et du Sustainability Accounting Standards Board («SASB»). Les critères élaborés en interne sont 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	Critères
Audits de systèmes de gestion de l'environnement et de gestion de la santé et de la sécurité	Critères élaborés en interne ²
Audits de conformité en matière de santé et de sécurité	Critères élaborés en interne ²
Total des audits en matière d'environnement, de santé et de sécurité	
Performance environnementale	Critères
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 gaz à effet de serre («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 de portée 1 et 2 (tonnes d'éq. CO₂)	Critères élaborés en interne ^{5, 6}
Intensité des émissions de GES (tonnes d'éq. CO ₂ /MWh)	GRI 305-4
Émissions de portée 1 (tonnes d'éq. CO ₂)	SASB IF-EU-110a.1
Émissions de portée 1 (pourcentage du total des émissions de GES)	SASB IF-EU-110a.1
Émissions de portée 1 déclarées aux organismes de réglementation nationaux (pourcentage)	SASB IF-EU-110a.1
Émissions de portée 2 (tonnes d'éq. CO ₂)	GRI 305-2
Émissions de portée 2 (pourcentage du total des émissions de GES)	GRI 305-2
Total des émissions de GES évitées (tonnes d'éq. CO ₂)	Critères élaborés en interne ⁸
Émissions de GES de portée 3	
Émissions de portée 3 en amont	
Catégorie 1 : Achat de biens et services	Protocole des GES
Catégorie 2 : Biens d'équipement	Protocole des GES
Catégorie 3 : Activités liées au combustible et à l'énergie	Protocole des GES
Émissions de portée 3 en aval	
Catégorie 11 : Utilisation des produits vendus	Protocole des GES
Catégorie 15 : Investissements	Protocole des GES
Autres catégories pertinentes	Protocole des GES
Total des émissions de GES de portée 3 (tonnes d'éq. CO₂)	Protocole des GES

Performance environnementale (suite)**Critères****Émissions atmosphériques****Total des émissions de dioxyde de soufre (tonnes)***Intensité des émissions de dioxyde de soufre (kg/MWh)*

SASB IF-EU-120a.1

Critères élaborés en interne¹⁶**Total des émissions d'oxyde d'azote (tonnes)***Intensité des émissions d'oxyde d'azote (kg/MWh)*

SASB IF-EU-120a.1

Critères élaborés en interne¹⁶**Total des émissions de particules fines (tonnes)***Intensité des émissions de particules fines (kg/MWh)*

SASB IF-EU-120a.1

Critères élaborés en interne¹⁶**Total des émissions de mercure (kilogrammes)***Intensité des émissions de mercure (mg/MWh)*

SASB IF-EU-120a.1

Critères élaborés en interne¹⁶**Gestion de l'eau***Prélèvement d'eau – services des eaux / municipalités / clients (en millions de m³)*

SASB IF-EU-140a.1

Prélèvement d'eau – eaux de surface (en millions de m³)

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)Critères élaborés en interne¹⁷**Consommation d'eau (en millions de m³)***Intensité de la consommation d'eau (m³/MWh)*

SASB IF-EU-140a.1

Critères élaborés en interne¹⁸**Gestion des déchets****Détournés de l'élimination – Non dangereux**

Recyclés (tonnes)

GRI 306-4

Recyclés (L)

GRI 306-4

Réutilisés (tonnes)

GRI 306-4

Stockés (tonnes)

GRI 306-4

Total des déchets non dangereux détournés de l'élimination (tonnes)

GRI 306-4

Détournés de l'élimination – dangereux

Recyclés (tonnes)

GRI 306-4

Recyclés (L)

GRI 306-4

Total des déchets dangereux détournés de l'élimination (tonnes)

GRI 306-4

Total des déchets détournés de l'élimination (tonnes)

GRI 306-4

Acheminés à l'élimination – non dangereux

Décharges (tonnes)

GRI 306-5

Décharges (L)

GRI 306-5

Élimination de cendres – mines (tonnes)

GRI 306-5

Élimination de cendres – bassins (tonnes)

GRI 306-5

Compostables (tonnes)

GRI 306-5

Total des déchets non dangereux acheminés à l'élimination (tonnes)

GRI 306-5

Acheminés à l'élimination – dangereux

Décharges (tonnes)

GRI 306-5

Décharges (L)

GRI 306-5

Total des déchets dangereux acheminé à l'élimination (tonnes)

GRI 306-5

Total des déchets acheminé à l'élimination (tonnes)

GRI 306-5

Utilisation et remise en état des terrains

Terrains utilisés dans des activités minières – perturbés (hectares cumulés)

Critères élaborés en interne²⁵

Terrains utilisés dans des activités minières – remis en état (hectares cumulés)

Critères élaborés en interne²⁵**Remise en état de terrains utilisés dans des activités minières (pourcentage de terrains perturbés)**Critères élaborés en interne²⁵

Terrains utilisés dans des activités minières : terrains perturbés moins terrains remis en état (hectares)

Critères élaborés en interne²⁵

Terrains utilisés par des centrales, des bureaux et du matériel (hectares)

Critères élaborés en interne²⁵**Total des terrains utilisés (hectares cumulés)**Critères élaborés en interne²⁵

Performance environnementale (suite)	Critères
Incidents environnementaux	
Incidents environnementaux importants	Critères élaborés en interne ²⁶
Incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation	GRI 2-27
Total des incidents environnementaux	Critères élaborés en interne ²⁶
Mesures d'application des lois environnementales	GRI 2-27
Amendes pour des infractions environnementales (en milliers de dollars)	GRI 2-27
Déversements accidentels dans l'environnement	
Volume des déversements accidentels importants (m ³)	GRI 306-3
Incidents liés à la biodiversité	
Gravement menacés d'extinction	Critères élaborés en interne ²⁹
Menacés d'extinction	Critères élaborés en interne ²⁹
Vulnérables	Critères élaborés en interne ²⁹
Quasi menacés	Critères élaborés en interne ²⁹
Total des incidents liés à la biodiversité	Critères élaborés en interne ²⁹
Performance sociale	Critères
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 (pourcentage)	GRI 102-41
Taux de roulement volontaire des employés (pourcentage)	GRI 401-1
Santé et sécurité	
Mesures d'application des lois en matière de santé et de sécurité	Critères élaborés en interne ³²
Amendes pour des infractions en matière de santé et de sécurité (en milliers de dollars)	Critères élaborés en interne ³²
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
Performance en matière de gouvernance	Critères
Diversité	
Femmes dans l'effectif (pourcentage de tous les employés)	GRI 405-1
Femmes à des postes de haute direction (pourcentage)	GRI 405-1
Femmes au sein du conseil d'administration (pourcentage)	GRI 405-1

Explication des notes

TransAlta s'efforce d'améliorer la précision et la portée de l'information relative à la performance en matière de 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. Certaines des valeurs liées à 2022 et 2023 ont été retraitées afin de mieux refléter les données disponibles ou la correction d'erreurs, peu importe leur ampleur à présenter avec précision. Se reporter aux notes de fin liées aux indicateurs de performance qui relèvent et expliquent la nature du retraitement de valeurs présentées auparavant.
2. 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 de nos systèmes de gestion de l'environnement et de gestion de la santé et de la sécurité. 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. Les chiffres relatifs à la performance environnementale ont été arrondis selon la méthode suivante : i) toutes les données environnementales entre 0 et 100 sont arrondies au nombre entier le plus proche, les données entre 100 et 1 000 sont arrondies à la dizaine la plus proche, les données entre 1 000 et 10 000 sont arrondies à la centaine la plus proche et les données supérieures à 10 000 sont arrondies au millier le plus proche; ii) les données relatives à l'eau sont arrondies au million le plus proche; iii) 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. La somme de certaines valeurs peut ne pas correspondre au total indiqué en raison de l'arrondissement.
4. L'utilisation d'énergie est calculée et déclarée par les centrales 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. Les données sur l'utilisation de l'énergie des années 2022 et 2023 varient par rapport aux années précédentes étant donné que les catégories de combustible/d'énergie ont été élargies afin de donner une meilleure approximation de la consommation de nos activités.
5. Les émissions de GES de portée 1 et 2 sont calculées et présentées par les centrales exploitées par TransAlta en conformité avec la réglementation sur les émissions de carbone des autorités locales où se trouve la centrale. Pour les émissions de GES qui ne sont pas calculées conformément aux lignes directrices en matière d'émissions de carbone des autorités locales, nous suivons le Protocole des gaz à effet de serre : norme de comptabilisation et de déclaration destinée à l'entreprise (plus particulièrement la méthodologie «Définition des limites organisationnelles : contrôle opérationnel»). Selon cette méthodologie, TransAlta signale la totalité des émissions de GES provenant des centrales qu'elle exploite. Les émissions de GES comprennent les émissions émanant de la combustion stationnaire, du transport et de l'exploitation de bâtiments, et les émissions fugitives. L'utilisation d'un périmètre financier n'aurait pas d'incidence importante. Nous signalons les émissions de portée 1 et de portée 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 à l'organisme de réglementation national des pays dans lesquels 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, Inventaire national des rejets de polluants) et les États-Unis (EPA). Nos émissions de portée 1 et de portée 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 cinquième rapport d'évaluation du GIEC, l'inventaire canadien des GES 1990-2022, le GHG Emission Factors Hub 2024 des États-Unis, les tableaux récapitulatifs eGRID 2022 de l'EPA des États-Unis et les Greenhouse Account Factors 2024 de l'Australie. Les émissions de portée 2 pour les exercices 2022 et 2023 ont été retraitées en raison d'une erreur de calcul.
6. Le «total des émissions de GES de portée 1 et 2» représente la somme des émissions de portée 1 qui ont été déclarées conformément à la norme du

SASB IF-EU-110a.1 et les «émissions de portée 2» qui ont été déclarées conformément à GRI 305-2. Le total des émissions de GES de portée 1 et 2 regroupe les gaz applicables, qui comprennent les émissions de dioxyde de carbone, de méthane, d'oxyde d'azote et d'hexafluorure de soufre (SF₆).

7. L'intensité des émissions de GES est calculée en divisant les émissions totales de portée 1 et de portée 2 par 100 % de la production (MWh) provenant des centrales exploitées, sans égard à la participation financière.
8. Les émissions évitées sont définies comme les émissions qui sont déplacées du réseau électrique vers la production d'énergies renouvelables plutôt que vers la consommation standard par le réseau. Ce volume est calculé en multipliant la production totale d'énergie renouvelable par l'intensité carbone du réseau du pays où la Société exerce ses activités.
9. 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. Les émissions de portée 3 de TransAlta sont calculées au moyen de méthodes conformes à la norme de comptabilisation et de déclaration sur la chaîne de valeur de l'entreprise (émissions de portée 3) du Protocole des GES et selon les lignes directrices supplémentaires présentées dans le document Technical Guidance for Calculating Scope 3. Les émissions de portée 3 en aval sont les émissions indirectes liées aux fournisseurs de TransAlta. Les émissions de portée 3 en amont sont les émissions liées aux clients de TransAlta. Des 15 catégories décrites dans les lignes directrices relatives aux émissions de portée 3 du Protocole des GES, quatre ne s'appliquent pas à notre entreprise et ne sont donc pas incluses dans le calcul : la catégorie 8 (actifs loués en amont), la catégorie 12 (traitement en fin de vie des produits vendus), la catégorie 13 (actifs loués en aval) et la catégorie 14 (franchises). Nos émissions de portée 3 sont calculées au moyen du potentiel de réchauffement planétaire tiré du quatrième rapport d'évaluation du GIEC pour 2022 et du cinquième rapport d'évaluation du GIEC pour 2023 et 2024.
10. La catégorie 1 : Achat de biens et services comprend les émissions liées à l'achat de biens et services décrits comme charges d'exploitation diminuées des coûts de main-d'œuvre, des salaires et d'autres coûts connexes. La méthode comptable comprend toutes les émissions de GES en amont (ensemble du cycle de vie) résultant de l'extraction, de la production, et du transport des biens et services achetés ou acquis par la Société pour l'exercice considéré, lorsqu'elles ne sont pas incluses dans les catégories 2 à 8. La méthode utilise l'approche fondée sur les dépenses et les émissions sont calculées à partir de la charge d'exploitation des achats et des biens et services et des facteurs d'émissions tirés des modèles américains d'entrée-sortie appliqués à l'aspect environnemental.
11. La catégorie 2 : Biens d'équipement inclut les émissions liées à l'achat des biens d'équipement et des services décrits comme dépenses d'investissement. La méthode comptable comprend toutes les émissions de GES en amont (ensemble du cycle de vie) résultant de la production des biens d'équipement ou des services achetés ou acquis par la Société pour l'exercice considéré, lorsqu'elles ne sont pas incluses dans la catégorie 1 et les catégories 3 à 8. La méthode utilise l'approche fondée sur les dépenses et les émissions sont calculées à partir de la dépense en capital des achats de biens d'équipement et des facteurs d'émissions tirés des modèles américains d'entrée-sortie appliqués à l'aspect environnemental.
12. La catégorie 3 : Activités liées au combustible et à l'énergie comprend les émissions associées à l'extraction, à la production et au transport intermédiaire du gaz naturel (gazoduc). Elle ne tient pas compte des émissions liées à la consommation d'électricité étant donné qu'elles ont été comptabilisées dans nos émissions de GES de portée 2, mais comptabilise les pertes de transport et de distribution. Les activités applicables sont a) les émissions en amont des achats de combustible et c) les pertes liées au transport et à la distribution des achats d'électricité. La méthodologie utilise l'approche fondée sur les données moyennes et les émissions sont calculées à partir de l'utilisation de ressources ou d'énergie et des facteurs d'émission provenant de l'inventaire canadien des GES, du U.S. GHG Emission Factors Hub et des Australia Greenhouse Account Factors.
13. La catégorie 11 : Utilisation des produits vendus comprend les émissions associées à la combustion de gaz naturel pendant la production d'électricité, lorsque le gaz naturel est vendu et livré. TransAlta est considérée comme un intermédiaire entre le producteur de gaz naturel à qui nous l'avons acheté et le client, à seule fin de combustion pour la production d'électricité. Par conséquent, nous comptabilisons les émissions directes en phase d'utilisation liées à la combustion du gaz naturel, classées sous combustibles et matières premières. La méthodologie utilise le volume de combustible vendu en Alberta et en Colombie-Britannique au Canada en le multipliant par les facteurs d'émissions représentatives provenant de l'inventaire canadien des GES 1990-2022.

- 14.** La catégorie 15 : Investissements comprend les émissions résultant de nos actifs qui sont détenus (comme une coentreprise ou une autre structure de propriété), mais non exploités par TransAlta. Les actifs de la coentreprise utilisent un investissement assimilable à des actions pour les émissions de GES de portée 1 et de portée 2 de l'actif.
- 15.** En 2024, les catégories de portée 3 pertinentes qui n'ont pas obtenu de niveau d'assurance limitée d'un tiers fournisseur comprennent la catégorie 4 : Transport et distribution en amont, la catégorie 5 : Déchets générés par les activités, la catégorie 6 : Voyages d'affaires, la catégorie 7 : Déplacements domicile-travail du personnel, la catégorie 9 : Transport et distribution en aval, et la catégorie 10 : Traitement des produits vendus.
- 16.** Les émissions atmosphériques qui s'appliquent aux activités de TransAlta sont composées de NO_x, de SO₂, de particules fines (PM_{2.5} et PM₁₀) et de mercure. Les émissions atmosphériques applicables sont calculées et déclarées par les centrales 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. 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 PM_{2.5} et PM₁₀. L'intensité des émissions atmosphériques est calculée en divisant les émissions totales par 100 % de la production (MWh) provenant des centrales exploitées, sans égard à la participation financière. En 2024, le facteur d'émission de particules PM utilisé pour certaines installations a été mis à jour selon une source plus applicable, ce qui a contribué à une diminution de 31 % par rapport à 2023, les montants de l'exercice précédent n'ayant pas été retraités pour tenir compte de la mise à jour de ce facteur d'émission. Nous avons retraité nos émissions de mercure et l'intensité des émissions de mercure de 2023 après la découverte d'une erreur liée à la conversion. Le retraitement accroît les émissions de mercure initiales de 2023 de 3 kg et l'intensité du mercure de 0,13 mg/MWh.
- 17.** L'utilisation de l'eau est calculée et déclarée par les centrales 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 volume d'eau déversée du volume d'eau prélevée, lorsque l'eau est prélevée des eaux de surface, des eaux souterraines, de réseaux de tiers ou des aires marines; et l'eau déversée fait référence au volume d'eau douce qui sort du périmètre de l'organisation et qui est déversée dans l'eau de surface, les eaux souterraines ou les réseaux de tiers. 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.
- 18.** L'intensité de consommation d'eau est calculée en divisant la consommation d'eau opérationnelle totale (m³) par la totalité de la production (MWh) provenant des centrales exploitées, sans égard à la propriété financière.
- 19.** Les déchets sont classés dans les déchets non dangereux ou dans les déchets dangereux. Les déchets non dangereux comprennent, sans toutefois s'y limiter, les 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. 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 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 utilisons plusieurs méthodes de calcul, notamment la mesure directe de la quantité sur le site, et des estimations techniques ou la connaissance des processus. La mesure unitaire de tous les types de déchets est présentée en tonnes métriques. Sauf indication d'une élimination sur place, tous les déchets produits sont éliminés de nos installations hors site.
- 20.** Les déchets détournés de l'élimination représentent les déchets recyclés ou réutilisés qui se retrouveraient sinon dans les décharges. Nous avons retraité nos déchets réutilisés de 2022 après la découverte d'une erreur liée à une erreur d'agrégation des données. Le retraitement accroît les données initiales de 2022 de 302 000 tonnes.
- 21.** Les déchets de stockage sont des cendres provenant de la production au charbon, qui sont stockées sur

place pour traitement avant d'être vendues pour la production de ciment.

- 22.** Les déchets acheminés à l'élimination représentent les déchets qui se retrouvent dans les décharges.
- 23.** Élimination de cendres – mines renvoie aux cendres volantes et aux cendres résiduelles issues de la production au charbon, qui sont traitées puis retournées à leur source de départ, la mine, pour être mises en décharge ou éliminées. En 2024, nous n'avons signalé aucune élimination, car nous avons abandonné les activités d'extraction de charbon au Canada; par conséquent, nous n'avons aucun déchet de cendres à éliminer.
- 24.** Élimination de cendres – bassins renvoie aux cendres volantes et aux cendres résiduelles issues de la production au charbon à la centrale de Keepphills, qui sont traitées puis transportées vers des bassins en vue de leur élimination. En 2024, nous n'avons signalé aucune élimination, car nous avons abandonné les activités d'extraction de charbon au Canada; par conséquent, nous n'avons aucun déchet de cendres à éliminer.
- 25.** 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. Nous avons retraité nos terrains utilisés dans des activités minières (perturbés et remis en état) en 2022 et 2023 après une mise à jour de l'estimation historique et conformément à la politique interne selon laquelle une mise à jour de l'information la plus récente est nécessaire même si elle n'est pas considérée

comme significative. Nous avons retraité nos terrains utilisés par des centrales, des bureaux et du matériel en 2022 et 2023 après la découverte d'une erreur liée à la conversion. Le retraitement réduit nos données initiales de 2022 et 2023 de 1000 hectares.

- 26.** 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 2-27). Nous définissons les incidents environnementaux importants comme des incidents classés en interne comme modérés, importants, majeurs ou extrêmes et qui ont eu des répercussions sur l'écosystème qui sont réversibles ou irréversibles. Les facteurs qui ont une incidence sur ce classement incluent un taux de mortalité de plus de 0,01 % d'une espèce donnée par rapport à la population globale, ainsi que d'autres facteurs qualitatifs pertinents. 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.
- 27.** 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 ont une incidence sur l'environnement et donnent lieu à des mesures d'application, notamment des ordres de suspendre les travaux, des amendes ou la suspension des autorisations d'exploitation.
- 28.** Les déversements accidentels dans l'environnement 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.
- 29.** Les incidents liés à la biodiversité s'entendent du nombre total d'incidents liés à la biodiversité qui sont classés comme incidents environnementaux importants et qui ont une incidence sur des habitats et des

espèces figurant sur la liste rouge de l'Union internationale pour la conservation de la nature et qui sont classés comme quasi menacés, vulnérables, menacés d'extinction ou gravement menacés d'extinction.

- 30.** En 2024, TransAlta comptait environ 351 employés syndiqués qui travaillent principalement dans ses unités opérationnelles.
- 31.** 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.
- 32.** Les mesures d'application en matière de santé et de sécurité découlent de violations ou de non-conformité à la réglementation ou d'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.
- 33.** 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.
- 34.** Les blessures avec soins médicaux sont des blessures qui ont requis des soins médicaux plus sérieux que des premiers soins.
- 35.** 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.
- 36.** 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. L'entrepreneur principal est responsable de la conformité législative en matière de sécurité dans plusieurs situations sur les lieux de travail de l'employeur conformément aux lois applicables dans les pays où nous exerçons nos activités. Les heures d'exposition des entrepreneurs principaux ne sont pas prises en compte étant donné que nous ne dirigeons pas leur travail. Les heures d'exposition ont été arrondies au millier près.
- 37.** 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. Il n'inclut pas les quasi-accidents selon les critères de la norme du SASB IF EU 320a.1.
- 38.** 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 («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 certains indicateurs de performance présentés dans l'annexe ci-jointe (les «éléments considérés») et que contient le rapport intégré annuel de TransAlta de 2024 (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 incluse 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, le Protocole des gaz à effet de serre : norme de comptabilisation et de déclaration destinée à l'entreprise («Protocole des GES»), 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 produisons 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 gestion de la qualité

Nous nous sommes conformés aux règles ou au code de déontologie pertinents applicables à l'exercice de l'expertise comptable et nous 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.

Notre Société applique la Norme canadienne de gestion de la qualité 1, *Gestion de la qualité par les cabinets qui réalisent des audits ou des examens d'états financiers, ou d'autres missions de certification ou de services connexes* en vertu de laquelle nous sommes tenus de concevoir, mettre en place et exploiter un système de gestion de la qualité qui comprend des politiques ou des procédures 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 des éléments considérés et l'information fournie sur ceux-ci 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 émissions de GES est assujéti à une incertitude scientifique, qui découle du caractère incomplet des connaissances scientifiques sur la mesure des émissions de GES. En outre, les procédures relatives aux émissions de 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 les périodes de présentation de l'information financière présentées dans l'annexe ci-jointe et le rapport n'ont pas été préparés, dans tous leurs aspects significatifs, conformément aux critères.

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

Comptables professionnels agréés

Calgary, Canada

Le 19 février 2025

Annexe

Notre mission d'assurance limitée a porté sur les éléments considérés suivants :

Indicateur de performance	Critères	Valeur présentée pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 ¹	Unité de mesure
Émissions de GES			
Émissions de portée 1 et 2	Critères élaborés en interne ²	9 564 000	Tonnes d'éq. CO ₂
Intensité des émissions de GES	GRI 305-4	0,35	Tonne d'éq. CO ₂ /MWh
Émissions atmosphériques			
Total des émissions de dioxyde de soufre	SASB IF-EU-120a.1	870	Tonnes
Intensité des émissions de dioxyde de soufre	Critères élaborés en interne ³	0,03	kg/MWh
Total des émissions d'oxyde d'azote	SASB IF-EU-120a.1	8 700	Tonnes
Intensité des émissions d'oxyde d'azote	Critères élaborés en interne ³	0,32	kg/MWh
Total des émissions de particules fines	SASB IF-EU-120a.1	320	Tonnes
Intensité des émissions de particules fines	Critères élaborés en interne ³	0,01	kg/MWh
Total des émissions de mercure	SASB IF-EU-120a.1	16	kg
Intensité des émissions de mercure	Critères élaborés en interne ³	0,61	mg/MWh
Gestion de l'eau			
Eau prélevée – toutes les sources	SASB IF-EU-140a.1	237	Millions de m ³
Eau déversée – toutes les sources	Critères élaborés en interne ⁴	212	Millions de m ³
Eau consommée	SASB IF-EU-140a.1	25	Millions de m ³
Intensité de la consommation d'eau	Critères élaborés en interne ⁵	0,92	m ³ /MWh
Gestion des déchets			
Total des déchets détournés de l'élimination	GRI 306-4	383 000	Tonnes
Total des déchets envoyés à l'élimination	GRI 306-5	880	Tonnes
Utilisation et remise en état des terrains			
Terrains utilisés dans des activités minières – perturbés	Critères élaborés en interne ⁶	12 500	Hectares cumulés
Terrains utilisés dans des activités minières – remis en état	Critères élaborés en interne ⁶	5 000	Hectares cumulés
Remise en état de terrains utilisés dans des activités minières	Critères élaborés en interne ⁶	40	% de terrains perturbés
Terrains utilisés dans des activités minières : terrains perturbés moins terrains remis en état	Critères élaborés en interne ⁶	7 500	Hectares

Indicateur de performance	Critères	Valeur présentée pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 ¹	Unité de mesure
Terrains utilisés par des centrales, des bureaux et du matériel	Critères élaborés en interne ⁶	4 000	Hectares
Total des terrains utilisés	Critères élaborés en interne ⁶	11 500	Hectares cumulés

Incidents environnementaux

Total des incidents environnementaux	Critères élaborés en interne ⁷	0	Nombre

Santé et sécurité

Décès parmi les employés et les employés d'entrepreneurs	SASB IF-EU-320a.1 ⁸	0	Nombre
Blessures avec arrêt de travail	SASB IF-EU-320a.1 ⁸	0	Nombre
Blessures avec soins médicaux	SASB IF-EU-320a.1 ⁸	6	Nombre
Blessures avec travail restreint	SASB IF-EU-320a.1 ⁸	2	Nombre
Total des blessures enregistrables parmi les employés et les employés d'entrepreneurs	SASB IF-EU-320a.1 ⁸	8	Nombre
Taux de fréquence totale des accidents enregistrables parmi les employés et les employés d'entrepreneurs	SASB IF-EU-320a.1 ⁸	0,56	Taux

Indicateur de performance	Critères	Valeur présentée pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 ¹	Valeur présentée pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 ¹	Valeur présentée pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 ¹	Unité de mesure
Émissions de GES					
Émissions de catégorie 1 de portée 3	Protocole des GES ⁹	30 000	32 000	28 000	Tonnes d'éq. CO ₂
Émissions de catégorie 2 de portée 3	Protocole des GES ⁹	24 000	86 000	140 000	Tonnes d'éq. CO ₂
Émissions de catégorie 3 de portée 3	Protocole des GES ⁹	950 000	954 000	963 000	Tonnes d'éq. CO ₂
Émissions de catégorie 11 de portée 3	Protocole des GES ⁹	583 000	716 000	556 000	Tonnes d'éq. CO ₂
Émissions de catégorie 15 de portée 3	Protocole des GES ⁹	1 834 000	1 651 000	1 846 000	Tonnes d'éq. CO ₂

- 1) Tous les chiffres ont été arrondis conformément à la note de bas de page 3 de la section «Indicateurs de performance en matière de développement durable» du rapport.
- 2) Tels que décrits dans la note de bas de page 6 de la section «Indicateurs de performance en matière de développement durable» du rapport.
- 3) Tels que décrits dans la note de bas de page 16 de la section «Indicateurs de performance en matière de développement durable» du rapport.
- 4) Tels que décrits dans la note de bas de page 17 de la section «Indicateurs de performance en matière de développement durable» du rapport.
- 5) Tels que décrits dans la note de bas de page 18 de la section «Indicateurs de performance en matière de développement durable» du rapport.
- 6) Tels que décrits dans la note de bas de page 25 de la section «Indicateurs de performance en matière de développement durable» du rapport.
- 7) Tels que décrits dans la note de bas de page 26 de la section «Indicateurs de performance en matière de développement durable» du rapport.
- 8) Parmi les critères inclus dans la norme du SASB IF-EU-320a.1 (3), le taux de fréquence des quasi-accidents est exclu de la portée de notre mission d'assurance limitée.
- 9) Les émissions de portée 3 présentées sont calculées conformément aux méthodes du Protocole des GES présentées dans le document Technical Guidance for Calculating Scope 3 Emissions («lignes directrices relatives aux émissions de portée 3»).

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 2024

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
1 ^{er} avril 2024	1 ^{er} mars 2024	28 février 2024	0,060 \$
1 ^{er} juillet 2024	1 ^{er} juin 2024	31 mai 2024	0,060 \$
1 ^{er} octobre 2024	1 ^{er} septembre 2024	31 août 2024	0,060 \$
1 ^{er} janvier 2025	1 ^{er} décembre 2024	30 novembre 2024	0,060 \$

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, des finances 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 1,47012 \$ par action pour la période allant du 30 septembre 2024, inclusivement, au 30 septembre 2029, exclusivement.

Dividendes déclarés sur actions privilégiées en 2024

Série A

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
31 mars 2024	1 ^{er} mars 2024	28 février 2024	0,17981 \$
30 juin 2024	1 ^{er} juin 2024	31 mai 2024	0,17981 \$
30 septembre 2024	1 ^{er} septembre 2024	31 août 2024	0,17981 \$
31 décembre 2024	1 ^{er} décembre 2024	30 novembre 2024	0,17981 \$
31 mars 2025	1 ^{er} mars 2025	28 février 2025	0,17981 \$

Série B

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
31 mars 2024	1 ^{er} mars 2024	28 février 2024	0,43958 \$
30 juin 2024	1 ^{er} juin 2024	31 mai 2024	0,43579 \$
30 septembre 2024	1 ^{er} septembre 2024	31 août 2024	0,43371 \$
31 décembre 2024	1 ^{er} décembre 2024	30 novembre 2024	0,39182 \$
31 mars 2025	1 ^{er} mars 2025	28 février 2025	0,33972 \$

Série C

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
31 mars 2024	1 ^{er} mars 2024	28 février 2024	0,36588 \$
30 juin 2024	1 ^{er} juin 2024	31 mai 2024	0,36588 \$
30 septembre 2024	1 ^{er} septembre 2024	31 août 2024	0,36588 \$
31 décembre 2024	1 ^{er} décembre 2024	30 novembre 2024	0,36588 \$
31 mars 2025	1 ^{er} mars 2025	28 février 2025	0,36588 \$

Série D

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
31 mars 2024	1 ^{er} mars 2024	28 février 2024	0,50609 \$
30 juin 2024	1 ^{er} juin 2024	31 mai 2024	0,50230 \$
30 septembre 2024	1 ^{er} septembre 2024	31 août 2024	0,50097 \$
31 décembre 2024	1 ^{er} décembre 2024	30 novembre 2024	0,45906 \$
31 mars 2025	1 ^{er} mars 2025	28 février 2025	0,40568 \$

Série E

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
31 mars 2024	1 ^{er} mars 2024	28 février 2024	0,43088 \$
30 juin 2024	1 ^{er} juin 2024	31 mai 2024	0,43088 \$
30 septembre 2024	1 ^{er} septembre 2024	31 août 2024	0,43088 \$
31 décembre 2024	1 ^{er} décembre 2024	30 novembre 2024	0,43088 \$
31 mars 2025	1 ^{er} mars 2025	28 février 2025	0,43088 \$

Série G

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
31 mars 2024	1 ^{er} mars 2024	28 février 2024	0,31175 \$
30 juin 2024	1 ^{er} juin 2024	31 mai 2024	0,31175 \$
30 septembre 2024	1 ^{er} septembre 2024	31 août 2024	0,31175 \$
31 décembre 2024	1 ^{er} décembre 2024	30 novembre 2024	0,42331 \$
31 mars 2025	1 ^{er} mars 2025	28 février 2025	0,42331 \$

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.

Agent des transferts

Odyssey Trust Company
Trader's Bank Building,
702 - 67 Yonge Street,
Toronto, Ontario, M5E 1J8
À l'attention de : Services des procurations

Téléphone

Amérique du Nord :
Sans frais : 1.888.290.1175

En dehors de l'Amérique du Nord :
1.587.885.0960

Télécopieur

1.800.517.4553

Site Web :

www.odysseytrust.com

Bourses

Bourse de Toronto (TSX)
Bourse de New York (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

TransAlta Place
Suite 1400, 1100 1 St SE
Calgary, Alberta T2G 1B1

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 (\$)	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
TransAlta	100	155	159	122	206	219	323	283	262	495
S&P/TSX	100	118	125	110	131	134	163	149	161	190

Ce graphique compare un placement de 100 \$ dans TransAlta et dans l'indice composé S&P/TSX à la fin de 2015 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)	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Valeur marchande	4,91	7,43	7,45	5,59	9,28	9,67	14,05	12,11	11,02	20,33
Valeur comptable	8,52	8,92	8,28	7,16	7,14	5,13	2,37	0,62	2,16	2,66

Les données sont pour 2014 et les exercices subséquents.

Sources : FactSet et TransAlta.

Variation mensuelle du volume et du cours

2024	Janv.	Févr.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Juill.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
Volume (en millions)	16	14	26	23	22	21	21	23	29	23	28	41
Cours de clôture à la TSX (\$ par action)	9,74	9,31	8,69	9,13	9,79	9,70	10,40	11,87	14,02	14,56	15,87	20,33

Source : FactSet.

Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires

(%)	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
RCP	(1,2)	5,4	(10,0)	(15,8)	0,03	(30,3)	(116,6)	1,0	84,8	23,2

Source : TransAlta.

Loi sur la lutte contre le travail forcé et le travail des enfants dans les chaînes d'approvisionnement

Rapport annuel 2024

A. INTRODUCTION

TransAlta Corporation («**TransAlta**») est assujettie aux dispositions juridiques de la section 11 de la *Loi sur la lutte contre le travail forcé et le travail des enfants dans les chaînes d'approvisionnement* du Canada (la «**Loi**»). Le présent rapport est produit en vertu de la Loi pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (la «**période de présentation de l'information financière**») et a été approuvé par le conseil d'administration de TransAlta le 18 février 2025.

Le rapport est déposé par TransAlta en son nom et au nom des filiales suivantes autorisées à importer des biens au Canada : TransAlta Generation Partnership, TransAlta Energy Marketing Corp., TransAlta Cogeneration L.P., Keepphills 3 Limited Partnership, TransAlta (SC) L.P., Melancthon Wolfe Wind L.P., TA Alberta Hydro L.P. et Garden Plain I L.P. Les termes la «**Société**», «**TransAlta**», «**nous**», «**notre**» ou «**nos**» désignent TransAlta Corporation et s'étendent à toutes les entités présentées dans le présent rapport.

Le rapport décrit les mesures prises pour prévenir et atténuer le risque relatif au recours au travail forcé ou au travail des enfants à l'une ou l'autre étape de la production – au Canada ou ailleurs – de biens produits ou importés au Canada par TransAlta.

Le 4 décembre 2024, TransAlta a réussi à conclure l'acquisition de la totalité des actions de Heartland Generation Ltd. et d'Alberta Power (2000) Ltd. (collectivement «**Heartland**»), et a commencé l'intégration des activités de Heartland dans notre entreprise.

Sauf indication contraire, les données et le contenu opérationnels et sur la chaîne d'approvisionnement présentés dans le corps du rapport ne comprennent pas les anciennes entités de Heartland. Cependant, nous avons présenté des données et un contenu particuliers pour les anciennes entités de Heartland dans la section 3 du présent rapport.

B. APERÇU

1. Mesures visant à prévenir et à atténuer les risques de travail forcé et de travail des enfants

TransAlta a pris des mesures importantes au cours de la période de présentation de l'information financière pour prévenir et atténuer le risque de travail forcé ou de travail des enfants dans ses activités et ses chaînes d'approvisionnement. Elles sont décrites ci-après :

a) Amélioration de la gestion des risques liés aux fournisseurs

Tout au long de la période de présentation de l'information financière, nous avons accordé la priorité aux mesures visant à approfondir notre compréhension des risques liés à l'esclavage moderne dans nos activités et nos chaînes d'approvisionnement, améliorant l'efficacité des mesures visant à répondre à ces risques. Nous avons examiné de façon proactive l'approvisionnement en amont des matières premières, du matériel et des services de nos principaux fournisseurs pour soutenir la croissance et les besoins opérationnels.

b) Élargissement de la collecte de données ESG provenant de nos fournisseurs

Nous avons également mis en œuvre un questionnaire obligatoire sur l'esclavage moderne aux nouveaux fournisseurs pour recueillir des renseignements sur leurs politiques et leurs pratiques afin d'atténuer les risques d'esclavage moderne dans leur milieu de travail et leurs chaînes d'approvisionnement. Pour les fournisseurs existants, nous avons distribué un sondage sur l'esclavage moderne afin de recueillir des informations sur leurs activités, leurs chaînes d'approvisionnement et leurs impacts environnementaux et sociaux, en mettant particulièrement l'accent sur les risques liés à l'esclavage moderne. Cette initiative a été réalisée à l'échelle de TransAlta.

c) Initiatives de formation des employés

Nous avons offert de la formation obligatoire annuelle sur le code de conduite à tous les employés et de la formation spécialisée sur la loi canadienne sur l'esclavage moderne

aux employés participant à l'approvisionnement en biens et services. Cette formation a été conçue pour accroître la sensibilisation et la compréhension des pratiques d'approvisionnement responsables au sein de nos équipes.

Ces mesures ont été appliquées dans l'ensemble de TransAlta, sauf indication contraire.

C. STRUCTURE, ACTIVITÉS ET CHAÎNES D'APPROVISIONNEMENT DE TRANSALTA

1. Aperçu de TransAlta

TransAlta est l'unique société mère des entités couvertes dans le présent rapport et son siège social est situé à Calgary, en Alberta. Nous avons participé au développement, à la production et à la vente d'énergie électrique depuis 1911. Nous sommes l'un des plus importants producteurs indépendants d'électricité au Canada et l'une des plus importantes sociétés de production d'électricité non réglementée et de commercialisation d'énergie au Canada, disposant d'une capacité installée brute de 9 014 mégawatts («MW»).

Nous détenons, exploitons et gérons un portefeuille d'actifs diversifiés géographiquement et visés par de nombreux contrats recourant à un large éventail de technologies et de sources d'énergie, dont l'hydroélectricité, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, le gaz naturel, le stockage d'énergie et le charbon. Nous nous concentrons sur la production et la commercialisation d'électricité au Canada, aux États-Unis et en Australie-Occidentale grâce à notre portefeuille diversifié d'installations. Notre mission consiste à fournir de l'électricité propre, fiable, sécuritaire et à faible coût.

2. Chaînes d'approvisionnement de TransAlta

Au cours de la période de présentation de l'information financière, nous avons acheté des biens et des services à l'échelle mondiale auprès d'un réseau d'environ 2 000 fournisseurs et entrepreneurs en Amérique du Nord, en Australie, en Asie et en Europe. Nos fournisseurs vont de grandes entreprises internationales figurant au palmarès Fortune 500 jusqu'à de petites entreprises locales.

Notre réseau d'approvisionnement reflète grandement notre empreinte opérationnelle, ce qui signifie que la plupart de nos dépenses directes au cours de la période de présentation de l'information financière sont demeurées dans les pays où nous avons exploité des actifs. Environ 52 % de nos fournisseurs étaient basés au Canada, 26 % aux États-Unis, 21 % en Australie et environ 1 % en Europe ou en Asie. Nous sommes toutefois conscients que certains de ces fournisseurs fournissent des biens qui proviennent d'autres pays. Notre équipe de la chaîne d'approvisionnement s'efforce de comprendre les prestataires en amont de nos fournisseurs lorsque cela est possible.

Nos fournisseurs couvrent un large éventail de disciplines, y compris la construction, l'ingénierie et les services professionnels. Environ 80 % de nos dépenses de 2024 ont été affectées à l'approvisionnement en combustible, aux services professionnels, aux activités locales et aux services d'entretien, ainsi qu'aux activités locales des éoliennes au Canada et aux États-Unis.

Nous disposons d'une fonction centralisée de gestion de la chaîne d'approvisionnement («GCA») qui sert l'ensemble de la Société, y compris nos activités au Canada, aux États-Unis et en Australie. Cette fonction est responsable de tous les aspects de la GCA, y compris l'approvisionnement stratégique, la gestion des contrats, la gestion de la chaîne d'approvisionnement et la gestion des risques commerciaux, dans le but de créer une valeur maximale pour TransAlta et ses actionnaires tout en respectant les principes et les normes énoncés dans notre code à l'intention des fournisseurs.

3. Chaînes d'approvisionnement de Heartland

Le 4 décembre 2024, nous avons clôturé l'acquisition de Heartland et avons commencé l'intégration de ses activités et fonctions dans notre entreprise, un processus qui se poursuivra au fil du temps.

Les anciennes activités de Heartland sont les actifs de production en Alberta et en Colombie-Britannique, au Canada, composés d'une cogénération de 507 MW, une production de pointe visée par des contrats de 387 MW, une production thermique alimentée au gaz de 950 MW, une capacité de transport.

Avant l'acquisition, Heartland a mis en œuvre un code de conduite et d'éthique, y compris les politiques du code (le «code de Heartland»), une politique sur l'esclavage moderne, une politique de gestion de la chaîne d'approvisionnement et pratique d'approvisionnement, et une ligne d'aide en matière d'éthique et de conformité (collectivement, les «politiques»). Chaque employé était tenu de lire et de reconnaître le code de Heartland, qui fait également référence aux politiques. De plus, tous les fournisseurs et sous-traitants tiers devaient respecter ces politiques conformément aux modalités des contrats types de la chaîne d'approvisionnement de Heartland.

Au cours de la période de présentation de l'information financière, nous avons été avisés que Heartland avait réalisé une analyse des risques de ses chaînes d'approvisionnement pour évaluer les risques potentiels de travail forcé ou de travail des enfants. Dans le cadre de cette analyse, nous comprenons que les principaux fournisseurs de matières premières et sous-traitants de Heartland ont été passés en revue et ont reçu un questionnaire à remplir sur leur exposition au travail forcé et au travail des enfants, ainsi que les mesures qu'ils prennent pour prévenir et atténuer ces risques. Les résultats de

l'analyse des risques et les questionnaires ont été analysés à la recherche du potentiel de risque et aucun cas de travail forcé ou de travail des enfants n'a été relevé.

4. Politiques et processus de diligence raisonnable de TransAlta

TransAlta reconnaît que le travail forcé, le travail des enfants et d'autres formes d'esclavage moderne sont des enjeux cruciaux, et nous nous opposons fermement à ces formes d'exploitation. TransAlta a donc élaboré des documents de gouvernance interne qui tiennent compte des risques liés à la chaîne d'approvisionnement et au respect des droits de la personne. Nos processus de la chaîne d'approvisionnement sont conçus pour fournir des biens et des services qui respectent nos normes en matière de gestion responsable de l'environnement, de responsabilité sociale et de pratiques éthiques. Nous atteignons cet objectif en intégrant les facteurs ESG à notre cadre de gestion du cycle de vie des fournisseurs, qui englobe la sélection des fournisseurs et la gestion des relations par divers moyens, y compris la préqualification, les appels d'offres, les évaluations des offres de service et les contrats.

5. Politiques de TransAlta visant à répondre au travail forcé et au travail des enfants

a) Code de conduite de la Société (le «code»)

Le code de TransAlta décrit le comportement attendu de la part de tous les employés, notamment les sous-traitants tiers indépendants comme les consultants, les mandataires ou les sous-traitants indépendants dont les services ont été retenus pour le travail ou pour représenter les intérêts de TransAlta.

Nous nous engageons à créer un environnement de travail dans lequel tous les employés se sentent en sécurité et sont valorisés pour la diversité qu'ils apportent à la Société. Nous avons continué d'exiger des employés qu'ils suivent une formation annuelle obligatoire sur le code. Cette formation est passée en revue et mise à jour presque chaque année et doit être suivie par les employés avant la reconnaissance et l'approbation annuelles obligatoires du code de la Société. En 2024, la totalité des employés a suivi cette formation et a reconnu et approuvé le code. Nous ne tolérons pas la discrimination ou le harcèlement et nous nous engageons à respecter les normes du travail nationales et internationales et à soutenir la protection des droits de la personne.

b) Code de conduite à l'intention des fournisseurs (le «code à l'intention des fournisseurs»)

TransAlta s'attend à ce que les fournisseurs connaissent et respectent les droits de la personne de tous les travailleurs, qu'ils soient temporaires ou contractuels, et qu'ils traitent tous leurs employés avec dignité et respect, en leur offrant des conditions de travail sécuritaires. Le code à l'intention des fournisseurs traite expressément de l'interdiction des

violations des droits de la personne, y compris de toutes les formes de travail forcé et de travail des enfants.

Nous nous attendons à ce que tous nos fournisseurs respectent les principes et pratiques énoncés dans le code à l'intention des fournisseurs et les mettent en œuvre. En outre, nous nous attendons à ce que les fournisseurs appliquent ces principes et exigences à leurs propres fournisseurs respectifs.

TransAlta encourage tous les fournisseurs, travailleurs et autres parties prenantes, par l'entremise des dispositions du code à l'intention des fournisseurs, à dénoncer tout problème, toute préoccupation et toute violation présumée des politiques de TransAlta. Toutes les préoccupations d'ordre éthique ou juridique liées au code à l'intention des fournisseurs peuvent être signalées à la ligne d'aide en matière d'éthique de TransAlta, qui est présentée plus en détail ci-après :

c) Politique relative aux droits de la personne et à la discrimination

La politique relative aux droits de la personne et à la discrimination de TransAlta est une politique mondiale qui reflète notre engagement à respecter les droits de la personne dans nos activités et nos chaînes d'approvisionnement. Dans le cadre de cet engagement, TransAlta s'assurera que ses activités ne nuisent pas aux droits de la personne des communautés locales au moyen de consultations importantes et transparentes avec les parties prenantes qui sont ou seront possiblement touchées par nos activités. Les employés de TransAlta ne se rendront pas complices de violations des droits de la personne.

La politique stipule que les politiques et pratiques en matière de personnel de TransAlta dans le cadre de ses activités partout dans le monde respecteront les droits fondamentaux suivants :

- le droit à un milieu de travail sain et sécuritaire;
- le droit à la non-discrimination en milieu de travail;
- le droit de ne pas être soumis à des pratiques disciplinaires cruelles et inhabituelles;
- l'interdiction de l'exploitation des enfants par le travail;
- l'interdiction du travail forcé et l'évitement des produits issus de ce travail.

d) Politique d'approvisionnement

TransAlta s'est engagée à respecter sa politique d'approvisionnement, qui vise à maintenir des milieux de travail qui interdisent strictement toute forme de travail forcé.

e) Politique de dénonciation et ligne d'aide en matière d'éthique

Notre politique de dénonciation établit un mécanisme de signalement afin que nos employés, nos membres de la direction, nos administrateurs et nos entrepreneurs puissent dénoncer, entre autres, les violations d'ordre éthique ou juridique. Les parties prenantes peuvent faire un rapport pour identifier les personnes au sein de TransAlta ou par l'intermédiaire du service d'assistance en matière d'éthique professionnelle de la Société. La ligne d'assistance en matière d'éthique est une plateforme confidentielle et anonyme, accessible 24 heures sur 24, 356 jours par an par téléphone, par courrier, ou par voie électronique.

À la réception d'un rapport, TransAlta procédera à un examen des faits et déterminera si des faits suffisants existent pour lancer une enquête. À la fin de l'enquête, nous nous efforçons de répondre rapidement à toute irrégularité potentielle ou d'établir un plan de mesures correctives en collaboration avec les parties prenantes concernées. Notre politique de dénonciation interdit de punir quiconque dépose une plainte en matière d'éthique.

f) Processus de diligence raisonnable

Nous avons élaboré une feuille de route pluriannuelle pour intégrer des considérations et possibilités ESG supplémentaires, y compris la promotion et la protection des droits de la personne, dans nos stratégies et programmes de GCA. Cela comprend notamment un contrôle préalable rigoureux, des questionnaires d'autoévaluation, des évaluations sur place et sur écran, et une surveillance continue du rendement, dont les détails sont présentés ci-après.

g) Présélection et autoévaluation

Nous faisons appel à des experts internes en la matière, y compris en développement durable et en services juridiques, pour fournir des commentaires sur la présélection des fournisseurs et les phases de suivi du cycle de vie des fournisseurs, ainsi que pour offrir des conseils sur les questions émergentes. Notre objectif est de nous assurer que nos normes en matière de sécurité, de droits de la personne, de développement durable et de pratiques environnementales sont respectées tout au long de nos chaînes d'approvisionnement et que les fournisseurs respectent les normes élevées énoncées dans le code à l'intention des fournisseurs.

h) Appels d'offres et évaluations d'offres de service

À la suite d'une évaluation fondée sur le risque de nos fournisseurs, nous pouvons inclure dans nos appels d'offres des questions précises sur les biens et services associés à des niveaux de risque moyens ou élevés. Ces questions portent sur l'origine des matières et des composants critiques, l'emplacement du fournisseur, la propriété,

l'étendue des activités, etc. Dans certains cas, nous pouvons demander une assurance explicite à l'égard de secteurs de risque précis et exiger des candidats qu'ils confirment leur engagement à l'égard de modalités contractuelles précises répondant à ces préoccupations.

i) Mesures contractuelles

Les contrats de TransAlta comprennent des clauses appropriées en matière de vérification, d'obligation de notification, d'audit et d'inspection, et nous nous réservons le droit d'effectuer des inspections, des évaluations et des audits afin de nous assurer que les fournisseurs se conforment aux lois, règles et normes applicables, y compris celles qui ont trait aux droits de la personne. En outre, nos modalités types exigent que les fournisseurs s'engagent à respecter les principes et les normes de notre code à l'intention des fournisseurs et à exiger que leurs propres fournisseurs s'engagent à respecter des principes et des normes similaires. TransAlta se réserve également le droit de mettre fin à ses relations d'affaires en cas de non-respect du code à l'intention des fournisseurs.

Nos fournisseurs sont tenus de prendre des mesures raisonnables pour s'assurer que les biens et services proviennent de sources éthiques, ce qui implique de s'abstenir d'avoir recours, directement ou indirectement, au travail des enfants ou au travail forcé ou à toute autre pratique discriminatoire.

En outre, TransAlta peut demander à un fournisseur de lui fournir des renseignements sur sa structure d'entreprise (y compris les sous-traitants concernés), ses politiques (y compris celles relatives au travail forcé et au travail des enfants) et les mesures qu'il a prises pour évaluer, gérer, corriger ou offrir de la formation sur les principes et les exigences traités dans le code à l'intention des fournisseurs.

j) Surveillance continue

La surveillance de la conformité est au cœur des priorités de TransAlta. Conformément à une approche fondée sur les risques, nous pouvons procéder à des réévaluations périodiques relatives au renouvellement ou à l'anniversaire de contrats.

Nous nous engageons à améliorer continuellement diverses mesures, y compris les modalités énoncées dans les contrats de nos fournisseurs, ainsi qu'à surveiller de façon proactive diverses sources d'information, comme la liste des entités en vertu de la Loi sur la prévention du travail forcé des Ouighours, les avis d'Affaires mondiales Canada, les mises à jour des groupes sectoriels et les sites Web d'organisations non gouvernementales afin d'identifier les fournisseurs à risque.

6. Risques liés aux activités et aux chaînes d'approvisionnement de TransAlta

a) Activités de TransAlta

Nous avons évalué que le risque de travail forcé ou de travail des enfants dans le cadre de nos activités est faible pour les raisons suivantes :

- La main-d'œuvre de TransAlta n'existe qu'au Canada, aux États-Unis et en Australie, des pays qui ont des lois en matière de droits du travail, de l'emploi et de la personne exhaustives et fiables.
- Tous les membres du personnel d'exploitation et de bureau des sites sont embauchés en vertu des lois et règlements applicables dans les pays où nous exerçons nos activités.
- Au cours du processus d'accueil, nous effectuons des vérifications liées au droit au travail et nous nous assurons que les personnes choisissent de travailler de leur propre gré.
- Une partie de notre main-d'œuvre est représentée par des syndicats forts et importants.
- Tous les membres du personnel ont la liberté d'adhérer à un syndicat ou à une autre association.
- TransAlta analyse tous les rôles en fonction de trois sondages différents sur la rémunération.

b) Chaînes d'approvisionnement de TransAlta

Pour TransAlta, nos chaînes d'approvisionnement, soit les organisations qui fournissent des biens ou des services, jouent un rôle clé dans notre capacité à respecter nos engagements en matière de responsabilité sociale et nos objectifs de développement durable. Nous nous efforçons de travailler avec des fournisseurs qui sont des chefs de file dans leur secteur, de respecter nos politiques et procédures fondamentales et de partager notre engagement à respecter les normes les plus élevées relatives aux droits de la personne.

À l'instar de nombreuses entités exerçant leurs activités dans le secteur de l'énergie, en particulier dans le secteur des énergies renouvelables, nous reconnaissons que des risques de travail forcé et de travail des enfants peuvent exister dans nos chaînes d'approvisionnement. Comme l'indiquent les Principes directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme, notre exposition principale au travail forcé devrait se situer au-delà du second niveau¹ de nos relations avec des tiers plutôt que provenir de nos activités.

Ceci est particulièrement pertinent dans les secteurs et les produits à risque élevé suivants :

- les panneaux solaires;

- le matériel de stockage d'énergie par batteries;
- les éoliennes;
- l'équipement technique;
- les technologies de l'information et des communications;
- les produits industriels consommables;
- l'électronique et le matériel électrique;
- les services de transport de marchandises.

Au cours de la période de présentation de l'information financière, TransAlta n'a relevé aucun cas d'esclavage moderne ou de travail des enfants dans ses chaînes d'approvisionnement ou ses activités. Aucune mesure corrective n'a été jugée nécessaire pour le moment, notamment en ce qui concerne la correction de perte de revenu pour les familles les plus vulnérables découlant des mesures de correction.

C. MESURES POUR GÉRER ET ÉVALUER LE RISQUE

1. Activités de TransAlta

TransAlta s'engage à favoriser un environnement de travail où tous les employés se sentent en sécurité et sont valorisés. Le code de TransAlta décrit les comportements qui sont attendus des personnes qui travaillent pour TransAlta. Chaque année, les employés doivent suivre la formation obligatoire sur le code et en reconnaître par écrit les exigences. Cette formation a été mise à jour et offerte aux employés au cours de la période de présentation de l'information financière.

2. Chaînes d'approvisionnement de TransAlta

Nous avons pris des mesures proactives pour améliorer l'identification, l'évaluation, l'analyse, la prise de mesures correctives et la surveillance des risques liés aux fournisseurs. Nous cartographions les risques de notre bassin de fournisseurs pour évaluer les fournisseurs essentiels, les regrouper et les prioriser, révéler les vulnérabilités potentielles et évaluer les contrôles en place. Nous examinons l'emplacement géographique des fournisseurs, la distinction entre les régions de l'Organisation de coopération et de développement économiques («OCDE») et les régions non membres de l'OCDE, la complexité de leurs chaînes d'approvisionnement, en particulier celles qui mènent à des zones connues pour le travail forcé ou le travail des enfants, les risques propres au secteur liés aux droits de la personne et aux pratiques en matière de travail, la nature essentielle ou unique des produits achetés par rapport aux produits de base, la durée de nos relations d'approvisionnement avec TransAlta et les dépenses globales.

À la suite de la cartographie, de l'évaluation et de l'analyse des risques, aucun cas de travail forcé ou de travail des enfants n'a été relevé au cours de la période de présentation

de l'information financière. Toutefois, nous avons classé certains produits et services, notamment les transformateurs, comme présentant un risque moyen en raison de leur région d'origine de fabrication, à savoir la Chine, et les services de transport de marchandises, compte tenu du risque inhérent lié à certaines pratiques d'esclavage moderne au sein du secteur du transport maritime. Cela étant dit, nous fournissons principalement des services de transport de marchandises à partir de territoires à faible risque. Nous sommes également conscients des risques élevés de travail forcé et de travail des enfants liés à certaines technologies d'énergie renouvelable, comme les éoliennes, les panneaux solaires et les batteries. Cependant, aucun de ces biens n'a été acheté au cours de la période de présentation de l'information financière.

Certaines régions manufacturières et certains matériaux présentent un risque plus élevé de travail forcé en raison de leur prévalence dans certains pays. Nous comprenons que bon nombre de nos fournisseurs directs comptent sur les chaînes d'approvisionnement mondiales pour nous fournir des biens et des services, ce qui pose des défis pour obtenir une visibilité au-delà du premier niveau¹. Globalement, compte tenu des facteurs et des processus décrits précédemment, nous considérons les risques liés au travail forcé et au travail des enfants dans nos chaînes d'approvisionnement comme étant faibles.

3. Formation des employés

Outre la formation annuelle obligatoire sur le code au cours de la période de présentation de l'information financière, nous avons élaboré et offert avec succès une formation obligatoire sur le travail forcé et le travail des enfants à l'intention des employés à tous les employés participant à l'approvisionnement en biens et services. Cette formation portait sur les aspects essentiels de l'approvisionnement responsable et de la gestion des fournisseurs axée sur le développement durable, y compris la reconnaissance des indicateurs des comportements liés à la traite des personnes. Les participants ont exploré le concept de travail forcé en profondeur, ont examiné les traités internationaux

et les définitions, et ont découvert les indicateurs clés et les «zones sensibles» où le travail forcé est plus répandu. Cette formation abordait également les lois en matière de déclaration, les interdictions commerciales et de contrats gouvernementaux, le rôle de l'Ombudsman canadien de la responsabilité des entreprises, ainsi que les litiges potentiels et les risques liés à la réputation.

Grâce à des applications pratiques, cette formation a fourni aux employés de TransAlta les outils et la sensibilisation nécessaires pour promouvoir des pratiques d'approvisionnement responsables, favorisant une culture d'approvisionnement éthique et durable au sein de l'organisation.

D. ÉVALUER L'EFFICACITÉ DE NOS ACTIONS

TransAlta comprend qu'elle a la responsabilité d'évaluer et d'atténuer les risques liés à l'esclavage moderne dans ses activités et ses chaînes d'approvisionnement à long terme. La responsabilité globale de la stratégie sur l'esclavage moderne revient au conseil d'administration. Il a délégué au comité de gouvernance, de sécurité et de développement durable l'élaboration de stratégies, de politiques et de pratiques visant à créer une valeur compatible avec la préservation et l'amélioration à long terme de la valeur pour les actionnaires et du bien-être social, y compris les droits de la personne, les conditions de travail et l'approvisionnement responsable.

Nous nous engageons à constamment améliorer notre programme de détermination, d'évaluation et de gestion des risques liés à l'esclavage moderne dans nos activités et nos chaînes d'approvisionnement. Pour évaluer l'efficacité immédiate de notre programme sur l'esclavage moderne, nous nous concentrons sur la revue du fonctionnement des processus et systèmes existants, repérant les lacunes ou les possibilités de peaufiner notre approche, et concevant et mettant en œuvre les améliorations visant à résoudre les problèmes relevés.

1) Niveau Deux : fournisseur de biens ou de services directement aux fournisseurs de niveau Un. Les fournisseurs de niveau Deux sont des sous-traitants qui n'ont pas nécessairement de relation directe avec la société cliente. Niveau Trois : fournisseurs de matières premières ou de produits de base aux fournisseurs de niveau Deux. Les fournisseurs de niveau Trois peuvent, par exemple, fournir des minéraux pour la fabrication de produits par les fournisseurs de niveau Deux.

En 2025, nous prévoyons :

1. poursuivre la revue et l'analyse des données ESG recueillies auprès de notre réseau de fournisseurs, en mettant l'accent sur l'acquisition de connaissances approfondies sur l'approvisionnement en amont de matières premières, d'équipement et de services, fournies par nos principaux fournisseurs pour soutenir la croissance et les activités.
2. établir une base de données de gestion des fournisseurs pour consigner officiellement l'évaluation du risque d'esclavage moderne et l'engagement de nos fournisseurs à l'égard du code à l'intention des fournisseurs.
3. continuer d'améliorer nos outils et processus internes de diligence raisonnable, y compris, mais sans s'y limiter, la mise à jour de nos questionnaires sur l'intégration des fournisseurs.
4. poursuivre l'intégration de Heartland dans le cadre de conformité de TransAlta.
5. Ces améliorations renforceront nos efforts visant à prévenir et à réduire le risque lié au travail forcé et au travail des enfants dans nos activités et nos chaînes d'approvisionnement, conformément à notre mission visant à respecter les normes les plus élevées en matière de pratiques commerciales éthiques et responsables.

E. CONSULTATION ET APPROBATION

En vertu de la loi, plus particulièrement de sa section 11, j'atteste avoir passé en revue l'information contenue dans le rapport pour les entités de TransAlta susmentionnées. Au meilleur de ma connaissance et après avoir exercé une diligence raisonnable, j'atteste que l'information contenue dans le rapport est véridique, exacte et complète dans tous ses aspects significatifs aux fins de la Loi, pour l'exercice susmentionné.

J'ai le pouvoir de lier TransAlta Corporation.



Nom complet : John H. Kousinioris
Titre : président et chef de la direction
Date : le 19 février 2025

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 le président 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

Joel Hunter

Vice-président directeur, Finances et
chef des finances

Nancy Brennan

Vice-président directeur, Affaires juridiques et externes

Jane Fedoretz

Vice-présidente directrice, Ressources humaines, Culture
et chef de l'administration

Mark Flickinger

Vice-président directeur, Livraison et construction des
projets

Chris Fralick

Vice-président directeur, Production

Kerry O'Reilly Wilks

Vice-présidente directrice, Croissance et
commercialisation de l'énergie

Blain van Melle

Vice-président directeur, Relations commerciales et avec
les clients

David Little

Vice-président directeur, Croissance

Michelle Cameron

Vice-présidente et contrôleur de la Société

Jon Ozirny

Vice-président, secrétaire des affaires juridiques et
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.

Actions privilégiées échangeables

Le 30 octobre 2020, Brookfield a investi 400 millions de dollars dans la Société en échange d'actions privilégiées de premier rang rachetables (série I) au gré du porteur ou de l'émetteur. Les actions privilégiées de série I sont comptabilisées comme une dette courante et les dividendes sur actions privilégiées échangeables sont comptabilisés à titre de charge d'intérêts.

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.

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.

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.

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.

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.

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.

Débetures échangeables

Le 1^{er} mai 2019, Brookfield a investi 350 millions de dollars en échange de débetures subordonnées non garanties portant intérêt à 7 % échéant le 1^{er} mai 2039.

Dessaisissements prévus

Les centrales Poplar Hill et Rainbow Lake, dont la Société a convenu de se dessaisir conformément à un accord conclu avec le commissaire de la concurrence du Canada après la clôture de l'acquisition de Heartland Generation Ltd. et de certaines sociétés affiliées.

Disponibilité

Mesure du temps, exprimée en pourcentage des activités continues (24 heures sur 24, 365 jours par année) pendant laquelle une unité peut produire de l'électricité, peu importe si elle le fait réellement ou non.

Énergie renouvelable

Énergie produite à l'aide de mécanismes terrestres renouvelables comme le vent, l'énergie géothermique, l'énergie solaire et la biomasse, qui peuvent se régénérer.

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.

Facilité à terme

La facilité à terme de 400 millions de dollars avec notre syndicat bancaire, venant à échéance le 7 septembre 2025, assortie de taux d'intérêt qui varient en fonction de l'option choisie (p. ex. le taux préférentiel canadien et les acceptations bancaires).

Facilités de crédit de Heartland

Dans le cadre de l'acquisition de Heartland le 4 décembre 2024, la Société a pris en charge une facilité à terme sur laquelle un montant de 232 millions de dollars a été prélevé et une facilité renouvelable de 25 millions de dollars auprès d'un syndicat bancaire (collectivement, les «facilités de crédit de Heartland»). Au 31 décembre 2024, le montant prélevé sur la facilité à terme s'élevait à 224 millions de dollars. La facilité renouvelable de 25 millions de dollars est non utilisée et est disponible pour les besoins du fonds de roulement et les besoins généraux de la Société.

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.

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»)

Organisation indépendante sans but lucratif qui dirige un processus multipartite mondial pour élaborer et peaufiner une présentation de l'information sur le développement durable rigoureuse mais pratique.

Groupe de travail sur les informations financières liées à la nature (Taskforce on Nature-related Financial Disclosures)

Initiative dictée par le marché, fondée sur des données scientifiques et soutenue par des gouvernements, qui met à la disposition des organisations les outils nécessaires pour faire face aux risques changeants liés à la nature.

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.

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.

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.

Objectifs de développement durable des Nations Unies (ODD)

Adoptés par les Nations Unies en 2015 comme un appel universel à l'action pour éliminer la pauvreté, protéger la planète et faire en sorte que tous les peuples vivent en paix et dans la prospérité d'ici 2030. Les 17 ODD sont intégrés : ils reconnaissent que l'action engagée dans un domaine influencera le résultat dans d'autres, et que le développement repose sur un équilibre entre la durabilité sociale, économique et environnementale.

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.

Régime d'achat d'actions automatique («RAAA»)

Le RAAA vise à faciliter les rachats d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA, y compris à des moments où la Société ne serait normalement pas autorisée à effectuer des achats en raison de restrictions réglementaires ou de périodes d'interdiction totale des opérations qu'elle s'impose.

Répartition économique

Acheter de l'électricité pour satisfaire aux obligations contractuelles lorsque cela s'avère rentable.

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.

TA Cogen

La Société détient une participation de 50,01 % dans TransAlta Cogeneration, LP («TA Cogen») qui détient et exploite un portefeuille de centrales de cogénération, y compris 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.

Taux de fréquence totale des accidents enregistrables

Mesure assurant le suivi du nombre de blessures plus graves, ne tenant pas compte des premiers soins mineurs par rapport aux heures d'exposition travaillées.

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»).

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.



TransAlta Corporation

TransAlta Place
Suite 1400, 1100 1 St SE
Calgary, Alberta
Canada T2G 1B1
403.267.7110
www.transalta.com

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.