



Rapport intégré 2023

Énergiser l'avenir.





Table des matières

2	Message du président et chef de la direction
5	Message du président du conseil d'administration
7	Qui nous sommes
12	Prochaines étapes
16	Nos réalisations
RG1	Rapport de gestion
ÉF1	États financiers consolidés
ÉF14	Notes des états financiers consolidés
248	Résumé des données financières et statistiques sur onze ans
251	Tableau récapitulatif des centrales
253	Indicateurs de performance en matière de développement durable
264	Rapport d'assurance du professionnel en exercice indépendant
268	Information pour les actionnaires
272	Faits saillants pour les actionnaires
282	Renseignements sur la Société
283	Glossaire des termes clés



Message du président et chef de la direction

John H. Kousinioris

Président et chef de la direction

Chers actionnaires,

Dans l'ensemble de notre secteur, l'année 2023 a été marquée par des défis importants, dont l'augmentation des risques géopolitiques, l'inflation élevée et la hausse des dépenses d'équipement et d'investissement, ainsi que les revers financiers subis par les grands fournisseurs d'équipement et acteurs de l'industrie. Dans ce contexte, notre secteur exige des rendements plus élevés sur les projets afin de mieux compenser l'ampleur des risques inhérents aux investissements. Bien que la transition à l'énergie propre ne se fera pas sans difficultés, elle représente une formidable occasion pour une entreprise hautement compétente, expérimentée et flexible comme la nôtre de générer de la croissance et d'innover tout en allant de l'avant. La dernière année a mis en lumière le «trilemme de la transition» auquel est confronté le secteur mondial de l'énergie. Chez TransAlta, nous faisons plutôt référence aux trois aspects de la transition. Pour que nos efforts de décarbonation soient fructueux, il faut trouver le juste équilibre entre abordabilité, fiabilité et réduction des émissions. Nous devons gérer prudemment ces trois aspects pour poursuivre et réussir la transition qui s'impose afin de pouvoir relever les défis liés aux changements climatiques.

Continuer de dégager un rendement exceptionnel de nos activités

Malgré le contexte difficile de 2023, TransAlta a connu une autre année de rendement exceptionnel. Nous avons généré des résultats records pour la troisième année d'affilée, soit des produits des activités ordinaires de 3,4 milliards de dollars et un BAIIA ajusté de 1,6 milliard de dollars, ce qui est comparable au BAIIA ajusté record de l'an dernier. Nous avons également dégagé un résultat net attribuable aux actionnaires record de 644 millions de dollars, soit une augmentation de 640 millions de dollars par rapport à 2022.

Sur la base des flux de trésorerie disponibles, nous avons généré 890 millions de dollars, ce qui représente un

montant impressionnant de 3,22 \$ par action. Nous avons dépassé nos prévisions en matière de flux de trésorerie disponibles et avons augmenté de 9 % notre dividende trimestriel sur les actions ordinaires, ce qui représente la cinquième augmentation annuelle de suite du dividende. Je suis fier de dire que depuis 2021, nous avons généré des flux de trésorerie disponibles d'un montant exceptionnel de 8,93 \$ par action.

En 2023, en plus de distribuer des dividendes, nous avons remis 87 millions de dollars aux actionnaires par voie de rachats d'actions. Nous continuerons de recourir aux rachats d'actions dans le cadre de notre stratégie d'affectation du capital, qui demeure dynamique dans un marché en constante évolution et compte tenu des occasions de croissance qui s'offrent à nous et de notre disposition à les saisir. Je suis d'avis que nos solides résultats en matière de flux de trésorerie disponibles et nos attentes pour 2024 ne sont pas reflétés de manière appropriée dans le cours actuel de nos actions ordinaires. Nous avons mis en place une offre publique permanente de rachat d'actions dans le cours normal des activités à laquelle nous avons activement recouru au cours des dernières années, et nous prévoyons continuer de procéder à des rachats d'actions relatives à ce niveau de prix.

L'augmentation de notre dividende de 0,24 \$ par action ordinaire, conjuguée à nos intentions actuelles en matière de rachat d'actions, permettrait de remettre aux actionnaires jusqu'à environ 40 % de nos flux de trésorerie disponibles prévus pour 2024.

En 2023, notre équipe de croissance a réalisé des projets de construction d'une puissance totale de 678 MW. Nous avons mis en service le parc éolien Garden Plain de 130 MW en Alberta et les installations combinant un parc solaire et une centrale de stockage par batteries de 48 MW dans le nord de la région de Goldfields en Australie. Pour ce qui est des autres projets de construction, nous prévoyons que le parc éolien White Rock de 300 MW, le parc éolien Horizon Hill de 200 MW et le projet d'expansion du réseau de transport à

Mount Keith entreront en service d'ici la fin du premier trimestre. Ensemble, ces installations, 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.

Enfin, je suis heureux de vous dire que 2023 a également été une année record pour ce qui est de notre performance en matière de sécurité. Nous n'avons déclaré aucune blessure ayant entraîné un arrêt de travail à l'échelle de nos activités mondiales et nous avons enregistré un taux de fréquence totale des accidents enregistrables de 0,30, un résultat exceptionnel et encore meilleur que notre ancien record de 0,39, obtenu en 2022. La disponibilité a également été excellente dans l'ensemble de nos installations, atteignant 88,8 % pour tout le portefeuille en 2023.

Simplification de la structure et acquisitions stratégiques

En 2023, nous avons franchi deux étapes stratégiques clés avec l'acquisition de TransAlta Renewables et de Heartland Generation.

L'acquisition de TransAlta Renewables a représenté un jalon important pour nous. Elle nous a permis de simplifier notre structure d'entreprise, d'unifier notre structure du capital et d'ajouter à notre parc une participation financière nette dans une capacité de production de 1,2 GW. La transaction nous permet d'aller de l'avant en poursuivant une stratégie simplifiée et unifiée, ce qui nous place en bonne position pour assurer notre succès futur.

Nous avons également annoncé un accord en vue de l'acquisition de Heartland Generation et de la totalité de ses activités, ce qui représente une capacité d'environ 1,8 GW en Alberta et en Colombie-Britannique. Cette acquisition, qui doit être approuvée par les organismes de réglementation, ajoutera des actifs de gaz naturel très flexibles et complémentaires à notre portefeuille en Alberta. Comme la transition énergétique continue de stimuler de nouveaux investissements dans les 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 renforcera notre position concurrentielle et nous permettra de répondre à la demande actuelle et future d'électricité fiable grâce à un portefeuille solide et diversifié, tout en respectant nos engagements à plus long terme en matière de réduction des émissions. Notre engagement en matière de décarbonation demeure inchangé.

Chef de file mondial en matière de réduction des émissions de carbone

Nous sommes fiers de nos efforts de décarbonation et sommes en voie d'atteindre notre objectif visant à réduire

nos émissions de gaz à effet de serre de portée 1 et 2 de 75 % par rapport aux niveaux de 2015 d'ici 2026. Depuis 2018, nous avons retiré une capacité de production à partir du charbon de 4 664 MW et converti, du charbon au gaz naturel, une capacité de production de 1 659 MW. 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 21,3 millions de tonnes d'éq. CO₂, ou 66 %, ce qui est une réalisation incroyable pour notre portefeuille.

Gestion rigoureuse et prudente du capital et des investissements

Nous restons concentrés sur le maintien d'une approche équilibrée, prudente et rigoureuse de la gestion du capital dans le but de générer de la valeur pour nos actionnaires. Nous continuons de considérer que les investissements dans des actifs d'énergie propre visés par des contrats, ainsi que dans des actifs gaziers stratégiques, offrent une valeur significative à long terme pour les actionnaires. Nous entrevoyons de nombreuses possibilités de déployer des capitaux dans des actifs à rendement plus élevé et à durée de vie plus longue, et nous concentrons nos efforts pour saisir ces possibilités au cours des prochaines années.

La voie de la transition énergétique offre d'énormes possibilités à notre entreprise, compte tenu de nos compétences, de nos avantages concurrentiels et de notre positionnement sur le marché – des possibilités à saisir pour lesquelles nous sommes particulièrement bien placés sur chacun de nos principaux marchés que sont le Canada, les États-Unis et l'Australie.

Lors de notre journée des investisseurs, nous avons présenté une mise à jour des objectifs de notre plan de croissance de l'électricité propre, qui vise à ajouter jusqu'à 1,75 GW d'électricité propre supplémentaire au cours des cinq prochaines années, en déployant environ 3,5 milliards de dollars de capital de croissance, pour lequel nous disposons d'un plan entièrement financé, afin d'atteindre une contribution annuelle au BAIIA d'environ 350 millions de dollars.

Bien que nous continuions de faire avancer un certain nombre de projets vers des décisions d'investissement définitives, nous resterons rigoureux dans nos décisions d'investissement pour nous assurer de fournir à nos actionnaires des rendements ajustés en fonction du risque appropriés. L'obtention, l'acquisition et le développement de grands projets de croissance posent des défis de taille et il est essentiel que nous atteignions ou dépassions nos taux de rendement ciblés lorsque nous déployons notre capital de croissance en faveur de nos actionnaires. Notre plan de croissance de l'électricité propre est ambitieux. Nous ne croîtrons pas pour le simple plaisir de croître ou d'atteindre nos objectifs.

La création de valeur à long terme pour les actionnaires guidera ultimement nos décisions en matière d'investissement et d'affectation du capital. Notre objectif est d'améliorer le rendement pour les actionnaires et nous chercherons à le faire par le versement de dividendes et le rachat d'actions, en particulier compte tenu du cours actuel de nos actions ordinaires, que nous considérons comme sous-évaluées.

Plan de croissance de l'électricité propre jusqu'en 2028

À mesure que nous exécutons notre plan, nous prévoyons qu'environ 70 % de notre BAIIA ajusté proviendra de la production d'énergie propre d'ici la fin de 2028, ce qui est bien supérieur aux 40 % environ que nous avons aujourd'hui. Et, au fur et à mesure que nous prenons ce virage, TransAlta sera plus verte, davantage visée par des contrats et plus diversifiée.

Nous entrevoyons d'importantes possibilités pour l'entreprise à mesure que le monde s'électrifiera pour atteindre ses objectifs de croissance et de lutte contre les changements climatiques. Nous sommes en excellente position pour réussir d'ici la fin de la décennie et au-delà grâce aux options considérables de notre base de production et de notre portefeuille de croissance, ainsi qu'à notre solide bilan et à nos excellentes perspectives financières.

La demande d'énergie renouvelable demeure robuste, les entreprises et les gouvernements ayant pris des engagements fermes en matière de développement durable. Les prix stipulés dans les contrats d'achat d'électricité reflètent les pressions exercées sur l'offre et les coûts des intrants. Nous continuons de renforcer nos capacités de développement et nos avantages concurrentiels. En 2023, nous avons regroupé nos équipes de croissance et de commercialisation de l'énergie sous la direction d'un seul responsable, tout en demeurant concentrés sur nos avantages en matière de livraison aux clients, de commercialisation du développement de projets, de financement et d'optimisation opérationnelle.

Se préparer pour 2024 et au-delà

Chez TransAlta, nous avons travaillé fort pour nous préparer à répondre aux besoins d'une transition responsable. Nous maintenons un portefeuille d'actifs rentables pour assurer l'abordabilité, et investissons dans un parc d'actifs de production diversifié, flexible et réactif pour répondre aux exigences futures de fiabilité du réseau. Nous investissons également dans la production et les nouvelles technologies carboneutres et dépendons moins de notre production gazière marchande pour atteindre nos objectifs de décarbonation. Au fur et à mesure de la transition de notre portefeuille vers une base d'actifs plus écologiques et visés par des contrats, notre profil de risque se réduira et fournira un catalyseur positif pour une réévaluation des multiples.

En 2024, je concentrerai mes efforts sur notre stratégie de gestion du capital et veillerai à procurer de la valeur à nos actionnaires par voie de rachats d'actions et de dividendes, tout en recherchant des occasions de croissance offrant un rendement approprié sans compromettre la solidité et la résilience de notre bilan.

Nos flux de trésorerie disponibles, qui demeurent élevés, nous permettront de procurer un rendement aux actionnaires et d'accroître le pourcentage d'électricité propre visée par des contrats de TransAlta. Notre portefeuille continue d'être performant et devrait générer des flux de trésorerie disponibles d'environ 1,70 \$ par action en 2024, ce qui contribuera au maintien d'une approche équilibrée. En 2024, nous prévoyons remettre jusqu'à 40 % de nos flux de trésorerie disponibles à nos actionnaires par voie de rachats d'actions et de dividendes. Nous continuons également de repérer les possibilités et 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 2023 n'auraient pas été possibles sans la contribution de tous nos employés. Ce fut un honneur de diriger notre talentueuse équipe d'employés engagés, motivés et compétents qui incarnent nos valeurs fondamentales, soit la sécurité, l'innovation, le développement durable, le respect et l'intégrité. Je remercie nos employés pour tout ce qu'ils font pour que nous puissions électrifier et servir de manière durable l'économie et les collectivités.

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.

Nous sommes reconnaissants du soutien et de la confiance de nos actionnaires. 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 toutes nos parties prenantes.

J'ai confiance en l'avenir et je suis convaincu que notre succès se poursuivra en 2024 et au-delà.



John H. Kousinioris

Président et chef de la direction

Le 22 février 2024



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 2023, je tiens à vous dire combien je suis fier des réalisations de tous les employés de TransAlta. La Société, sous la direction du conseil, a simplifié la structure de TransAlta avec l'acquisition de TransAlta Renewables, a élargi son portefeuille d'actifs de production d'énergie renouvelable avec la mise en service du parc éolien Garden Plain et du parc solaire dans la région du nord de Goldfields, et a consolidé sa stratégie pour l'Alberta grâce à l'acquisition annoncée de Heartland Generation.

La Société continue de gérer son évolution pour le plus grand bénéfice de ses actionnaires. Nous avons enregistré à nouveau en 2023 des résultats supérieurs qui ont largement dépassé les attentes que nous avions au début de l'année. Notre équipe de direction a enregistré une autre année exceptionnelle au chapitre des flux de trésorerie disponibles pour nos actionnaires, a obtenu des résultats records 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 des résultats exceptionnels et le rendement record de 2023 reflète le succès de cette exécution. Nous poursuivons la transition de l'entreprise dans le cadre de notre plan de croissance de l'électricité propre et nous sommes bien positionnés à titre de promoteur de choix pour ses clients, crédible et très sollicité, dans les trois principales zones géographiques où nous exerçons nos activités.

Lors de notre récente journée des investisseurs, nous avons annoncé des objectifs de croissance ambitieux qui devraient permettre à notre entreprise de devenir, au fil du temps, une société dont 70 % du BAIIA ajusté se rapporte à la production d'électricité propre et visée par des contrats. Notre stratégie vise à atteindre une croissance importante de notre portefeuille d'ici 2028. Cependant, la croissance représente un défi et il est difficile de mettre en œuvre des

projets permettant d'atteindre les taux de rendement cibles que nous avons fixés pour le déploiement de nos capitaux. Par conséquent, nous resterons rigoureux dans le déploiement de nos capitaux et nous ne croîtrons pas pour le simple plaisir de croître, même si cela signifie ne pas atteindre nos objectifs pour 2028. La création de valeur pour les actionnaires prime sur la croissance. 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 (de base et/ou spéciaux) et de rachats d'actions.

Le conseil d'administration tient à exprimer sa gratitude aux employés et aux membres de l'équipe de direction hautement compétente de TransAlta pour les efforts considérables qu'ils ont déployés afin de permettre à la Société de connaître une autre excellente année. Les membres de l'équipe se sont adaptés aux conditions changeantes du marché et chercheront à apporter de la valeur à la Société de manière disciplinée et prudente, tout en étant extrêmement rigoureux en matière de gestion du capital et de création de valeur pour les actionnaires.

Nous remercions également tous nos actionnaires pour leur engagement soutenu envers la Société. Chers actionnaires, nous sommes impatients de voir les réalisations de TransAlta en 2024 et nous apprécions votre engagement et vos points de vue sur notre stratégie en évolution.

Le conseil d'administration s'efforcera d'accroître la valeur pour les actionnaires en travaillant sans relâche avec l'équipe de direction afin d'évaluer les nouvelles occasions qui pourraient apporter de la valeur à l'entreprise et améliorer son rendement.

Message du président du conseil d'administration

Enfin, au nom du conseil d'administration, je tiens à exprimer à l'honorable Rona Ambrose toute ma gratitude pour ses années de service au sein de la Société. Elle a annoncé qu'elle ne se portait pas candidate en vue de sa réélection et qu'elle quittera le conseil après l'assemblée annuelle des actionnaires qui aura lieu le 25 avril 2024. Elle a été un membre inestimable de notre conseil depuis 2017 et nous la remercions pour ses précieux conseils et pour le leadership dont elle a fait preuve tout au long de son mandat, notamment en tant que présidente du comité de la gouvernance, de la sécurité et du développement durable du conseil.

A handwritten signature in blue ink, reading "John Dielwart".

John P. Dielwart

Président du conseil d'administration

Le 22 février 2024



Qui nous sommes

TransAlta détient, exploite et développe un portefeuille diversifié d'actifs de production d'électricité au Canada, aux États-Unis et en Australie, en mettant l'accent sur la génération de valeur à long terme pour les actionnaires.

Un chef de file de la production d'électricité propre soucieux d'assurer un avenir durable et une transition énergétique responsable



Notre mission

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



Nos valeurs

Sécurité

Innovation

Développement durable

Respect

Intégrité

TransAlta en bref

TransAlta fournit aux municipalités, aux secteurs de moyenne et grande taille, aux entreprises et aux clients des services publics de l'électricité propre, abordable écoénergétique et fiable. Aujourd'hui, TransAlta est l'un des plus grands producteurs d'énergie éolienne au Canada et le plus grand producteur d'hydroélectricité en Alberta. Depuis plus de 112 ans, TransAlta est un exploitant responsable et un membre à part entière des collectivités au sein desquelles elle exerce ses activités et où ses employés travaillent et vivent.

~5,3 GW

Filière de développement

Des projets diversifiés de grande qualité au Canada, aux États-Unis et en Australie

66 %

Réduction des émissions

Depuis 2015

6 400 MW

Portefeuille

Un portefeuille très diversifié et des actifs de grande qualité

112 ans

Expérience dans la production d'énergie

Le fondement de notre stratégie ciblée

~1 260

Employés

Au cœur de la création de valeur

76

Installations de production

Au Canada, aux États-Unis et en Australie

Aperçu



Énergie éolienne et énergie solaire



Hydroélectricité



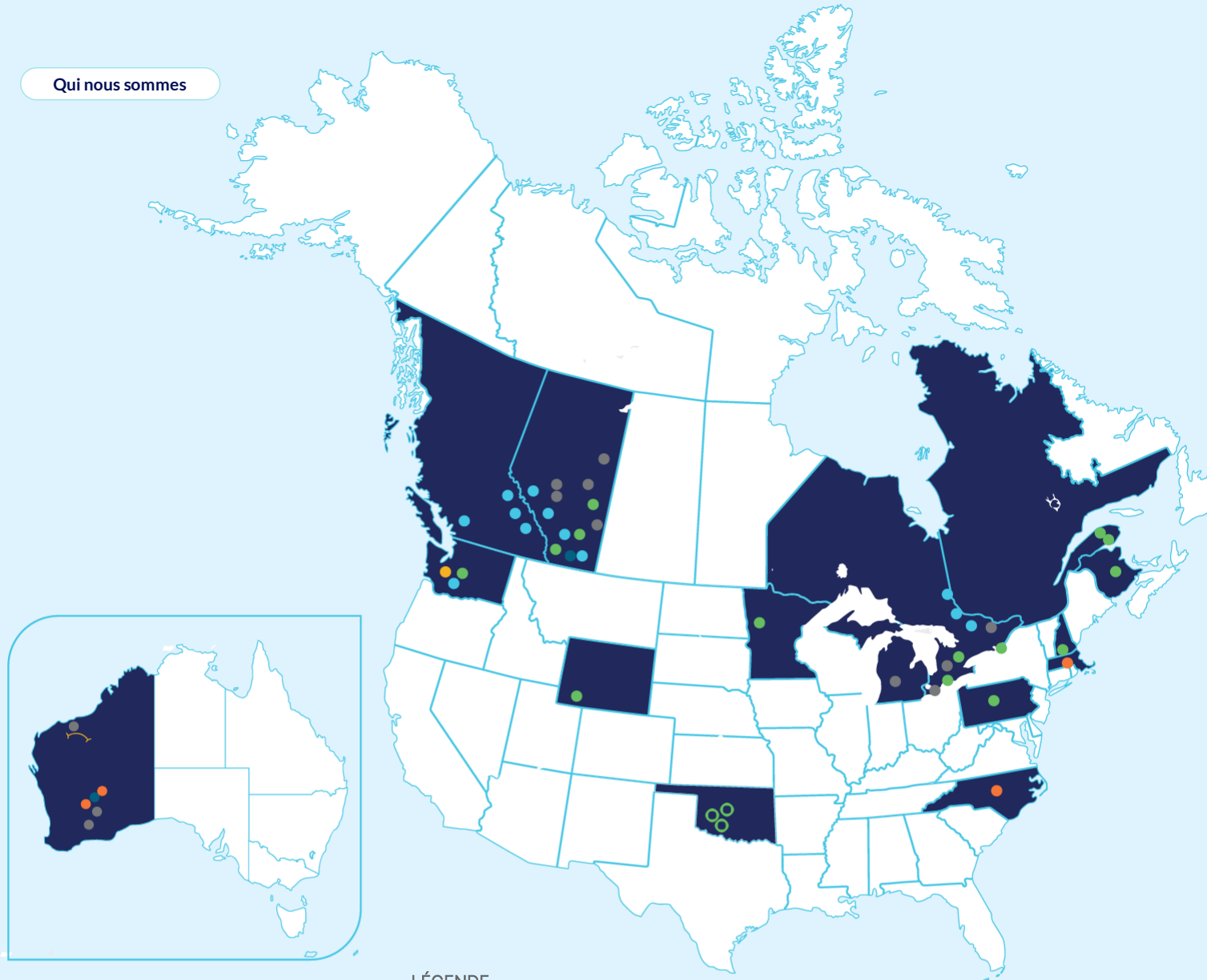
Gaz naturel



Commercialisation de l'énergie



Filière de développement et capacités



LÉGENDE

- Énergie éolienne
- Hydro-électricité
- Gaz naturel
- Projets de parcs éoliens en construction
- Énergie solaire
- Batteries
- Transition énergétique
- Gazoduc

Australie

TransAlta Energy Australia s'appuie sur notre présence au pays depuis plus de 25 ans. De nouveaux investissements importants ont été faits au cours des dernières années.

1996

Mise en service de la première installation

498 MW

Capacité installée brute

9 installations

En exploitation

Canada

Nos activités sont nées en Alberta il y a plus de 112 ans avec la construction de notre première centrale hydro-électrique. Aujourd'hui, nous exerçons nos activités à l'échelle du pays afin de fournir l'électricité dont les Canadiens ont besoin au quotidien.

1911

Mise en service de la première installation

5 044 MW

Capacité installée brute

57 installations

En exploitation

États-Unis

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

2000

Acquisition de la première installation

1 219 MW

Capacité installée brute

10 installations

En exploitation

Filière de développement

Projets aux premiers stades de développement et projets à un stade de développement avancé

500 MW

Australie

3,2 GW

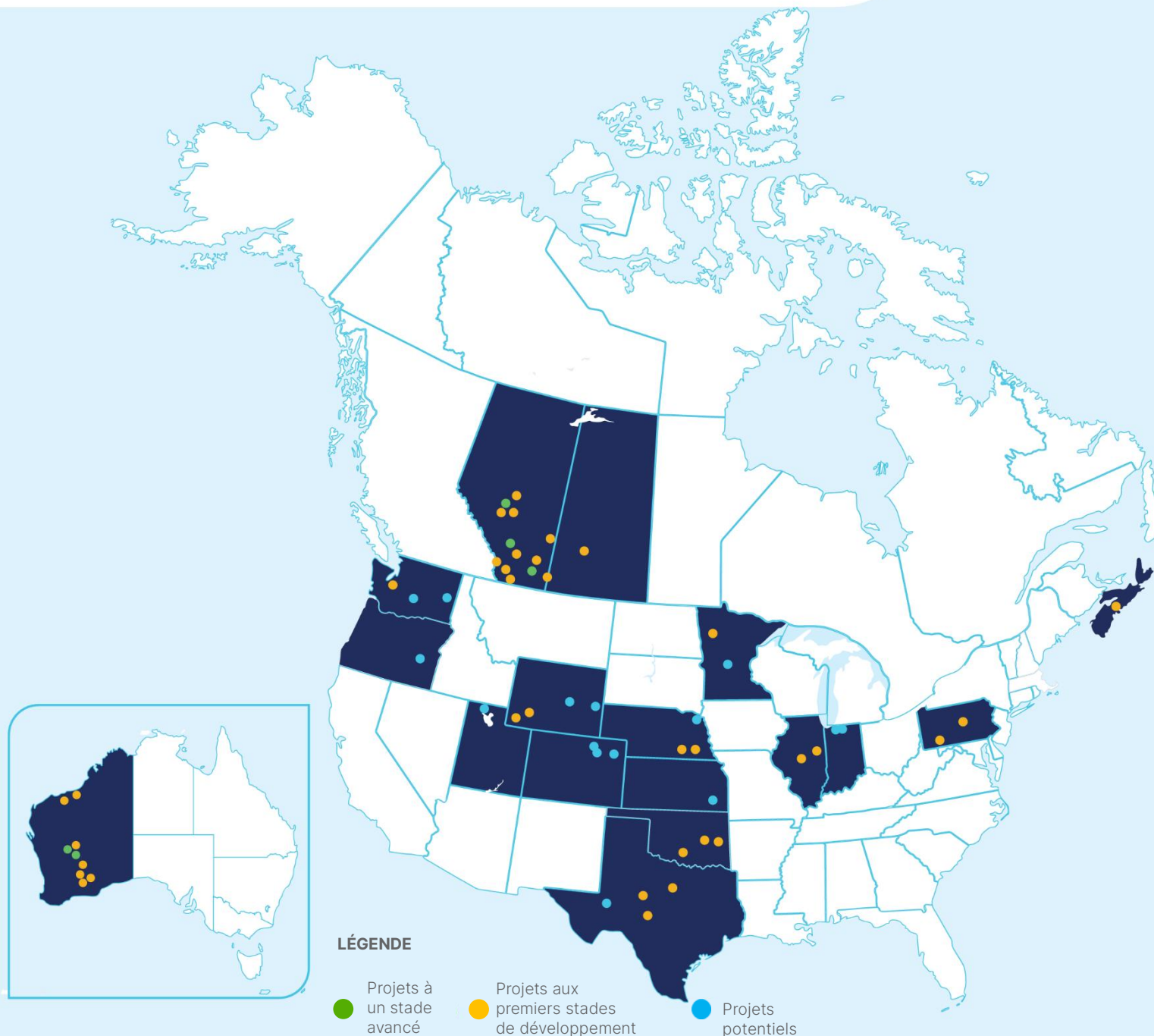
Canada

2,7 GW

États-Unis

Projets potentiels

3,0 GW



* Projets potentiels au 31 décembre 2023.

VEUILLEZ NOTER que les projets potentiels pourraient changer. Il n'y a aucune certitude que les projets potentiels indiqués sur la carte ci-dessus deviendront des projets aux premiers stades de développement ou des projets à un stade avancé.



Parc solaire dans le nord de la région de Goldfields, en Australie-Occidentale

Prochaines étapes

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

Plan de croissance de l'électricité propre jusqu'en 2028

Jusqu'à
1,75 GW
d'électricité propre

350 M\$
Nouveau BAIIA annuel

2024

2028

3,5 G\$
Dépenses d'investissement
de croissance

10 GW
Filière de développement

Nos objectifs d'investissement jusqu'en 2028



Énergies renouvelables et
solutions de stockage



Production adaptée et souple



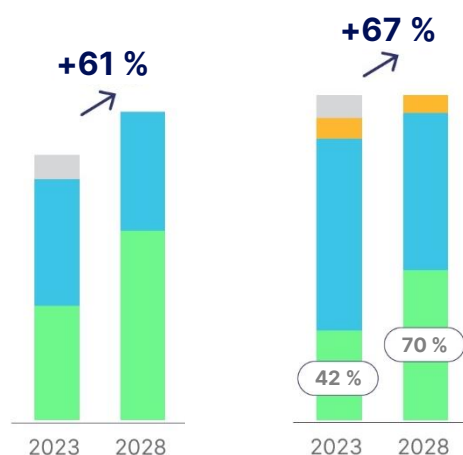
Nouvelles
technologies

Évolution de la Société

Énergies renouvelables

Capacité
(MW)*

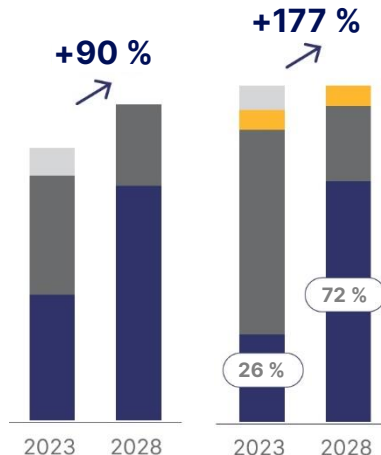
BAIIA ajusté
(%)



Actifs visés par des contrats

Capacité
(MW)

BAIIA ajusté
(%)



LÉGENDE

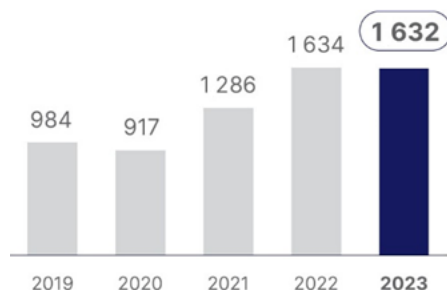
- Énergies renouvelables
- Gaz
- Actifs visés par des contrats
- Capacité marchande
- Commercialisation de l'énergie
- Transition énergétique

* Comprend le projet de parc éolien Horizon Hill, les projets de parcs éoliens White Rock, le plan de croissance de l'électricité propre et les actifs découlant de l'acquisition de Heartland.

Faits saillants financiers

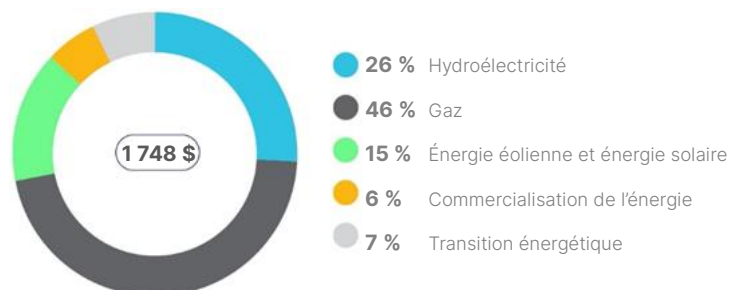
BAIIA ajusté¹

(en millions de dollars)



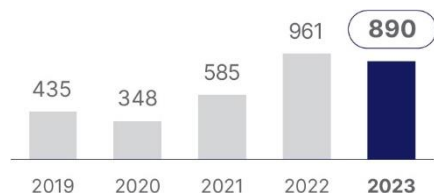
BAIIA ajusté de 2023 par secteur²

(en millions de dollars)



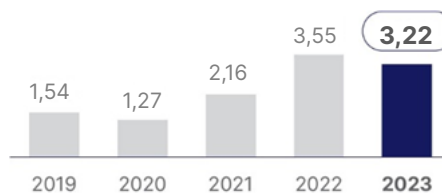
Flux de trésorerie disponibles¹

(en millions de dollars)



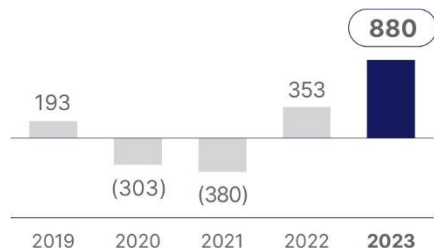
Flux de trésorerie disponibles par action¹

(en dollars)



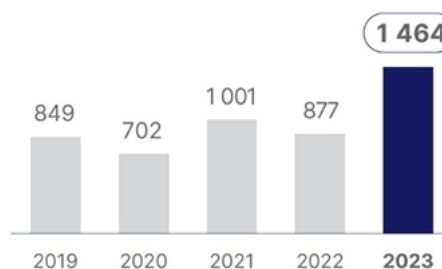
Résultat avant impôts sur le résultat

(en millions de dollars)



Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

(en millions de dollars)



1) Mesure non conforme aux IFRS. Se reporter aux pages RG58 à RG69.

2) Ne tient pas compte des résultats du secteur Siège social et des placements en titres de capitaux propres.



Hydroélectricité

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Capacité installée (MW) ¹	922	922	925
Production (GWh)	1 769	1 988	1 936
Volumes des services auxiliaires (GWh)	2 582	3 124	2 897
Produits des activités ordinaires ²	529	607	383
Marge brute ³	510	585	367
BAlIA ajusté ³	459	527	322



Gaz

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Capacité installée (MW) ¹	3 084	3 084	3 084
Production (GWh)	11 873	11 448	10 565
Produits des activités ordinaires ²	1 525	1 521	1 126
Marge brute ³	964	801	634
BAlIA ajusté ³	801	629	488



Commercialisation de l'énergie

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Produits des activités ordinaires ²	152	218	202
BAlIA ajusté ³	109	183	166



Données consolidées

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Capacité installée (MW) ¹	6 761	6 583	7 387
Total de la production (GWh)	22 029	21 258	22 105
Produits des activités ordinaires ⁴	3 355	2 976	2 721
BAlIA ajusté ³	1 632	1 634	1 286



Énergie éolienne et énergie solaire

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Capacité installée (MW) ¹	2 084	1 906	1 906
Production (GWh)	4 243	4 248	3 898
Produits des activités ordinaires ²	373	407	348
Marge brute ³	343	375	331
BAlIA ajusté ³	257	311	262



Transition énergétique

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Capacité installée (MW) ¹	671	671	1 472
Production (GWh)	4 144	3 574	5 706
Produits des activités ordinaires ²	746	724	728
Marge brute ³	189	159	236
BAlIA ajusté ³	122	86	133



Siège social

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	(115)	(101)	(84)
BAlIA ajusté ³	(116)	(102)	(85)

1) Capacité installée brute.

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

3) Le BAlIA ajusté et la marge brute ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du rapport de gestion. Se reporter aux pages RG58 à RG69.

4) Conformément aux IFRS.



Parc éolien Windrise, en Alberta

Nos réalisations

En tant que chef de file en matière de solutions d'électricité propre centrées sur les clients, nous sommes bien placés pour appuyer les objectifs ESG et de développement durable de nos clients grâce à une transition énergétique responsable. Nous nous appuyons sur une stratégie axée sur la croissance et la fiabilité de l'électricité renouvelable et un véritable engagement en matière de développement durable. Nous pensons être particulièrement bien placés alors que le monde continue de s'électrifier et d'adopter des pratiques de développement durable.

Objectifs en matière de développement durable

Obtenir des résultats

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

Neuf ODD des Nations Unies que nous appuyons :



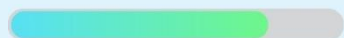
Faits saillants de 2023 en matière de questions ESG

Notre performance par rapport à certains des objectifs en matière de développement durable de 2023 est présentée ci-dessous :

ENVIRONNEMENT

Réduction des émissions de GES

Réduction absolue **75 %**



Niveau de référence de 2015

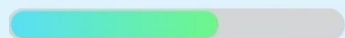
Objectif pour 2026

En baisse de **66 %** par rapport au niveau de référence

SOCIÉTÉ

Diversité au sein de l'effectif

Genre **40 %**



0

Objectif pour 2030

27 % de femmes

GOVERNANCE

Diversité au sein du conseil

Genre **50 %**



0

Objectif pour 2030

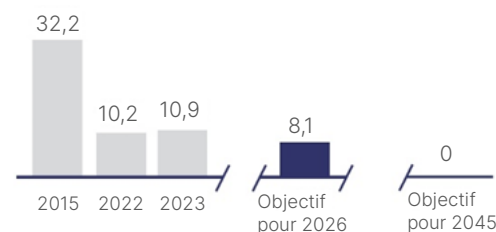
46 % de femmes

Transition vers l'énergie propre

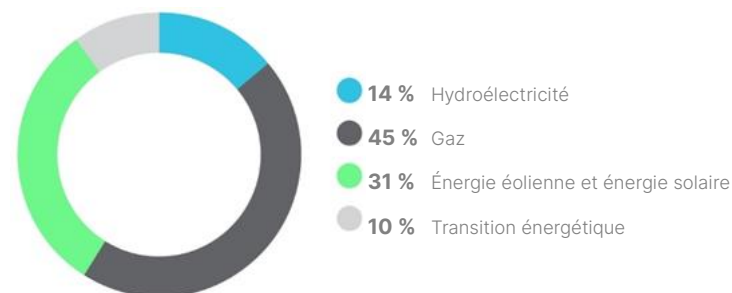
Réalisation de notre plan de croissance de l'électricité propre

Nous centrons nos efforts sur la réduction tangible des émissions de gaz à effet de serre. Nous avons adopté une cible visant l'atteinte de la carboneutralité d'ici 2045 et une cible ambitieuse de réduction de 75 % des émissions de CO₂ par rapport aux niveaux de 2015 d'ici 2026.

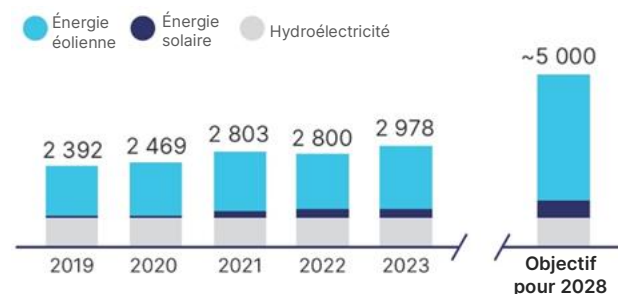
Émissions de GES de TransAlta (en millions de tonnes de CO₂)



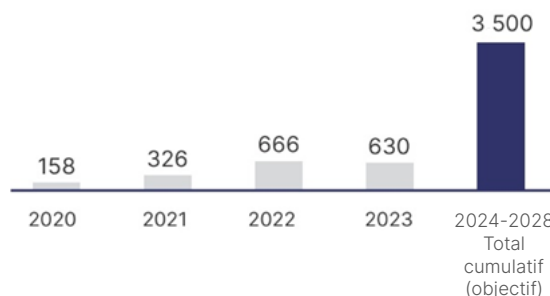
Composition du portefeuille de production



Capacité installée d'énergie renouvelable (en MW)



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



1) Se reporter à la page RG114 du rapport de gestion pour plus de précisions.

Nous sommes soucieux d'assurer un avenir durable

Atteinte de la carboneutralité d'ici 2045

2021-2026

Mise hors service de la dernière unité au **charbon** au Canada en 2021

Remplacement d'une production de 800 MW à partir du **gaz** par une production de 800 MW à partir d'**énergies renouvelables** dans le cadre du plan de croissance de l'électricité propre (le «plan»)

Mise à jour du plan pour **ajouter une capacité de 1,75 GW** provenant d'**énergies renouvelables** d'ici 2028

Mise hors service de la dernière unité au charbon à la fin de 2025

2026-2030

Réalisation du plan

2030-2045

Croissance continue des **énergies renouvelables**

Mise en place de **technologies carboneutres**

Carboneutralité

2020

2021

2025

2026

2030

2035

2040

2045

Perspectives d'innovation en matière d'énergie (technologies à l'étude)

Projet pilote de parc de **véhicules électriques**

Projet de stockage par batteries aux **ions de lithium**
WaterCharger de 180 MW

Production d'**hydrogène** –
carrefours et turbines

Projet de **stockage d'énergie hydroélectrique par pompage**
de Tent Mountain

Projet de **stockage d'énergie par pompage**
de Brazeau

Petits **réacteurs modulaires à fission**
commerciaux

Réacteurs de fusion
commerciaux

Culture



Investissements dans les collectivités

En 2023, TransAlta a remis environ 3,2 millions de dollars sous forme de dons et de commandites.



Centraide

En 2023, les employés, les retraités et les entrepreneurs de TransAlta ainsi que la Société ont recueilli plus de 1,5 million de dollars pour Centraide au Canada et aux États-Unis.



Calgary Health Foundation

En 2023, TransAlta a fait don de la dernière tranche de 200 000 \$ de son engagement de 2 millions de dollars visant la mise en place d'une unité néonatale de soins intensifs au centre médical Foothills, qui sert la région du sud de l'Alberta.



Centralia Coal Transition Board

Depuis 2012, TransAlta appuie les arts, les universités et les programmes de soutien aux travailleurs déplacés dans le cadre d'un engagement d'investissement communautaire de 55 millions de dollars américains pris à l'égard de l'État de Washington.

Prix et reconnaissance

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



TransAlta Corporation est classée au premier rang de la liste inaugurale de **Newsweek** des **entreprises les plus dignes de confiance au monde en 2023** dans la catégorie des secteurs de l'énergie et des services publics.



TransAlta Corporation a obtenu la note de **AA**, qui est la deuxième note la plus élevée accordée par MSCI sur les pratiques commerciales liées aux questions ESG.



TransAlta Corporation a reçu la note de **A-**, qui correspond au niveau Leadership. Cette note est supérieure à la note moyenne de B pour le secteur de la production d'énergie thermique.



Award winner
Canada 2023

TransAlta Corporation a remporté trois prix : **meilleure société dans l'ensemble (sociétés à moyenne capitalisation) dans le secteur des services publics, meilleur rapport ESG (sociétés à moyenne capitalisation) et meilleure innovation** dans les communications aux actionnaires.



Indice d'égalité des sexes de Bloomberg (de 2020 à 2023)



Human Resource Director – Prix des meilleurs endroits où travailler (2023)



Prix pour les femmes dans le secteur de l'électricité (2023)



Certification par Diversio pour notre programme d'équité, de diversité et d'inclusion



Rapport intitulé *Green Utilities Report* d'Energy Intelligence (de 2020 à 2023)



Alberta Business Awards 2023 – Prix de distinction pour la santé et le bien-être



Lauréat du prix «Un million de mercis» de Centraide (de 2001 à 2023)



Canadian Occupational Safety – Prix des employeurs les plus sécuritaires du Canada dans la catégorie du meilleur programme de bien-être (2023)

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	RG70 Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS
RG4 Description des activités	RG70 Perspectives pour 2024
RG7 Faits saillants	RG74 Principales méthodes comptables et estimations comptables critiques
RG14 Dépenses d'investissement	RG80 Modifications comptables
RG15 Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture	RG81 Questions environnementales, sociales et de gouvernance
RG18 Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels	RG83 Accélération de la transformation de nos activités pour atteindre la carboneutralité d'ici 2045
RG28 Rendement par secteur et informations géographiques complémentaires	RG84 Performance en matière de développement durable de 2023
RG29 Optimisation du portefeuille de centrales en Alberta	RG88 Cibles de développement durable pour 2024 et au-delà
RG32 Faits saillants du quatrième trimestre	RG91 Décarbonation de notre combinaison énergétique
RG35 Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels pour le quatrième trimestre	RG100 Principales constatations issues de l'analyse de scénarios climatiques
RG36 Principales informations trimestrielles	RG105 Gestion des risques et des possibilités liés aux changements climatiques
RG38 Stratégie et capacité de produire des résultats	RG117 Favoriser l'innovation et l'adoption de technologies
RG38 Priorités stratégiques et plan de croissance de l'électricité propre jusqu'en 2028	RG121 Dialoguer avec nos parties prenantes pour bâtir des relations positives
RG44 Situation financière	RG128 Favoriser un effectif diversifié et inclusif
RG46 Capital financier	RG131 Pratiques progressistes de gérance environnementale
RG52 Flux de trésorerie	RG138 Fournir de l'énergie fiable, durable et à faible coût
RG54 Autre analyse consolidée	RG139 Gouvernance du développement durable
RG56 Instruments financiers	RG140 Gouvernance et gestion du risque
RG58 Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS	RG154 Contrôles et procédures de communication de l'information

Le présent rapport de gestion doit être lu avec nos états financiers consolidés audités annuels de 2023 (les «états financiers consolidés») et notre notice annuelle de 2023 pour l'exercice clos le 31 décembre 2023. 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 2023. Tous les montants présentés dans le tableau 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 22 février 2024. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta, y compris la notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, 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»). Tous les énoncés prospectifs reposent sur nos convictions ainsi que sur des hypothèses fondées sur l'information disponible au moment où elles sont formulées et sur l'expérience de la direction et la perception des tendances passées, de la conjoncture et des faits nouveaux prévus ainsi que sur d'autres facteurs jugés appropriés dans les circonstances. Les énoncés prospectifs ne présentent pas des faits, mais seulement des prédictions et peuvent généralement être reconnus par l'emploi d'énoncés comprenant des termes tels que «pouvoir», «pourrait», «croire», «s'attendre à», «prévoir», «avoir l'intention de», «planifier», «projeter», «estimer», «éventuel», «permettre», «continuer de» ou d'autres termes comparables. Ces énoncés ne sont pas des garanties de notre rendement, d'événements ou de nos résultats futurs et sont assujettis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui peuvent faire en sorte que notre rendement, les événements ou nos résultats réels diffèrent de manière importante de ceux énoncés dans les énoncés prospectifs.

En particulier, le présent rapport de gestion renferme des énoncés prospectifs, y compris, sans toutefois s'y limiter, des énoncés ayant trait aux aspects suivants : l'acquisition de Heartland (tel que défini ci-après) et de la totalité de ses activités en Alberta et en Colombie-Britannique, y compris les conditions de clôture et les approbations réglementaires relatives à l'acquisition de Heartland et le calendrier et la réalisation prévus de l'acquisition; le résultat avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA») annuel moyen tiré de l'acquisition de Heartland et les autres avantages qui devraient découler de cette transaction; les perspectives de la Société pour 2024, y compris le BAIIA ajusté, les flux de trésorerie disponibles, le dividende annualisé par action, les dépenses d'investissement de maintien et la marge brute du secteur Commercialisation de l'énergie; les objectifs de croissance élargis de la Société visant à produire 1,75 GW grâce à un investissement cible de 3,5 milliards \$ d'ici 2028, qui devrait générer un BAIIA annuel de 350 millions \$; l'expansion du portefeuille de projets de développement de la Société à 10 GW d'ici 2028; la stratégie d'investissement de la Société visant à générer de la valeur à long terme pour les actionnaires; le niveau de dividende sur les actions ordinaires jusqu'en 2024; les projets en construction de la Société, y compris les coûts d'immobilisations, le calendrier des activités commerciales et le BAIIA annuel prévu; l'incidence des nouveaux ajouts d'actifs en 2024 au parc éolien Garden Plain, au parc solaire dans le nord de la région de Goldfields,

au parc éolien de Kent Hills, au réseau de transport à Mount Keith et aux parcs éoliens White Rock et Horizon Hill; le développement des projets en phase de démarrage et de stade avancé; l'atteinte des avantages prévus du transfert des CIP (définis ci-après) générés par les projets de parcs éoliens White Rock et Horizon Hill; la réalisation de la croissance avec Hancock en vertu de la convention d'aménagement conjoint; la hausse de la part du BAIIA provenant de sources renouvelables d'ici la fin de 2028, pour passer à 70 %; la capacité de la Société à réaliser son objectif de décarbonation à long terme visant l'atteinte de la carboneutralité d'ici 2045; la réduction des émissions de carbone de 75 % d'ici 2026 par rapport aux niveaux de 2015; l'incidence attendue et le montant des coûts de conformité liés au carbone; l'évolution de la réglementation et son incidence attendue sur la Société; les attentes en matière de refinancement de la dette; et le maintien par la Société de liquidités adéquates.

Les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport de gestion se fondent sur de nombreuses hypothèses, y compris, mais sans s'y limiter, les hypothèses suivantes : aucune modification importante aux lois et règlements applicables autres que celles déjà annoncées; aucune modification importante aux coûts du combustible et des achats d'électricité; aucune incidence défavorable importante sur les marchés des placements et du crédit à long terme; aucune modification importante aux hypothèses liées aux prix de l'électricité et aux couvertures, y compris les volumes couverts et les prix; aucune variation importante des prix du gaz et des coûts de transport; aucune modification importante aux frais de démantèlement et de remise en état; aucune modification importante des taux d'intérêt; aucune modification importante de la demande et de la croissance de la production d'énergie renouvelable; aucune modification importante à l'intégrité et à la fiabilité de nos actifs; les interruptions planifiées et non planifiées et l'utilisation de nos actifs; et aucune modification importante des notes de la dette et de crédit de la Société.

Les énoncés prospectifs sont sujets à un certain nombre de risques et d'incertitudes importants qui pourraient faire en sorte que les plans, le rendement, les résultats ou les réalisations réels diffèrent considérablement des attentes actuelles. Les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur ce qui est exprimé explicitement ou implicitement par les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport de gestion comprennent les risques concernant : les fluctuations des prix de l'électricité, y compris des prix du marché en Alberta, en Ontario et dans la région du Mid-Columbia; l'échec ou des retards dans la clôture de l'acquisition de Heartland; l'incapacité à réaliser les avantages de l'acquisition de Heartland, y compris l'incapacité de faire progresser le projet de carrefour de

carbone de Battle River en vue de la prise d'une décision d'investissement définitive ou de la mise en service, et toute perte de valeur dans le portefeuille de Heartland pendant la période intermédiaire précédant la clôture; des réductions de la production; un accès restreint aux capitaux et une augmentation des coûts d'emprunt, y compris la difficulté à mobiliser des fonds au moyen de l'émission de titres de créance, de titres de capitaux propres ou de financement donnant droit à des avantages fiscaux, le cas échéant, selon des modalités raisonnables, ou tout simplement d'en mobiliser; les questions de relations de travail; la disponibilité réduite de main-d'œuvre et la capacité de continuer d'affecter le personnel nécessaire à nos activités et installations; la dépendance à l'égard du personnel clé; des perturbations de nos chaînes d'approvisionnement, y compris notre capacité à obtenir le matériel nécessaire; les réclamations pour cause de force majeure; notre capacité à obtenir des approbations réglementaires et toute autre approbation de tiers dans les délais prévus, ou à tout moment, relativement à nos projets de croissance; les engagements à long terme liés à la capacité de livraison de gaz qui pourrait ne pas être entièrement utilisée au fil du temps; les incidences financières défavorables découlant de la position couverte de la Société; les risques liés aux projets de mise en valeur et de construction, notamment en ce qui concerne les risques liés à l'augmentation des dépenses d'investissement, aux permis, à la main-d'œuvre et à l'ingénierie, les litiges avec les entrepreneurs et les retards possibles dans la construction ou la mise en service de ces projets; les fluctuations importantes du dollar canadien par rapport au dollar américain et au dollar australien; des variations de l'offre et de la demande en électricité à court ou à long terme; le risque de crédit lié aux contreparties et la hausse du taux de perte sur nos créances clients; l'incapacité d'atteindre nos cibles relatives aux questions environnementales, sociales et de gouvernance («ESG»); l'incidence de la transition énergétique sur nos activités; la dépréciation ou réduction de valeur d'actifs; les répercussions négatives sur nos systèmes de technologie de l'information et nos systèmes de contrôle interne, notamment les menaces à la cybersécurité; la gestion du risque lié aux produits de base et du risque lié aux transactions sur les produits énergétiques, y compris l'efficacité des outils de gestion du risque de la Société associés aux procédures de couverture et de négociation pour se protéger contre les pertes importantes; notre capacité de conclure des contrats pour notre production d'électricité à des prix qui procureront les rendements escomptés et de remplacer les contrats lorsqu'ils viennent à échéance; les modifications aux cadres législatifs, réglementaires et politiques dans les territoires où nous exerçons nos activités; les exigences environnementales et les changements qui y sont apportés ou les responsabilités en découlant; les interruptions du transport et de la distribution de l'électricité; les répercussions des conditions météorologiques, y compris les

catastrophes causées par l'homme ou les catastrophes naturelles et d'autres risques liés au climat; des augmentations des coûts; la réduction de l'efficacité relative ou des facteurs de capacité de nos unités de production; les interruptions des sources d'énergie, y compris le gaz naturel, le charbon, les ressources hydriques, solaires ou éoliennes nécessaires à l'exploitation de nos centrales; les risques opérationnels, les interruptions non planifiées, et les pannes de matériel et notre capacité à effectuer ou à faire effectuer les réparations de manière rentable ou en temps opportun, voire à les effectuer tout court; des résultats financiers ne répondant pas aux attentes; la situation économique et politique générale, tant à l'échelle nationale qu'à l'échelle internationale, y compris les hostilités armées; la menace de terrorisme, les initiatives diplomatiques défavorables ou d'autres événements similaires; le risque lié au secteur d'activité et la concurrence au sein du secteur dans lequel nous exerçons nos activités; la subordination structurelle des titres; les risques de crise de santé publique; le caractère inadéquat ou la non-disponibilité des garanties d'assurance; notre provision pour impôts sur le résultat et tout risque de nouvelle cotisation; et les litiges et procédures fondés sur la loi, la réglementation ou un contrat auxquels la Société est partie. Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion et à la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

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 est une société canadienne et l'un des plus grands producteurs d'électricité cotés en Bourse au Canada. Fondée en 1911, la Société compte maintenant plus de 112 ans d'expérience dans le développement, la production et la vente d'électricité. Nous détenons, exploitons et gérons un portefeuille d'actifs de production diversifiés géographiquement recourant à des intrants tels que l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, le stockage par batteries, le gaz naturel et le charbon (transition énergétique). Nous sommes l'un des plus grands producteurs d'énergie éolienne au Canada et le plus grand producteur d'hydroélectricité en Alberta. Nous possédons également des capacités de commercialisation de l'énergie de premier plan afin de maximiser les marges en garantissant et en optimisant des produits et des marchés de grande valeur pour nous-mêmes et nos clients dans des conditions de marché dynamiques. Notre combinaison d'actifs marchands et visés par des contrats ainsi que nos activités de commercialisation de l'énergie fournissent des flux de trésorerie résilients et croissants qui soutiennent notre capacité à verser des dividendes à nos actionnaires et à réinvestir dans la croissance.

L'objectif de la Société est d'être un chef de file dans le secteur de l'électricité propre soucieux d'assurer un avenir durable et une transition énergétique responsable. Nos priorités stratégiques comprennent l'accélération de la croissance des énergies renouvelables et du stockage centrés sur le client, l'expansion sélective de la production flexible et des actifs fiables pour soutenir la transition, la définition de la prochaine génération de solutions énergétiques et le maintien d'une situation financière solide et d'une gestion rigoureuse du capital. 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 de développement durable et notre plan de croissance de l'électricité propre demeurent au cœur de notre stratégie, qui comprend notre engagement à mettre hors service notre dernière centrale au charbon à la fin de 2025. Nous sommes en bonne voie d'atteindre notre cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre («GES») pour 2026, à savoir une réduction des émissions de 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 31 millions de

tonnes d'éq. CO₂, soit une réduction de 74 %, ce qui représente environ 10 % 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, nos activités se déroulant au Canada, aux États-Unis et en Australie. Le portefeuille produit également de l'électricité au moyen d'un ensemble diversifié de technologies de production et approvisionne de manière fiable un large éventail de contreparties.

Nos secteurs Hydroélectricité, Énergie éolienne et énergie solaire, Gaz et Transition énergétique sont responsables de l'exploitation et de l'entretien de nos centrales de production d'électricité. 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 pour notre portefeuille de centrales au gaz, 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 de grande qualité visés par des contrats et des actifs marchands. Environ 56 % de notre capacité installée totale, y compris 81 % de notre parc d'actifs éoliens et solaires et 53 % de nos centrales alimentées au gaz, est visée par des contrats conclus avec des contreparties solvables ou de première qualité. La durée de vie moyenne pondérée de ces contrats est de 10 ans.

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 53 % de notre capacité est située, et 75 % de notre capacité en Alberta peut être utilisée sur le marché de la production marchande. L'équipe d'optimisation de l'Alberta est responsable de la commercialisation et de l'établissement du calendrier de notre parc d'actifs marchands en Alberta.

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.

Une partie importante de la capacité de production thermique du portefeuille a été couverte de façon à garantir 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. En 2023, 78 % de notre production d'énergie en Alberta a été vendue en vertu de contrats à long terme ou de couvertures à prix fixe. Pour en savoir plus, se reporter à la

rubrique Perspectives pour 2024 et à la rubrique Optimisation du portefeuille de l'Alberta du présent rapport de gestion.

Notre portefeuille diversifié est un facteur clé de réussite qui nous permet de générer des flux de trésorerie résilients tout en procurant des rendements ajustés en fonction du risque plus élevés pour nos actionnaires.

Le tableau suivant présente la propriété consolidée de nos centrales dans les régions où nous exerçons nos activités au 31 décembre 2023 :

Exercice clos le 31 déc. 2023	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	Nombre de centrales	Capacité installée brute (MW)	Nombre de centrales	Capacité installée brute (MW) ¹	Nombre de centrales
Alberta	834	17	766	14	1 960	7	—	—	3 560	38
Canada, sans l'Alberta	88	7	751	9	645	3	—	—	1 484	19
États-Unis	—	—	519	7	29	1	671	2	1 219	10
Australie	—	—	48	3	450	6	—	—	498	9
Total	922	24	2 084	33	3 084	17	671	2	6 761	76

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

Flux de trésorerie stables et prévisibles

Le tableau suivant présente la capacité visée par des contrats 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 2023 :

Au 31 décembre 2023	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total
Alberta	—	374	511	—	885
Canada, sans l'Alberta	88	751	645	—	1 484
États-Unis	—	519	29	381	929
Australie	—	48	450	—	498
Capacité totale visée par des contrats (MW)	88	1 692	1 635	381	3 796
Capacité visée par des contrats en pourcentage de la capacité totale (%)	10 %	81 %	53 %	57 %	56 %

Le tableau suivant présente la durée de vie contractuelle moyenne pondérée (en années) de nos centrales dans les régions où nous exerçons nos activités au 31 décembre 2023 :

Au 31 décembre 2023	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total
Alberta ^{1, 2}	—	16	7	—	11
Canada sans l'Alberta ²	10	10	8	—	9
États-Unis ²	—	10	2	2	7
Australie ²	—	15	15	—	15
Total de la durée de vie contractuelle pondérée (années)²	10	12	10	2	10

1) La durée de vie contractuelle résiduelle moyenne pondérée dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire a trait à la durée du contrat du parc éolien Garden Plain (130 MW), de la centrale de McBride Lake (38 MW) et du projet de parc éolien Windrise (206 MW). La durée de vie contractuelle résiduelle moyenne pondérée dans le secteur Gaz a trait à la durée du contrat de la centrale de Poplar Creek (230 MW) et de la centrale de Fort Saskatchewan (71 MW), ainsi qu'à une capacité contractuelle qui n'est pas directement visée par des contrats avec une installation (210 MW).

2) En ce qui concerne l'électricité produite dans le cadre de contrats d'achat d'électricité («CAÉ») à long terme et d'autres contrats à long terme, la durée de vie contractuelle moyenne pondérée résiduelle est fondée sur la capacité installée brute moyenne à long terme.

La plupart des contrats d'achat d'électricité à long terme de TransAlta sont conclus avec des contreparties solvables ou de première qualité.

Faits saillants

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, la Société a affiché un solide rendement, surtout en raison des conditions du marché toujours solides en Alberta au premier semestre, de la hausse de la production dans les secteurs Gaz et Transition énergétique, de la hausse des volumes couverts et de la baisse des prix du gaz réalisés dans le secteur Gaz, le tout

contrebalancé en partie par une diminution des ressources éoliennes et hydriques. Le rendement du secteur Commercialisation de l'énergie était inférieur à celui de 2022 en raison de la baisse du nombre de transactions réglées réalisées au cours de l'exercice sur les positions de marché par rapport à l'exercice précédent.

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Informations opérationnelles			
Disponibilité ajustée (%)	88,8	90,0	86,6
Production (GWh)	22 029	21 258	22 105
Principales informations financières			
Produits des activités ordinaires	3 355	2 976	2 721
Résultat avant impôts sur le résultat	880	353	(380)
BAlIA ajusté ¹	1 632	1 634	1 286
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	644	4	(576)
Flux de trésorerie			
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 464	877	1 001
Fonds provenant des activités d'exploitation ¹	1 351	1 346	994
Flux de trésorerie disponibles ¹	890	961	585
Par action			
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation	276	271	271
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	2,33	0,01	(2,13)
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,22	0,21	0,19
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ^{1, 2}	4,89	4,97	3,67
Flux de trésorerie disponibles par action ^{1, 2}	3,22	3,55	2,16
Situation de trésorerie et sources de financement			
Liquidités disponibles	1 738	2 118	2 177
Dette nette ajustée sur le BAlIA ajusté ¹ (multiple)	2,5	2,2	2,6
Total de la dette nette consolidée ^{1, 3}	3 453	2 854	2 636
Aux 31 décembre	2023	2022	2021
Total de l'actif	8 659	10 741	9 226
Total des passifs non courants	5 253	5 864	4 702
Total du passif	6 995	8 752	6 633

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

2) 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.

Rendement d'exploitation

Disponibilité ajustée

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

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Hydroélectricité	90,8	96,7	92,4
Énergie éolienne et énergie solaire	86,9	83,8	91,9
Gaz	91,6	94,6	85,7
Transition énergétique ¹	79,8	79,0	78,8
Disponibilité ajustée (%)	88,8	90,0	86,6

1) La disponibilité, non ajustée pour l'optimisation de la répartition, était de 79,8 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (77,2 % en 2022; 75,3 % en 2021).

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 donc un indicateur important du rendement global du portefeuille.

La disponibilité est touchée par les interruptions planifiées et non planifiées, y compris l'interruption prolongée au parc éolien de Kent Hills dans le portefeuille de parcs éoliens et solaires. La disponibilité ajustée pour exclure l'interruption prolongée au parc éolien de Kent Hills pour les exercices clos les 31 décembre 2022 et 2023 s'est établie respectivement à 91,0 % et 92,8 %. 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.

La disponibilité ajustée pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 s'est établie à 88,8 %, comparativement à 90,0 % en 2022, ce qui est conforme aux attentes de la direction. La baisse de la disponibilité ajustée s'explique principalement par :

- des interruptions planifiées dans le secteur Hydroélectricité, principalement à nos actifs hydroélectriques en Alberta, pour effectuer des travaux d'entretien planifié;
- 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

Exercices clos les 31 décembre	2023			2022			2021		
	Production		Production en % de la production moyenne à long terme	Production		Production en % de la production moyenne à long terme	Production		Production en % de la production moyenne à long terme
	Production réelle (GWh)	Production moyenne à long terme (GWh)		Production réelle (GWh)	Production moyenne à long terme (GWh)		Production réelle (GWh)	Production moyenne à long terme (GWh)	
Hydroélectricité	1 769	2 015	88 %	1 988	2 015	99 %	1 936	2 030	95 %
Énergie éolienne et énergie solaire	4 243	5 387	79 %	4 248	4 950	86 %	3 898	4 345	90 %
Gaz	11 873			11 448			10 565		
Transition énergétique	4 144			3 574			5 706		
Total	22 029			21 258			22 105		

En plus de la disponibilité ajustée, la Société utilise la production moyenne à long terme comme autre indicateur du rendement des actifs 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 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 centrales du secteur Transition énergétique n'est pas prise en compte, car nous sommes présentement dans une phase visant la transition de ces unités en prévision de leur mise hors service d'ici la fin de 2025, et la production moyenne à long terme du secteur Gaz n'est pas prise en compte, car la production de ces unités peut être répartie et qu'elle est largement tributaire de la conjoncture du marché et de la demande marchande.

La production totale pour 2023 a augmenté de 771 GWh, ou 4 %, par rapport à celle de 2022.

La production de la centrale de Centralia dans le secteur Transition énergétique a bénéficié d'un nombre moins élevé d'heures d'interruption planifiée et non planifiée par rapport à l'exercice précédent et a pu être répartie pendant les

périodes où les prix marchands étaient plus élevés dans la région.

Le secteur Gaz de la Société a affiché un solide rendement, ce qui s'est traduit par une production plus élevée par rapport à l'exercice précédent et par rapport aux prévisions pour l'exercice. Le secteur Gaz était disponible 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. Le secteur Gaz a subi l'influence défavorable de températures relativement douces au quatrième trimestre de 2023, la Société n'ayant pas connu les mêmes conditions qu'à la période correspondante de 2022, qui avait connu un resserrement des conditions d'approvisionnement en raison des températures extrêmement froides en Alberta.

La production de nos actifs d'énergie renouvelable pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 a diminué de 224 GWh, ou 4 %, par rapport à celle de 2022, et représentait 81 % de la production moyenne à long terme.

Des ressources renouvelables inférieures à la moyenne au cours de l'exercice ont eu une incidence sur la production dans nos secteurs Hydroélectricité et Énergie éolienne et énergie solaire. La production hydroélectrique a également été affectée par la baisse de la disponibilité due à une augmentation des interruptions planifiées à des fins d'entretien par rapport à 2022, tandis que la production du secteur Énergie éolienne et énergie solaire a été favorisée par l'ajout du parc éolien Garden Plain, la remise en service partielle du parc éolien Kent Hills et l'ajout du parc solaire dans le nord de la région de Goldfields au cours de l'exercice.

Prix du marché

Exercice clos le 31 décembre 2023	2023	2022	2021
Prix au comptant de l'électricité en Alberta (\$/MWh)	134	162	102
Prix au comptant de l'électricité dans la région du Mid-Columbia (\$ US/MWh)	76	82	49
Prix au comptant de l'électricité en Ontario (\$/MWh)	28	47	30
Prix du gaz naturel (AECO) par GJ (\$)	2,54	5,08	3,39

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 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 amélioration 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	2023	2022	2021
Produits des activités ordinaires	3 355	2 976	2 721
Coûts du combustible et des achats d'électricité	1 060	1 263	1 054
Coûts de conformité liés au carbone	112	78	178
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	539	521	511
Amortissement	621	599	529
Imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs	(48)	9	648
Produits d'intérêts	59	24	11
Résultat avant impôts sur le résultat	880	353	(380)
Charge d'impôts sur le résultat	84	192	45
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	644	4	(576)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	101	111	112

Analyse des écarts pour l'exercice considéré (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 de l'électricité au comptant 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 \$ par tonne en 2022 à 65 \$ par tonne en 2023;
- d'une hausse de la production dans le secteur Gaz;
- 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 surtout :

- d'une hausse des dépenses visant des initiatives stratégiques et de croissance;
- d'une hausse des coûts associés au déménagement des bureaux du siège social de la Société;
- 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;
- 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, ou 633 %, 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;
- 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

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 1 634 millions de dollars en 2022, en baisse de 2 millions de dollars. Les principaux facteurs ayant une incidence sur le BAlIA ajusté sont résumés dans le tableau qui suit.

	Exercices clos les 31 décembre
BAlIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2022	1 634
Hydroélectricité : Diminution attribuable surtout à une baisse des volumes des services auxiliaires, à une diminution des prix au comptant de l'électricité et des prix des services auxiliaires et à des 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.	(68)
Énergie éolienne et énergie solaire : Diminution principalement attribuable à la baisse des produits tirés des attributs environnementaux, à la baisse des prix au comptant 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 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. Le portefeuille de centrales alimentées au gaz a considérablement dépassé les attentes de la direction.	172
Transition énergétique : Augmentation attribuable surtout à la hausse de la production découlant de la hausse de la disponibilité et de la hausse du volume des ventes marchandes, contrebalancée 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 de l'exploitation, de l'entretien et de l'administration. Les résultats du secteur Commercialisation de l'énergie ont été conformes aux attentes de la direction et le rendement a été conforme à nos prévisions financières revues pour l'exercice complet présentées au deuxième trimestre de 2023.	(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 ajusté¹ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023	1 632

1) Le BAlIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée en vertu des IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Flux de trésorerie disponibles

Au cours du deuxième trimestre de 2023, la Société a revu à la hausse les prévisions de 2023 relatives aux flux de trésorerie disponibles, compte tenu des solides résultats financiers obtenus au premier semestre de l'exercice et de nos attentes pour le reste de l'exercice. 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 décembre
Flux de trésorerie disponibles pour l'exercice clos le 31 décembre 2022	961
Baisse du BAIIA ajusté : Diminution des flux de trésorerie disponibles en raison des éléments mentionnés ci-dessus pour le BAIIA ajusté.	(2)
Hausse des produits d'intérêts : Augmentation des soldes de trésorerie et taux d'intérêt favorables ayant eu une incidence favorable sur les flux de trésorerie disponibles.	35
Baisse de la charge d'impôt exigible : Des reports prospectifs de pertes autres qu'en capital, auparavant visés par des restrictions, ont été utilisés pour compenser le résultat imposable, ce qui s'est traduit par une hausse des flux de trésorerie disponibles.	15
Hausse des dépenses d'investissement de maintien : 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, ce qui a entraîné une baisse des flux de trésorerie disponibles.	(31)
Hausse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales : Hausse attribuable au calendrier des distributions versées à TA Cogen, contrebalancé en partie par la baisse des distributions versées à TransAlta Renewables, ce qui a entraîné une diminution des flux de trésorerie disponibles.	(36)
Baisse des provisions : Des provisions moins importantes ont été 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, ce qui a entraîné une baisse des flux de trésorerie disponibles en raison du calendrier des provisions constituées.	(26)
Autres éléments sans effet de trésorerie ¹	(12)
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 et le contrat de redevances déficitaire conclu avec le parc solaire Sunhills. 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 en vertu des IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Dépenses d'investissement

Nos activités sont caractérisées par un cycle long, sont très capitalistiques et nécessitent d'importantes dépenses d'investissement. Notre objectif est d'engager des dépenses d'investissement de maintien qui garantissent la fiabilité et la sécurité de nos centrales.

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Hydroélectricité	41	35	26
Énergie éolienne et énergie solaire	15	18	13
Gaz	76	41	128
Transition énergétique	15	19	19
Siège social	27	29	13
Total des dépenses d'investissement de maintien	174	142	199

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 Kepphills dans le secteur Gaz, le tout contrebalancé en partie 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.

Le total des dépenses d'investissement de maintien en 2022 a diminué de 57 millions de dollars par rapport à celui de 2021, principalement en raison :

- des conversions du charbon au gaz achevées en 2021, contrebalancées en partie par :
- une hausse des travaux d'entretien d'envergure planifiés en 2022 dans le secteur Hydroélectricité et le nombre accru de remplacements de composantes principales en 2022 dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire; et
- une hausse des dépenses liées aux améliorations locatives associées au déménagement planifié des bureaux du siège social de la Société.

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Hydroélectricité	6	2	3
Énergie éolienne et énergie solaire	659	759	124
Gaz	13	3	38
Transition énergétique	—	—	70
Siège social ¹	61	10	47
Total des dépenses de croissance et de développement	739	774	282

1) Les dépenses liées aux projets en développement sont incluses dans le secteur Siège social.

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 projets de parcs éoliens White Rock qui devraient être mis en service au premier trimestre de 2024;

- le projet de parc éolien Horizon Hill dont la mise en service est prévue au premier trimestre de 2024;
- l'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith qui devrait s'achever au premier trimestre de 2024.

Se reporter à la section Priorités stratégiques et plan de croissance de l'électricité propre jusqu'en 2028 du présent rapport de gestion pour plus de détails.

Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture

Changement au conseil d'administration

L'honorable Rona Ambrose a décidé de ne pas se porter candidate en vue de sa réélection et de quitter le conseil d'administration («le conseil») après l'assemblée annuelle des actionnaires qui aura lieu le 25 avril 2024. Le conseil d'administration tient à lui exprimer sa gratitude pour les services qu'elle a rendus à la Société. Elle a été un membre inestimable de notre conseil depuis 2017 et nous la remercions pour ses précieux conseils et pour le leadership dont elle a fait preuve tout au long de son mandat, notamment en tant que présidente du comité de la gouvernance, de la sécurité et du développement durable du conseil.

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 projets de parcs éoliens White Rock et le projet de parc éolien Horizon Hill. Le BAIIA annuel moyen qui devrait être généré par ces contrats s'élève à environ 57 millions de dollars (43 millions de dollars américains).

Offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités («OPRA») et régime d'achat d'actions automatique («RAAA»)

Le 26 mai 2023, la Bourse de Toronto («TSX») a accepté l'avis déposé par la Société en vue de mettre en œuvre une OPRA pour une partie de ses actions ordinaires. Dans le cadre de l'OPRA, TransAlta peut racheter jusqu'à concurrence de 14 000 000 d'actions ordinaires, soit environ 7,29 % du flottant au 17 mai 2023. Aux termes de l'OPRA, les actions peuvent être rachetées sur le marché libre à la TSX ainsi que sur toute autre plateforme de négociation canadienne sur laquelle les actions ordinaires sont négociées, au cours en vigueur. Les actions ordinaires rachetées dans le cadre de l'OPRA seront annulées. La période au cours de laquelle TransAlta est autorisée à effectuer des rachats dans le cadre de l'OPRA a commencé le 31 mai 2023 et se termine le 30 mai 2024, ou à toute date antérieure à laquelle le nombre maximal d'actions ordinaires aura été racheté en vertu de l'OPRA ou à laquelle la Société aura choisi de mettre fin à l'OPRA.

Le 19 décembre 2023, la Société a conclu un RAAA afin de faciliter les rachats des actions ordinaires de TransAlta en vertu de son OPRA.

Dans le cadre du RAAA, le courtier de la Société peut racheter des actions ordinaires à partir de la date d'entrée en vigueur du RAAA jusqu'à la fin de ce dernier. Tous les rachats d'actions ordinaires effectués dans le cadre du RAAA seront inclus dans le calcul du nombre d'actions ordinaires rachetées en vertu de l'OPRA. Le RAAA sera résilié selon le premier des événements suivants à survenir : a) les limites de rachat maximales en vertu du RAAA sont atteintes; b) le 24 février 2024; ou c) la Société met fin au RAAA conformément à ses modalités.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, la Société a racheté et annulé un total de 7 537 500 actions ordinaires à un prix moyen de 11,49 \$ par action ordinaire, pour un coût total de 87 millions de dollars.

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

Mise en service du parc solaire dans le nord de la région de Goldfields

Le 22 novembre 2023, la Société a annoncé la mise en service des centrales solaires et de stockage par batteries de 48 MW dans le nord de la région de Goldfields. Les installations comprennent la centrale solaire de Mount Keith de 27 MW, la centrale solaire de Leinster de 11 MW, la centrale de stockage par batteries de Leinster de 10 MW et l'infrastructure de transport d'interconnexion, qui sont tous maintenant intégrés au réseau éloigné existant de 169 MW du nord de Southern Cross Energy de TransAlta, en Australie-Occidentale. Les installations sont entièrement visées par des contrats avec BHP Nickel West d'une durée de 15 ans et devraient permettre de réduire de 12 % par année les émissions de portée 2 de BHP à Mount Keith et Leinster.

TransAlta annonce ses objectifs de croissance pour 2028 et déclare une hausse de 9 % du dividende

Le 21 novembre 2023, la Société a tenu sa Journée des investisseurs 2023 et a annoncé qu'elle avait mis à jour ses objectifs de croissance stratégique jusqu'en 2028, lesquels viennent renforcer son engagement à être un chef de file de la production d'électricité propre en offrant des solutions de production d'énergie centrées sur le client. Les objectifs de croissance comprennent :

- l'ajout d'une nouvelle capacité pouvant atteindre 1,75 GW au parc de la Société en investissant environ 3,5 milliards de dollars pour l'aménagement, la construction ou l'acquisition de nouveaux actifs jusqu'à la fin de 2028;
- la priorité aux énergies renouvelables et au stockage centrés sur le client grâce au développement de la filière de projets d'aménagement de la Société de 4,8 GW;
- l'expansion de la filière de projets d'aménagement de la Société à 10 GW d'ici 2028.

Le conseil a approuvé une augmentation annualisée de 0,02 \$ par action, ou 9 %, de notre dividende sur les actions ordinaires, et a déclaré un dividende de 0,06 \$ par action ordinaire qui sera versé le 1^{er} avril 2024. Le dividende trimestriel de 0,06 \$ par action ordinaire représente un dividende annualisé de 0,24 \$ par action ordinaire.

TransAlta conclut une entente de développement conjoint avec Hancock

Le 21 novembre 2023, la Société a conclu une entente de développement conjoint avec Hancock Prospecting Pty Ltd («Hancock»), quatrième producteur de minerai de fer en importance en Australie. Cette entente s'appuiera sur l'expertise de TransAlta en matière d'approvisionnement en électricité des exploitations minières éloignées en Australie-Occidentale. TransAlta travaillera en collaboration avec Hancock pour définir et fournir des solutions de production d'électricité pour Hancock dans la région de Port Hedland.

TransAlta fera l'acquisition de Heartland Generation auprès d'Energy Capital Partners

Le 2 novembre 2023, la Société a annoncé qu'elle avait conclu un accord définitif d'achat d'actions avec une société membre du groupe d'Energy Capital Partners, la société mère de Heartland Generation Ltd. et d'Alberta Power (2000) Ltd. (collectivement «Heartland»), en vertu de laquelle TransAlta fera l'acquisition de Heartland et de la totalité de ses activités

en Alberta et en Colombie-Britannique. L'acquisition permettra d'ajouter dix centrales au portefeuille de TransAlta, totalisant une nouvelle capacité de 1 844 MW. La clôture de la transaction est prévue au premier semestre de 2024, sous réserve des conditions de clôture habituelles, y compris l'obtention des approbations réglementaires.

Le prix de l'acquisition s'élève à 390 millions de dollars, sous réserve d'ajustements du fonds de roulement et autres ajustements, et comprend la prise en charge de la dette à faible coût de 268 millions de dollars. La Société financera la transaction au moyen de fonds en caisse et d'emprunts sur ses facilités de crédit.

Les actifs devraient générer un BAIIA annuel moyen supplémentaire d'environ 115 millions de dollars, y compris les synergies. Environ 55 % des produits des activités ordinaires sont visés par des contrats conclus avec des contreparties très solvables ayant une durée de vie contractuelle résiduelle moyenne pondérée de 16 ans. Les synergies d'entreprise avant impôts devraient dépasser 20 millions de dollars annuellement.

Grâce à cette acquisition, la Société renforcera sa position concurrentielle dans le paysage très dynamique et changeant de l'électricité en Alberta compte tenu de l'important accroissement attendu de la production à partir d'énergies renouvelables et de la production de base à partir d'autres énergies à grande échelle qui se concrétisera dans la province au cours des prochaines années. Le plan de croissance de l'électricité propre demeure au cœur de notre stratégie et vise essentiellement à répondre aux besoins futurs de nos clients en matière de solutions d'électricité propre.

TransAlta Corporation conclut l'acquisition de TransAlta Renewables Inc.

Le 5 octobre 2023, la Société a conclu l'acquisition de TransAlta Renewables conformément aux modalités de l'accord d'arrangement annoncé précédemment entre les parties (l'«accord»). TransAlta a acquis la totalité des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables («actions de RNW») qui n'étaient pas déjà détenues, directement ou indirectement, par TransAlta et certains membres du même groupe qu'elle, faisant ainsi de TransAlta Renewables une filiale en propriété exclusive de la Société. Avant l'accord, TransAlta et les membres de son groupe détenaient collectivement 160 398 217 actions de RNW, représentant 60,1 % des actions de RNW émises et en circulation, les 106 510 884 actions de RNW restantes étant détenues par les actionnaires de TransAlta Renewables («actionnaires de RNW») autres que ceux de TransAlta et des membres de son groupe.

L'accord a été approuvé par les actionnaires de RNW lors d'une assemblée extraordinaire des actionnaires tenue le 26 septembre 2023 et par la Cour du Banc du Roi de l'Alberta le 4 octobre 2023. La contrepartie versée a totalisé 1,3 milliard de dollars et était composée de 800 millions de dollars en espèces et d'environ 46 millions d'actions ordinaires de la Société.

La clôture de l'acquisition de TransAlta Renewables représente un jalon important pour la Société, qui se place en bonne position pour assurer son succès futur grâce à une structure organisationnelle simplifiée et unifiée.

TransAlta en tête de la liste inaugurale des entreprises les plus dignes de confiance au monde établie par Newsweek

Le 14 septembre 2023, la Société a annoncé s'être vue classée au premier rang de la liste inaugurale de Newsweek des entreprises les plus dignes de confiance au monde en 2023 dans la catégorie des secteurs de l'énergie et des services publics. Cette liste présente les 1 000 entreprises les plus dignes de confiance de 21 pays parmi 23 secteurs d'activité. Pour dresser la liste des entreprises les plus dignes de confiance au monde en 2023, Newsweek a recouru à une approche globale pour évaluer trois piliers de la confiance du public : les clients, les investisseurs et les employés. La liste a été établie d'après un vaste sondage mené auprès de plus de 70 000 participants, qui a permis de recueillir 269 000 évaluations d'entreprises auxquelles ils accordent leur confiance à titre de client, d'investisseur ou d'employé.

Mise en service du parc éolien Garden Plain

En août 2023, le parc éolien Garden Plain 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 et PepsiCo Canada, dont la durée de vie moyenne pondérée est d'environ 17 ans.

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 («Tent Mountain»), un projet de développement hydroélectrique de stockage par pompage de 320 MW au stade préliminaire situé dans le sud-ouest de l'Alberta, auprès d'Evolve Power Ltd. («Evolve»), anciennement Montem Resources Limited. L'acquisition comprend des droits d'utilisation des terrains, des immobilisations corporelles et des droits de propriété intellectuelle associés à Tent Mountain.

La Société et Evolve détiennent le projet Tent Mountain dans le cadre d'un partenariat ad hoc qui est géré conjointement, la Société agissant en tant que promoteur du projet. Le partenariat cherche activement à conclure un contrat d'enlèvement à l'égard des attributs énergétiques et environnementaux qui seront générés par l'installation.

Assemblée annuelle des actionnaires

Le 28 avril 2023, la Société a tenu l'assemblée annuelle des actionnaires. L'ensemble des candidats aux postes d'administrateurs ont été élus au conseil d'administration, notamment Candace MacGibbon, nouvelle membre du conseil d'administration.

Les autres points à l'ordre du jour de la Société ont été également fort bien accueillis, notamment un vote consultatif sur la rémunération et une modification du régime d'unités d'actions de la Société.

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		
	2023	2022	2021
Hydroélectricité	459	527	322
Énergie éolienne et énergie solaire	257	311	262
Gaz	801	629	488
Transition énergétique	122	86	133
Commercialisation de l'énergie	109	183	166
Siège social	(116)	(102)	(85)
Total du BAIIA ajusté¹	1 632	1 634	1 286
Résultat avant impôts sur le résultat	880	353	(380)

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

Hydroélectricité

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	Variation		2021	Variation	
Capacité installée brute (MW)¹	922	922	—	— %	925	(3)	— %
Production moyenne à long terme (GWh)²	2 015	2 015	—	— %	2 030	(15)	(1) %
Disponibilité (%)	90,8	96,7	(5,9)	(6) %	92,4	4,3	5 %
Production							
Production visée par des contrats (GWh)	277	323	(46)	(14) %	434	(111)	(26) %
Production marchande (GWh)	1 492	1 665	(173)	(10) %	1 502	163	11 %
Total de la production d'énergie (GWh)	1 769	1 988	(219)	(11) %	1 936	52	3 %
Volumes des services auxiliaires (GWh) ³	2 582	3 124	(542)	(17) %	2 897	227	8 %
Produits des actifs hydroélectriques en Alberta ^{4, 5}	291	328	(37)	(11) %	185	143	77 %
Produits des autres actifs hydroélectriques et autres produits des activités ordinaires ^{4, 6}	51	42	9	21 %	41	1	2 %
Produits tirés des attributs environnementaux	14	1	13	1 300 %	1	—	— %
Total des produits des activités ordinaires bruts	529	607	(78)	(13) %	387	220	57 %
Païement lié aux CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta, montant net	—	—	—	— %	(4)	4	(100) %
Produits des activités ordinaires⁷	529	607	(78)	(13) %	383	224	58 %
Coûts du combustible et des achats d'électricité	19	22	(3)	(14) %	16	6	38 %
Marge brute⁸	510	585	(75)	(13) %	367	218	59 %
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	48	55	(7)	(13) %	42	13	31 %
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	3	—	— %	3	—	— %
BAIIA ajusté⁸	459	527	(68)	(13) %	322	205	64 %
Informations complémentaires :							
Produits des activités ordinaires bruts par MWh							
Actifs hydroélectriques en Alberta – Énergie (\$/MWh) ^{4, 5}	175	197	(22)	(11) %	123	74	60 %
Actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires (\$/MWh) ³	67	76	(9)	(12) %	55	21	38 %

- 1) Au quatrième trimestre de 2022, la Société a conclu la vente de deux actifs hydroélectriques, ce qui a entraîné une baisse de capacité de 3MW.
- 2) Production moyenne à long terme de 2022 et 2021 révisée aux fins d'uniformité avec la méthode de calcul de 2023.
- 3) Services auxiliaires tels qu'ils sont décrits dans le document Consolidated Authoritative Document Glossary de l'Alberta Electric System Operator (l'«AESO»).
- 4) Les actifs hydroélectriques en Alberta comprennent 13 centrales hydroélectriques sur les réseaux de Bow River et de North Saskatchewan River. Les autres actifs hydroélectriques comprennent nos centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique et en Ontario, les centrales hydroélectriques en Alberta (à l'exception des actifs hydroélectriques en Alberta) et les produits des activités ordinaires tirés du transport.
- 5) La Société a conclu des couvertures à terme pour les premier et troisième trimestres de 2023 qui sont incluses dans les produits des actifs hydroélectriques en Alberta.
- 6) 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.
- 7) 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.
- 8) Le BAIIA ajusté et la marge brute ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

2023

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

- 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;
- 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;
- 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, en raison surtout :

- d'une baisse des produits des activités ordinaires attribuable aux facteurs susmentionnés.

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

2022

Les produits des activités ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 ont augmenté par rapport à ceux de 2021, en raison principalement :

- d'une hausse des prix et des volumes des services marchands et auxiliaires sur le marché de l'Alberta;
- d'une hausse de la production et de la disponibilité attribuable au nombre moins élevé d'interruptions planifiées et non planifiées à nos actifs hydroélectriques en Alberta; et
- d'une augmentation du volume des services auxiliaires en raison d'une disponibilité et d'une demande accrues.

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 a augmenté par rapport à celui de 2021, en raison surtout :

- d'une hausse des produits des activités ordinaires attribuable aux facteurs susmentionnés, contrebalancée en partie par :
- une hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour l'exercice liée à l'augmentation des primes d'assurance pour la mise à jour de la couverture de la valeur de remplacement et des montants à payer au titre des plans incitatifs liés au rendement de la Société.

Énergie éolienne et énergie solaire

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	Variation		2021	Variation	
Capacité installée brute (MW)¹	2 084	1 906	178	9 %	1 906	—	— %
Production moyenne à long terme (GWh)	5 387	4 950	437	9 %	4 345	605	14 %
Disponibilité (%)	86,9	83,8	3,1	4 %	91,9	(8,1)	(9) %
Production							
Production visée par des contrats (GWh)	3 095	3 182	(87)	(3) %	2 850	332	12 %
Production marchande (GWh)	1 148	1 066	82	8 %	1 048	18	2 %
Total de la production (GWh)	4 243	4 248	(5)	— %	3 898	350	9 %
Produits générés par le secteur Énergie éolienne et énergie solaire	347	357	(10)	(3) %	320	37	12 %
Produits tirés des attributs environnementaux	26	50	(24)	(48) %	28	22	79 %
Produits des activités ordinaires²	373	407	(34)	(8) %	348	59	17 %
Coûts du combustible et des achats d'électricité	30	31	(1)	(3) %	17	14	82 %
Coûts de conformité liés au carbone	—	1	(1)	(100) %	—	1	100 %
Marge brute³	343	375	(32)	(9) %	331	44	13 %
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	80	68	12	18 %	59	9	15 %
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	12	12	—	— %	10	2	20 %
Autres produits d'exploitation, montant net ²	(6)	(16)	10	(63) %	—	(16)	(100) %
BALIA ajusté³	257	311	(54)	(17) %	262	49	19 %
Informations complémentaires :							
Dépenses liées à la réfection des unités du parc éolien de Kent Hills⁴	87	77	10	13 %	—	77	100 %
Indemnité d'assurance – Kent Hills	(1)	(7)	6	(86) %	—	(7)	(100) %

1) La capacité installée brute et la disponibilité pour 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 autres produits d'exploitation, montant net 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.

3) Le BALIA ajusté et la marge brute ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

4) Les dépenses d'investissement liées à la réfection des unités du parc éolien Kent Hills sont séparées des dépenses d'investissement de maintien en raison de la nature extraordinaire de ces dépenses.

2023

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

- 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 au comptant de l'électricité en Alberta;
- 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 Goldfield respectivement aux troisième et quatrième trimestres; et
- la remise en service partielle 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 :

- de la baisse des produits des activités ordinaires 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.

2022

Les produits des activités ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 ont augmenté par rapport à ceux de 2021, en raison principalement :

- de la hausse de la production attribuable à l'ajout du parc éolien Windrise et à l'acquisition des parcs solaires en Caroline du Nord au quatrième trimestre de 2021, ainsi qu'à l'accroissement des ressources éoliennes dans l'est du Canada;
- de la hausse des prix marchands réalisés et des prix au comptant de l'électricité en Alberta;
- d'une augmentation des produits tirés des attributs environnementaux; le tout contrebalancé en partie par :
- une baisse de la disponibilité attribuable à l'interruption prolongée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills.

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 a augmenté par rapport à celui de 2021, en raison surtout :

- d'une hausse des produits des activités ordinaires attribuable aux facteurs susmentionnés; et
- de la comptabilisation de dommages-intérêts prédéterminés recouvrables attribuables à une disponibilité des éoliennes inférieure à la cible contractuelle au parc éolien Windrise; le tout en partie contrebalancé par :
- la hausse des coûts du combustible et des achats d'électricité découlant de l'augmentation des tarifs de transport;
- une hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration liée à l'ajout du parc éolien Windrise et des parcs solaires en Caroline du Nord au cours de l'exercice; et
- un ajustement favorable ponctuel découlant du règlement relatif aux pertes de réseau établies par l'AESO qui a été inclus en 2021.

Gaz

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	Variation		2021	Variation	
Capacité installée brute (MW)	3 084	3 084	—	— %	3 084	—	— %
Disponibilité (%)	91,6	94,6	(3,0)	(3) %	85,7	8,9	10 %
Production							
Volumes des ventes contractuelles (GWh)	4 172	3 609	563	16 %	3 622	(13)	— %
Volume des ventes marchandes (GWh)	7 889	7 927	(38)	— %	7 084	843	12 %
Achats d'électricité (GWh) ¹	(188)	(88)	(100)	114 %	(141)	53	(38) %
Total de la production (GWh)	11 873	11 448	425	4 %	10 565	883	8 %
Produits des activités ordinaires²	1 525	1 521	4	— %	1 126	395	35 %
Coûts du combustible et des achats d'électricité ²	449	637	(188)	(30) %	374	263	70 %
Coûts de conformité liés au carbone	112	83	29	35 %	118	(35)	(30) %
Marge brute³	964	801	163	20 %	634	167	26 %
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	192	195	(3)	(2) %	173	22	13 %
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	11	15	(4)	(27) %	13	2	15 %
Autres produits d'exploitation, montant net	(40)	(38)	(2)	5 %	(40)	2	(5) %
BAIIA ajusté³	801	629	172	27 %	488	141	29 %

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

2) 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.

3) Le BAIIA ajusté et la marge brute ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

2023

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

- 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;
- de la hausse des couvertures des prix de l'électricité, compensant en partie l'incidence de la baisse des prix au comptant en Alberta; contrebalancées en partie 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 sur les actifs gaziers en Alberta; et
- la hausse des produits des activités ordinaires attribuable aux facteurs susmentionnés; contrebalancées en partie 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 actifs gaziers canadiens.

Le portefeuille de centrales alimentées au gaz a considérablement dépassé les attentes de la direction pour le secteur.

2022

Les produits des activités ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 ont augmenté par rapport à ceux de 2021, en raison principalement :

- d'une hausse de la production attribuable à une plus grande disponibilité et à l'optimisation de la répartition des actifs en Alberta;
- de la hausse des prix de l'énergie réalisés dans le cadre de l'optimisation de la répartition de nos actifs en Alberta, déduction faite des opérations de couverture; et
- d'une hausse des prix marchands en Ontario et de la production de vapeur.

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 a augmenté par rapport à celui de 2021, en raison surtout :

- de la hausse des produits des activités ordinaires attribuable aux facteurs susmentionnés; et
- d'une baisse des coûts de conformité liés au carbone attribuable à une réduction des émissions de GES découlant du recours exclusif au gaz naturel plutôt qu'au charbon en Alberta et de l'utilisation de crédits de conformité pour régler une partie de l'obligation liée aux émissions de GES; en partie contrebalancées par :
- l'augmentation de la consommation de gaz naturel dans nos unités récemment converties et la hausse des prix du gaz naturel;
- une augmentation du prix du carbone, qui est passé de 35 \$ la tonne à 50 \$ la tonne; et
- une augmentation des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration attribuable aux montants à payer au titre des plans incitatifs liés au rendement de la Société et à la hausse des charges d'exploitation générales.

Transition énergétique

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	Variation		2021	Variation	
Capacité installée brute (MW)¹	671	671	—	— %	1 472	(801)	(54) %
Disponibilité (%)	79,8	77,2	2,6	3 %	75,3	1,9	3 %
Disponibilité ajustée (%) ²	79,8	79,0	0,8	1 %	78,8	0,2	— %
Production							
Volume des ventes contractuelles (GWh)	3 329	3 329	—	— %	3 329	—	— %
Volume des ventes marchandes (GWh)	4 417	3 951	466	12 %	6 052	(2 101)	(35) %
Achats d'électricité (GWh) ³	(3 602)	(3 706)	104	(3) %	(3 675)	(31)	1 %
Total de la production (GWh)	4 144	3 574	570	16 %	5 706	(2 132)	(37) %
Produits des activités ordinaires⁴							
Coûts du combustible et des achats d'électricité	557	566	(9)	(2) %	432	134	31 %
Coûts de conformité liés au carbone	—	(1)	1	(100) %	60	(61)	(102) %
Marge brute⁵	189	159	30	19 %	236	(77)	(33) %
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	64	69	(5)	(7) %	97	(28)	(29) %
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	4	(1)	(25) %	6	(2)	(33) %
BAIIA ajusté⁵	122	86	36	42 %	133	(47)	(35) %
Informations complémentaires :							
Dépenses de remise en état de la mine de Highvale	15	12	3	25 %	6	6	100 %
Dépenses de remise en état de la mine de Centralia	13	16	(3)	(19) %	9	7	78 %

1) La capacité installée brute pour 2023 et 2022 ne tient pas compte de l'unité 1 de la centrale de Keephills (395 MW, mise hors service le 31 décembre 2021) et de l'unité 4 de la centrale de Sundance (406 MW, mise hors service le 31 mars 2022).

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

3) 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.

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

2023

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

- 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;
- 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.

2022

Les produits des activités ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 ont diminué par rapport à ceux de 2021, en raison principalement :

- de la baisse de la production attribuable à la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Keephills et de l'unité 4 de la centrale de Sundance; en partie contrebalancée par :
- une hausse de la production découlant d'une disponibilité accrue à l'unité 2 de la centrale de Centralia attribuable au nombre moins élevé d'interruptions planifiées et non planifiées; et
- une augmentation des prix marchands et contractuels à la centrale de Centralia.

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 a diminué par rapport à celui de 2021, en raison surtout :

- d'une baisse des produits des activités ordinaires attribuable aux facteurs susmentionnés;
- de l'augmentation des coûts des achats d'électricité pendant les interruptions à la centrale de Centralia; contrebalancées en partie par :
- une baisse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration découlant d'une diminution des coûts d'exploitation liée à la mise hors service du portefeuille de centrales alimentées au charbon en 2021; et
- une diminution des coûts liés au carbone en Alberta liée à la mise hors service du portefeuille de centrales alimentées au charbon, ce qui a permis de réduire les émissions de GES.

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

Commercialisation de l'énergie

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	Variation		2021	Variation	
Produits des activités ordinaires ¹	152	218	(66)	(30) %	202	16	8 %
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	43	35	8	23 %	36	(1)	(3) %
BAIIA ajusté²	109	183	(74)	(40) %	166	17	10 %

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. Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS.

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

2023

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 a diminué par rapport à celui de 2022, ce qui est conforme aux attentes de la direction, et cette diminution par rapport à l'exercice précédent est attribuable 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.

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.

Siège social

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	Variation		2021	Variation	
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	115	101	14	14 %	84	17	20 %
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	—	— %	1	—	— %
BAIIA ajusté¹	(116)	(102)	(14)	14 %	(85)	(17)	20 %

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

2023

Le BAIIA 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;
- de la hausse des coûts associés au déménagement des bureaux du siège social de la Société; et
- de la hausse des coûts attribuable aux pressions inflationnistes.

2022

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 a augmenté par rapport à celui de 2021, en raison surtout :

- d'une hausse des transactions réglées réalisées au cours de l'exercice sur les positions de marché par rapport à l'exercice précédent; et
- du fait que la Société a tiré parti de la volatilité à court terme sur les marchés de négociation, sans modifier de manière significative le profil de risque de l'unité fonctionnelle.

2022

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 a diminué par rapport à celui de 2021, en raison surtout :

- de l'augmentation des montants à payer au titre des plans incitatifs reflétant le rendement de la Société;
- du fait que la Société n'a pas reçu d'autres fonds au titre de la Subvention salariale d'urgence du Canada, comme ce fut le cas en 2021; et
- de pertes plus élevées réalisées sur le swap sur rendement total.

Rendement par secteur et informations géographiques complémentaires

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

Exercice clos le 31 décembre 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	—	1	131	—	—	—	132
BAIIA ajusté¹	459	257	801	122	109	(116)	1 632
Résultat avant impôts sur le résultat							880

Exercice clos le 31 décembre 2022	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Alberta	515	114	404	(18)	183	(102)	1 096
Canada, sans l'Alberta	12	106	87	—	—	—	205
États-Unis	—	91	8	104	—	—	203
Australie	—	—	130	—	—	—	130
BAIIA ajusté¹	527	311	629	86	183	(102)	1 634
Résultat avant impôts sur le résultat							353

- 1) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS. La présentation de cet élément d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Se reporter à la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» du présent rapport de gestion pour plus de précisions, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec les mesures établies selon les IFRS. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Optimisation du portefeuille de centrales en Alberta

Notre exposition au marché de capacité marchande se situe principalement en Alberta, où se trouve 53 % de notre capacité, et où 75 % de nos actifs sont disponibles pour participer au marché de la production marchande. Notre portefeuille d'actifs marchands en Alberta comprend des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens, une centrale de stockage par batteries et des centrales au gaz naturel.

La capacité de production en Alberta est soumise aux forces du marché, plutôt qu'à la réglementation des tarifs. L'électricité provenant de la production commerciale est négociée par l'intermédiaire d'un marché de gros de l'électricité. L'électricité est répartie selon des critères économiques au mérite administrés par l'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 services auxiliaires ou être utilisées sur le marché de l'énergie en période de pénurie d'approvisionnement. Une partie importante de la capacité de production thermique du portefeuille a été couverte de façon à garantir 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 complétée par des couvertures financières. En 2023, 78 % de notre production d'énergie en Alberta a été vendue dans le cadre de contrats à long terme ou de couvertures à prix fixe.

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 aux fins d'atteindre les objectifs ESG.

En 2023, la Société a conclu un accord définitif d'achat d'actions lié à Heartland Generation Ltd. et Alberta Power (2000) Ltd. (collectivement, «Heartland») et prévoit conclure la transaction au premier semestre de 2024, sous réserve du respect de certaines conditions de clôture habituelles. L'acquisition de Heartland ajoutera de nouvelles capacités à notre portefeuille. Grâce à la croissance rapide de certaines unités de Heartland, nous serons dans une position idéale pour tirer parti des fluctuations de prix prévues et de la hausse des prix réalisés périodique sur le marché de l'Alberta.

	2023					2022					2021				
Exercices clos le 31 décembre	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	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	766	1 960	—	3 560	834	636	1 960	—	3 430	834	636	1 960	801	4 231
Production totale (GWh)	1 492	1 907	8 360	—	11 759	1 665	1 686	8 106	19	11 476	1 586	1 319	7 281	2 591	12 777
Production visée par des contrats (GWh)	—	774	861	—	1 635	—	620	526	—	1 146	—	271	509	—	780
Production marchande (GWh)	1 492	1 133	7 499	—	10 124	1 665	1 066	7 580	19	10 330	1 586	1 048	6 772	2 591	11 997
Production visée par des couvertures (GWh)	378	—	7 172	—	7 550	—	—	7 228	—	7 228	—	—	6 992	—	6 992
Production visée par des contrats ou couverte (%)	25 %	41 %	96 %	— %	78 %	— %	37 %	96 %	— %	73 %	— %	21 %	103 %	— %	61 %
Produits des activités ordinaires ¹ (\$)	509	130	1 083	5	1 727	583	155	989	6	1 733	358	97	674	257	1 386
Coût du combustible et des achats d'électricité (\$)	17	20	336	—	373	18	21	442	5	486	13	9	258	92	372
Coût de conformité lié au carbone (\$)	—	—	106	—	106	—	1	70	(1)	70	—	—	96	60	156
Marge brute (\$)	492	110	641	5	1 248	565	133	477	2	1 177	345	88	320	105	858

1) 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.

La production totale pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 s'est élevée à 11 759 GWh, comparativement à 11 476 GWh d'électricité 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;
- la hausse de la production de nos centrales alimentées au gaz découlant des solides conditions du marché en Alberta au premier semestre de 2023; le tout en partie contrebalancé 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 pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 s'est établie à 1 248 millions de dollars, comparativement à 1 177 millions de dollars en 2022. L'augmentation de 71 millions de dollars, ou 6 %, est principalement attribuable aux facteurs suivants :

- la hausse des couvertures des prix de l'électricité, contrebalançant 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, contrebalancées en partie 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 :

Exercice clos le 31 décembre 2023	2023	2022	2021
Marché de l'Alberta			
Prix moyen de l'électricité au comptant par MWh	134	162	102
Prix du gaz naturel (AECO) par GJ	2,54	5,08	3,39
Coûts de conformité liés au carbone par tonne	65	50	40
Résultats du portefeuille de centrales électriques en Alberta			
Prix marchand de l'électricité réalisé par MWh ¹	136	126	91
Prix de l'électricité au comptant par MWh, énergie hydroélectrique	175	197	122
Prix au comptant par MWh, services auxiliaires des centrales hydroélectriques	67	76	55
Prix de l'électricité au comptant par MWh, énergie éolienne	73	90	63
Prix de l'électricité au comptant par MWh, secteurs Gaz et Transition énergétique	162	194	114
Prix moyen de l'électricité couvert par MWh	111	86	72
Volume couvert (GWh)	7 550	7 228	6 992
Coûts du combustible et des achats d'électricité par MWh ²	45	60	38
Coûts de conformité liés au carbone par MWh ²	13	9	16

1) Le prix de l'électricité marchand réalisé par le portefeuille de centrales électriques en Alberta correspond au prix moyen réalisé par suite des ventes marchandes d'électricité 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) Les coûts du combustible et des achats d'électricité par MWh et les coûts de conformité liés au carbone par MWh sont calculés en fonction de la production provenant des centrales émettrices de carbone dans les secteurs Gaz et Transition énergétique, et les coûts de conformité liés au carbone par MWh tiennent compte des crédits d'émission utilisés pour régler une partie des obligations liées à la tarification du carbone relativement aux émissions de GES.

Le prix moyen de l'électricité au comptant 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 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 et des achats d'électricité par MWh ont diminué de 15 \$ par MWh par rapport à ceux de 2022, en raison principalement d'une baisse des prix du gaz naturel.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, les coûts de conformité liés au carbone par MWh de production ont augmenté de 4 \$ par MWh comparativement à ceux de 2022, en raison principalement :

- d'une hausse des coûts de conformité liés au carbone, qui sont passés 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. À l'exercice précédent, 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

Au quatrième trimestre de 2022, les centrales hydroélectriques, les parcs éoliens et les centrales alimentées au gaz du portefeuille de centrales électriques en Alberta ont présenté une disponibilité élevée pendant les périodes de tarification de pointe, lesquelles découlaient de températures extrêmement froides et de périodes

d'interruptions planifiées et non planifiées à l'échelle de la province, ce qui a donné lieu à un rendement financier exceptionnel pour le trimestre. La Société n'a pas connu les mêmes conditions météorologiques au quatrième trimestre de 2023, les températures ayant été relativement douces par rapport à celles du quatrième trimestre de 2022.

Faits saillants financiers consolidés

Trois mois clos les 31 décembre	2023	2022
Informations opérationnelles		
Disponibilité ajustée (%)	86,9	89,5
Production (GWh)	5 783	6 005
Principales informations financières		
Produits des activités ordinaires	624	854
Résultat avant impôts sur le résultat	(35)	7
BAlIA ajusté ¹	289	541
Perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(84)	(163)
Flux de trésorerie		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	310	351
Fonds provenant des activités d'exploitation ¹	229	459
Flux de trésorerie disponibles ¹	121	315
Par action		
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation	308	269
Perte nette par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et diluée	(0,27)	(0,61)
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,12	0,11
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ^{1, 2}	0,74	1,71
Flux de trésorerie disponibles par action ^{1, 2}	0,39	1,17

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

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 ajustée

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

Trois mois clos les 31 décembre	2023	2022
Hydroélectricité	76,6	96,8
Énergie éolienne et énergie solaire	90,3	85,7
Gaz	89,5	92,8
Transition énergétique	79,6	76,4
Disponibilité ajustée (%)	86,9	89,5

La disponibilité ajustée pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023 s'est établie à 86,9 %, comparativement à 89,5 % pour la période correspondante de 2022, en raison surtout :

- des interruptions planifiées dans les secteurs Gaz et Hydroélectricité; contrebalancées en partie par :

- une plus grande disponibilité pour le secteur Énergie éolienne et énergie solaire, du fait essentiellement de la remise en service partielle des unités du parc éolien de Kent Hills;
- le nombre moins élevé d'interruptions non planifiées dans le secteur Transition énergétique.

Production et production moyenne à long terme

	2023			2022		
	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
Trois mois clos les 31 décembre						
Hydroélectricité	326	447	73 %	344	435	79 %
Énergie éolienne et énergie solaire	1 479	1 621	91 %	1 222	1 499	82 %
Gaz	2 892			3 375		
Transition énergétique	1 086			1 064		
Total	5 783			6 005		

La production pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023 a été de 5 783 GWh, comparativement à 6 005 GWh pour la période correspondante de 2022. Cette baisse de la production s'explique principalement par :

- une moins bonne répartition des actifs gaziers de l'Alberta en raison des températures plus chaudes; et
- une diminution de la disponibilité; contrebalancées en partie par :
- une augmentation de la production dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire avec l'ajout du parc éolien Garden Plain.

Au cours du quatrième trimestre de 2023, les incidences des conditions météorologiques ont été relativement faibles par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, car la Société n'a pas connu les mêmes conditions météorologiques qu'au quatrième trimestre de 2022, lequel avait été marqué par des températures extrêmement froides en Alberta, ce qui avait entraîné des périodes de tarification de pointe exceptionnelles en 2022.

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

Trois mois clos les 31 décembre	2023	2022
Produits des activités ordinaires	624	854
Coûts du combustible et des achats d'électricité	278	446
Coûts de conformité liés au carbone	27	27
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	150	157
Amortissement	132	188
Profit à la vente d'actifs et autres	—	46
Résultat avant impôts sur le résultat	(35)	7
Charge d'impôts sur le résultat	19	89
Perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(84)	(163)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	5	56

Analyse des écarts pour l'exercice considéré (quatrième trimestre de 2023 par rapport au quatrième trimestre de 2022)

Les **produits des activités ordinaires** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023 ont reculé de 230 millions de dollars, ou 27 %, comparativement à ceux de la période correspondante de 2022, en raison surtout :

- d'une diminution des ventes marchandes attribuable à une baisse des prix au comptant de l'électricité et de la production en Alberta;
- d'une diminution des prix réalisés et des volumes des services auxiliaires dans le secteur Hydroélectricité; contrebalancées en partie par :
- une hausse des profits réalisés et latents des positions de couverture et de dérivés dans l'ensemble des secteurs.

Les **coûts du combustible et des achats d'électricité** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023 ont reculé de 168 millions de dollars, ou 38 %, comparativement à ceux de la période correspondante de 2022, en raison surtout :

- d'une baisse des coûts liés au gaz naturel; et
- d'une baisse de la consommation de gaz naturel dans notre secteur Gaz.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023, les **coûts de conformité liés au carbone** ont été comparables à ceux de la période correspondante de 2022, en raison :

- d'une hausse du prix du carbone, qui est passé de 50 \$ la tonne à 65 \$ la tonne; contrebalancée par :
- une baisse des volumes de production.

Les **charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023 ont reculé de 7 millions de dollars, ou 4 %, comparativement à celles de la période correspondante de 2022, en raison surtout :

- d'une baisse des montants à payer au titre des plans incitatifs en lien avec le rendement de la Société par rapport au rendement exceptionnel de la Société au quatrième trimestre de 2022; en partie contrebalancée par :
- la réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux liés aux centrales alimentées au gaz.

L'**amortissement** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023 a reculé de 56 millions de dollars, ou 30 %, comparativement à celui de la période correspondante de 2022, en raison surtout :

- de la révision de la durée d'utilité de certaines installations; en partie contrebalancée par :
- la mise en service de nouvelles installations.

Le **profit à la vente d'actifs et autres** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023 a diminué de 46 millions de dollars, ou 100 %, par rapport à la période correspondante de 2022, en raison principalement de la vente de certains actifs de production au gaz en 2022.

Le **résultat avant impôts sur le résultat** s'est établi à une perte de 35 millions de dollars, résultat en baisse de 42 millions de dollars, ou 600 %, par rapport à un résultat avant impôts sur le résultat de 7 millions de dollars en 2022, en raison des éléments susmentionnés.

La **charge d'impôts sur le résultat** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023 a diminué de 70 millions de dollars, ou 79 %, par rapport à celle de 2022, en raison d'une baisse du résultat avant impôts en 2023 et de la réduction des charges non déductibles aux États-Unis.

La **perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023 s'est établie à 84 millions de dollars comparativement à une perte de 163 millions de dollars pour la période correspondante de 2022, une amélioration de 79 millions de dollars, ou 48 %, 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 2023 a diminué de 51 millions de dollars, ou 91 %, par rapport à celui de la période correspondante de 2022, en raison surtout de la baisse du résultat net de TA Cogen et de l'acquisition de TransAlta Renewables le 5 octobre 2023.

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 2023 et 2022 sont présentés sommairement ci-après :

Trois mois clos les 31 décembre	BAIIA ajusté ¹	
	2023	2022
Hydroélectricité	56	133
Énergie éolienne et énergie solaire	82	92
Gaz	141	264
Transition énergétique	26	19
Commercialisation de l'énergie	14	63
Siège social	(30)	(30)
Total du BAIIA ajusté¹	289	541
Résultat avant impôts sur le résultat	(35)	7

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

Les principaux facteurs ayant une incidence sur le BAIIA ajusté pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023 sont résumés dans le tableau suivant :

	Trois mois clos le 31 décembre
BAIIA ajusté pour la période de trois mois close le 31 décembre 2022	541
Hydroélectricité : Diminution attribuable à un recul des produits des activités ordinaires découlant d'une diminution des prix marchands et des services auxiliaires sur le marché de l'Alberta et d'une baisse des volumes des services auxiliaires.	(77)
Énergie éolienne et énergie solaire : Diminution attribuable à un recul des prix marchands en Alberta, à une diminution des ressources éoliennes dans l'est du Canada et aux États-Unis et à une hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration, en raison des nouvelles ententes de service à long terme, le tout en partie contrebalancé par une hausse des produits des activités ordinaires liée à la remise en service partielle du parc éolien de Kent Hills et l'ajout du parc éolien Garden Plain et du parc solaire dans le nord de la région de Goldfields.	(10)
Gaz : Diminution attribuable à la baisse des prix réalisés et du volume de production sur le marché de l'Alberta, à la baisse des produits tirés de l'énergie thermique découlant de la baisse des prix de la vapeur à la centrale de Sarnia par rapport à 2022, et à l'augmentation des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration du fait d'une réduction de valeur des stocks à la centrale de Sundance et à l'unité 2 de la centrale de Keephills.	(123)
Transition énergétique : Hausse attribuable à l'augmentation de la production découlant de la baisse des interruptions non planifiées, contrebalancée en partie par le recul des produits des activités ordinaires découlant de la baisse des prix du marché.	7
Commercialisation de l'énergie : Diminution des transactions réglées réalisées au cours du quatrième trimestre sur les positions de marché par rapport à la période correspondante de 2022.	(49)
Siège social : Comparable à la période correspondante de 2022.	—
BAIIA ajusté¹ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023	289

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

Les flux de trésorerie disponibles pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023 ont diminué de 194 millions de dollars, ou 62 %, par rapport à ceux de la période correspondante de 2022.

	Trois mois clos le 31 décembre
Flux de trésorerie disponibles pour la période de trois mois close le 31 décembre 2022	315
Baisse du BAIIA ajusté : diminution des flux de trésorerie disponibles en raison des éléments susmentionnés.	(252)
Baisse des distributions versées aux participations ne donnant pas le contrôle des filiales : la baisse du résultat net de TA Cogen et l'absence de dividendes versés aux actionnaires de TransAlta Renewables ont entraîné une hausse des flux de trésorerie disponibles.	42
Divers ¹	16
Flux de trésorerie disponibles² pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023	121

- 1) 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) Les flux de trésorerie disponibles ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

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 2023	T2 2023	T3 2023	T4 2023
Produits des activités ordinaires	1 089	625	1 017	624
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

	T1 2022	T2 2022	T3 2022	T4 2022
Produits des activités ordinaires	735	458	929	854
Résultat avant impôts sur le résultat	242	(22)	126	7
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	186	(80)	61	(163)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ¹	0,69	(0,30)	0,23	(0,61)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ²	451	(129)	204	351

- 1) Le résultat net de base et dilué par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires est calculé chaque période à l'aide du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation 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.
- 2) Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour le deuxième trimestre de 2022 étaient négatifs en raison des variations défavorables du fonds de roulement imputables surtout aux fluctuations dans les comptes de garanties liées à la hausse des prix des produits de base et à l'intensification de la volatilité sur les marchés.

Les variations et les événements suivants ont également eu une incidence sur le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires au cours des huit derniers trimestres :

- Hausse des produits des activités ordinaires découlant de l'augmentation de la disponibilité globale pendant les périodes de tarification de pointe et de la hausse des prix de l'électricité en Alberta aux deuxième, troisième et quatrième trimestres de 2022 et aux premier et deuxième trimestres de 2023.
- Baisse des prix du gaz naturel en 2023 et hausse des prix du gaz naturel en 2022.
- Baisse des coûts liés au carbone en 2022 découlant de l'utilisation par la Société de crédits d'émission pour régler une partie de son obligation liée aux émissions de GES au deuxième trimestre de 2022. En 2023, la Société a réglé au comptant son obligation de conformité liée au carbone. La hausse des coûts du carbone au cours des trois premiers trimestres de 2023 découlait de la hausse des prix du carbone par tonne ainsi que de l'augmentation de la production au deuxième trimestre de 2023.
- Interruption prolongée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills qui s'est poursuivie du premier trimestre de 2022 au troisième trimestre de 2023. Les unités ont été partiellement remises en service au quatrième trimestre de 2023, toutes les éoliennes ayant maintenant été remises en service et les travaux de restauration devant être achevés au premier trimestre de 2024.
- Incidence des reprises de dépréciation d'actifs comptabilisés aux premier, deuxième et troisième trimestres de 2023 et incidence des imputations pour dépréciation d'actifs et reprises au cours de toutes les périodes visées.
- Incidence des variations de la provision pour frais de démantèlement d'actifs mis hors service provenant des variations des flux de trésorerie estimatifs et des taux d'actualisation pour toutes les périodes indiquées, et changements dans les durées d'utilité comptabilisés au troisième trimestre de 2022 et aux troisième et quatrième trimestres de 2023.
- Comptabilisation d'une indemnité d'assurance de 7 millions de dollars au deuxième trimestre de 2022 pour la tour endommagée du parc éolien de Kent Hills.
- Comptabilisation de dommages-intérêts prédéterminés recouvrables attribuables à une disponibilité des éoliennes inférieure à la cible contractuelle au parc éolien Windrise à chacun des trimestres de 2022 et chacun des trimestres de 2023.
- Mise hors service de l'unité 4 de la centrale de Sundance au premier trimestre de 2022.
- Mise en service du parc éolien Gardern Plain au troisième trimestre de 2023 et du parc solaire dans le nord de la région de Goldfields au quatrième trimestre de 2023.
- Profits tirés de la vente d'actifs comptabilisés au quatrième trimestre de 2022.
- Fluctuations du dollar canadien par rapport au dollar américain qui donnent lieu à des profits et des pertes de change sur les soldes de notre dette à long terme libellés en dollars américains qui ne sont pas désignés comme couvertures.
- Fluctuations des charges d'impôt exigible et d'impôt différé en fonction du résultat avant impôts sur le résultat d'un trimestre à l'autre. Diminution de la charge d'impôt différé par rapport à celle de 2022 en raison principalement d'un ajustement d'impôt non déductible moins élevé effectué aux États-Unis ainsi que d'un recouvrement d'impôt différé lié à une décomptabilisation antérieure d'actifs d'impôt canadiens.

Stratégie et capacité de produire des résultats

Notre objectif stratégique est d'investir dans des solutions d'électricité propre qui répondent aux besoins et aux objectifs de nos clients et de nos collectivités. Nous investissons de manière rigoureuse et prudente afin de fournir à nos actionnaires des rendements ajustés en fonction du risque appropriés. Pour soutenir cette stratégie, nous maintenons une filière croissante de possibilités de projets axés sur l'hydroélectricité, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, le stockage d'énergie et la production de gaz à faibles émissions.

En 2021, nous nous sommes fixé des objectifs clairs dans le cadre du plan de croissance de l'électricité propre. Ces objectifs comprenaient la livraison de 2 GW de capacité renouvelable supplémentaire avec un investissement cible de 3,6 milliards de dollars afin de générer un BAIIA annuel cumulatif supplémentaire de 315 millions de dollars provenant de nouveaux projets de croissance. Au cours des deux dernières années, la Société a atteint plus de 40 % de cette cible initiale en ajoutant 800 MW de nouvelle capacité, conjointement avec le projet d'expansion du réseau de transport pour BHP Nickel West.

En 2023, compte tenu des difficultés rencontrées sur le marché liées à l'augmentation des coûts de l'équipement et des dépenses d'investissement, nous avons fait preuve de rigueur et de patience dans nos nouvelles initiatives et avons axé nos efforts sur les priorités que sont la simplification, les actifs d'énergie renouvelable visés par des contrats et la production flexible. Nous nous sommes penchés sur deux acquisitions stratégiques qui positionneraient bien la Société pour l'avenir, soit TransAlta Renewables et Heartland Generation Ltd.

Nous avons engagé 1,3 milliard de dollars pour l'acquisition de TransAlta Renewables, qui a apporté une contribution économique grâce à une capacité de production supplémentaire de 1,2 GW, augmentant ainsi la quote-part du BAIIA et la capacité contractuelle de la Société.

Nous avons également conclu un accord d'achat d'actions définitif en vue de l'acquisition de Heartland Generation Ltd., pour un coût total estimatif de 658 millions de dollars. Cette acquisition permettra à la Société d'être en meilleure position pour répondre à l'évolution de la dynamique en Alberta, compte tenu de l'important accroissement attendu de la production d'énergie renouvelable et de la production de base d'autres énergies à grande échelle qui se concrétisera au cours des prochaines années dans le paysage très dynamique et changeant de l'électricité de la province.

En 2023, nos équipes de croissance et d'exécution ont fait avancer les travaux de construction de nouvelles installations, dans nos trois principales régions géographiques, dans le cadre de l'un des plus importants programmes de construction jamais entrepris par la Société. Le parc éolien Garden Plain de 130 MW et la centrale solaire et la centrale de stockage par batteries de 48 MW dans le nord de la région de Goldfields, qui sont entièrement visés par des contrats, ont été mis en service, générant un BAIIA supplémentaire s'établissant entre 21 et 23 millions de dollars. Les projets de parcs éoliens White Rock East et White Rock West, d'une capacité de 300 MW, et le projet de parc éolien Horizon Hill de 200 MW devraient être mis en service au premier trimestre de 2024, générant un BAIIA supplémentaire de respectivement 76 à 82 millions de dollars et 41 à 44 millions de dollars.

Priorités stratégiques et plan de croissance de l'électricité propre jusqu'en 2028

Le 21 novembre 2023, la Société a mis à jour ses cibles de croissance stratégiques sur cinq ans et son plan de croissance de l'électricité propre. La Société a établi six priorités stratégiques pour orienter sa démarche de 2024 à 2028. Elles sont présentées ci-dessous et comprennent les priorités en matière de croissance, d'investissement et de questions ESG.

Les objectifs de croissance de la Société comprennent l'ajout d'une nouvelle capacité de production pouvant atteindre 1,75 GW, ainsi qu'un BAIIA annuel cumulé de 350 millions de dollars découlant de la nouvelle croissance grâce à un investissement d'environ 3,5 milliards de dollars pour aménager, construire et acquérir de nouveaux actifs entre 2024 et la fin de 2028. Pour sa croissance, la Société se concentrera sur les énergies renouvelables et le stockage centrés sur le client, en misant sur sa filière de

développement actuelle de 5,3 GW, qu'elle prévoit étendre jusqu'à 10 GW d'ici 2028.

Nous prévoyons que la part du BAIIA ajusté de la Société provenant de sources renouvelables, y compris les technologies hydroélectrique, éolienne et solaire, augmentera à 70 % d'ici la fin de 2028. Le plan de croissance de l'électricité propre sera en grande partie financé par les soldes de trésorerie actuels, les fonds provenant des activités d'exploitation et du financement par emprunts.

D'ici 2028, nous investirons principalement dans les énergies renouvelables et le stockage, ce qui pourrait aussi inclure la production efficace et flexible d'énergie à partir du gaz naturel et de nouvelles technologies. L'objectif à long terme en matière de décarbonation de la Société est d'atteindre la carboneutralité d'ici 2045.

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

Objectifs stratégiques de 2024 à 2028

Objectifs	Cible	Résultats	Commentaires
Optimiser le portefeuille de centrales en Alberta	Poursuivre l'optimisation de notre base d'actifs existante et maximiser la valeur de notre portefeuille de centrales hydroélectriques en Alberta.	En voie de réalisation	L'acquisition de Heartland ajoutera une capacité flexible complémentaire de 1 844 MW au portefeuille de l'Alberta, y compris une cogénération visée par des contrats, une production de pointe, une capacité de transport et des possibilités de développement dans le secteur de l'hydrogène.
Exécuter le plan de croissance de l'électricité propre	Fournir jusqu'à 1,75 GW provenant d'énergies renouvelables au moyen d'un investissement estimé de 3,5 milliards de dollars d'ici la fin de 2028.	En voie de réalisation	La Société travaille actuellement sur des projets de 418 MW à un stade de développement avancé en vue d'une décision d'investissement finale en 2024.
	Générer un BAIIA annuel moyen supplémentaire de 350 millions de dollars d'ici la fin de 2028.	En voie de réalisation	En 2024, la Société prévoit prendre des décisions d'investissement visant de nouveaux projets qui généreront un BAIIA additionnel d'au moins 80 millions de dollars.
	Étendre la filière de développement de la Société en la faisant passer à 10 GW d'ici la fin de 2028.	En voie de réalisation	En 2024, la Société prévoit ajouter 1 500 MW supplémentaires à sa filière de développement afin de renforcer son plan de croissance de l'électricité propre.
Expansion sélective des actifs de production flexible et de fiabilité	Développer de manière sélective notre portefeuille d'actifs de production flexibles et fiables en misant sur la production de pointe et le stockage à court et à long terme.	En voie de réalisation	La Société prévoit investir de manière sélective dans la production de pointe et les actifs de stockage par batteries afin d'optimiser son portefeuille d'actifs. L'acquisition de Heartland permettra à la Société d'ajouter à son portefeuille 387 MW de capacité de production de pointe au gaz naturel et d'optimiser ses actifs de production de pointe pour contrer l'intermittence croissante en Alberta.
Maintenir une situation financière solide et une gestion rigoureuse du capital	Générer, au moyen de notre portefeuille existant, de solides flux de trésorerie à affecter à nos priorités de financement, notamment la croissance, les dividendes, les remboursements sur la dette et le rachat d'actions.	En voie de réalisation	La Société disposait de liquidités de 1,7 milliard de dollars au 31 décembre 2023. La Société a augmenté le dividende annuel sur les actions ordinaires de 9 % pour le porter à 0,24 \$ par an à compter du 1 ^{er} avril 2024. En 2024, la Société a annoncé son intention de procéder au rachat d'actions ordinaires pour un montant maximal de 150 millions de dollars. L'augmentation du dividende annuel sur les actions ordinaires, ainsi que l'engagement visant le rachat d'actions, représentera pour les actionnaires un rendement s'élevant jusqu'à environ 40 % du point médian de nos prévisions de 2024 relatives aux flux de trésorerie disponibles.

Définir la prochaine génération de solutions énergétiques

Répondre aux besoins de nos clients et des collectivités en mettant en œuvre des solutions innovatrices de production d'électricité et en effectuant des investissements parallèles dans de nouveaux secteurs complémentaires d'ici la fin de 2028.

En voie de réalisation

La Société a mis en place une équipe responsable de l'innovation en matière d'énergie en vue d'atteindre ses objectifs dans ce domaine. L'équipe a réalisé un placement en titres de capitaux propres dans Ekona Power Inc. («Ekona»), une société de production d'hydrogène à un stade précoce, en vue de la commercialisation d'hydrogène à faible coût et carboneutre. La Société s'est également engagée à investir 25 millions de dollars américains au cours des quatre prochaines années dans le Fonds Frontier d'Energy Impact Partners, qui permet d'investir dans des technologies émergentes axées sur la carboneutralité à partir d'un portefeuille. Au total, la Société a investi 12 millions de dollars américains dans ce fonds au 31 décembre 2023.

Piloter l'élaboration de politiques ESG et sur les marchés

Participer activement à l'élaboration de politiques afin de nous assurer que l'électricité que nous fournissons contribue à réduire les émissions, à assurer la fiabilité du réseau et à offrir des prix concurrentiels pour l'énergie afin de permettre aux marchés dans lesquels nous menons nos activités et où nous livrons concurrence de bien évoluer.

En voie de réalisation

La Société travaille activement avec le gouvernement du Canada et le gouvernement de l'Alberta sur le projet de règlement fédéral sur l'électricité propre, ainsi que sur les modifications du marché de l'électricité et des autorisations en matière d'énergie renouvelable qui sont en cours d'examen en Alberta. Cela comprend notre participation au groupe de travail des dirigeants de l'AESO et au Conseil consultatif canadien de l'électricité. L'apport de TransAlta consiste essentiellement à trouver des moyens de réduire les émissions tout en maintenant la fiabilité et l'abordabilité.

La Société continue de collaborer avec le gouvernement du Canada sur les détails de conception des crédits d'impôt à l'investissement et du financement pour les technologies propres du gouvernement du Canada, ainsi qu'à l'exploration des possibilités de financement par le gouvernement de l'Alberta.

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 approchent de la prise de

décision d'investissement définitive et 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 qui en sont actuellement à un stade de développement avancé :

Projet	Type	Région	Date d'investissement cible	MW	Dépenses estimées	BAIIA annuel moyen ¹
Tempest	Énergie éolienne	Alberta	2024	100	260 \$ - 280 \$	22 \$ - 26 \$
Ajout de capacité à Mount Keith	Gaz	Australie-Occidentale	2024	94	210 \$ AU - 230 \$ AU	28 \$ AU - 32 \$ AU
WaterCharger	Stockage par batteries	Alberta	2024	180	160 \$ - 180 \$ ²	15 \$ - 17 \$
Pinnacle 1 et 2	Gaz	Alberta	2024	44	65 \$ - 75 \$	13 \$ - 15 \$
Total³				418	740 \$ - 813 \$	82 \$ - 94 \$

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

2) Dépenses estimées, déduction faite du financement public et des crédits d'impôt prévus.

3) Le total des dépenses prévues et le BAIIA annuel moyen ont été convertis selon le taux de change à terme du dollar canadien pour 2023.

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 prévue¹	MW
Canada				
Parc éolien Riplinger	Énergie éolienne	Alberta	2025	300
Parc solaire Sunhills	Énergie solaire	Alberta	2025	170
Parc solaire McNeil	Énergie solaire	Alberta	2025	57
Stockage par batteries – Nouveau-Brunswick	Batteries	Nouveau-Brunswick	2025	10
Projet de stockage d'énergie par pompage de Tent Mountain²	Hydroélectricité	Alberta	2026	160
Provost	Énergie éolienne	Alberta	2026	170
Antelope Coulee	Énergie éolienne	Saskatchewan	2027+	200
Red Rock	Énergie éolienne	Alberta	2027	100
Unité 1 de Willow Creek	Énergie éolienne	Alberta	2027	70
Unité 2 de Willow Creek	Énergie éolienne	Alberta	2027	70
Autres possibilités au Canada	Énergie éolienne	Divers	2026+	190
Projet de centrale de pompage de Brazeau	Hydroélectricité	Alberta	À déterminer	300-900
Réaménagement – Énergie thermique en Alberta³	Divers	Alberta	À déterminer	250-500
Total			2 047 - 2 897	
États-Unis				
Monument Road	Énergie éolienne	Nebraska	2025	152
Swan Creek	Énergie éolienne	Nebraska	2025	126
Dos Rios	Énergie éolienne	Oklahoma	2025	242
Cotton Belle 1	Énergie solaire	Texas	2025	104
Cotton Belle 2	Énergie solaire	Texas	2025	81
Square Top	Énergie solaire	Oklahoma	2026	195
Old Town	Énergie éolienne	Illinois	2026	185
Canadian River	Énergie éolienne	Oklahoma	2026	250
Prairie Violet	Énergie éolienne	Illinois	2026	130
Quick Draw	Énergie éolienne	Texas	2026	174
Big Timber	Énergie éolienne	Pennsylvanie	2026	50
Trapper Valley	Énergie éolienne	Wyoming	2027	225
Wild Waters	Énergie éolienne	Minnesota	2027+	40
Coolspring	Énergie éolienne	Pennsylvanie	2027+	120
Autres possibilités aux États-Unis	Énergie éolienne	Divers	2026+	144
Réaménagement du site de la centrale de Centralia³	Divers	Washington	À déterminer	250-500
Total			2 468 - 2 718	
Australie				
Parc solaire Boodarie	Énergie solaire	Australie-Occidentale	2024	50
Southern Cross Energy	Énergie éolienne et énergie solaire	Australie-Occidentale	À déterminer	120
Autres possibilités en Australie	Gaz, énergie solaire, transport	Australie-Occidentale	2024+	230
Total			400	
Canada, États-Unis et Australie		Total	4 915 - 6 015	

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

2) Représente la participation de 50 % de la Société dans Tent Mountain. Se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

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

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. 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. Nos projets aux États-Unis ont connu des retards sur le calendrier et une hausse des coûts attribuables à la complexité des interconnexions de transport et de l'érection des éoliennes. La ligne de transport des projets de parcs éoliens White Rock de 300 MW et du projet de parc éolien Horizon Hill de 200 MW est entièrement sous tension. La mise en service des projets est prévue au premier trimestre de 2024.

Total du projet (en millions)									
Projet	Type	Région	MW	Dépenses estimées	Dépenses engagées à ce jour	Date d'achèvement prévue	Durée du CAÉ ¹	BAIIA annuel moyen ²	État
États-Unis									
White Rock	Énergie éolienne	OK	300	510 \$ US - 530 \$ US	477 \$ US	T1 2024	—	53 \$ US - 57 \$ US	- CAÉ à long terme conclus - Installation / assemblage terminé - Étapes finales de mise en service en cours
Horizon Hill	Énergie éolienne	OK	200	330 \$ US - 340 \$ US	307 \$ US	T1 2024	—	31 \$ US - 33 \$ US	- CAÉ à long terme conclus - Installation / assemblage terminé - Étapes finales de mise en service en cours
Australie									
Expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith	Transport	WA	s. o.	54 \$ AU - 57 \$ AU	45 \$ AU	T1 2024	15	6 \$ AU - 7 \$ AU	- Installation / assemblage terminé - Étapes finales de mise en service en cours
Mise à niveau du réseau Mount Keith West	Transport	WA	s. o.	37 \$ AU - 40 \$ AU	12 \$ AU	T2 2025	14	6 \$ AU - 7 \$ AU	- Commandes d'équipement passées - Conception détaillée et planification de l'exécution en cours - Projet en voie d'être achevé dans les délais
Total³			500	1 228 \$ - 1 274 \$	1 360			125 \$ - 135 \$	

- 1) La durée des CAÉ liés aux projets de parcs éoliens White Rock et Horizon Hill est confidentielle.
- 2) Cet élément n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS, et est de nature prospective. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.
- 3) Le total des dépenses prévues et le BAIIA annuel moyen ont été convertis selon le taux de change à terme du dollar canadien pour 2023. 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 2022 au 31 décembre 2023 :

	31 déc. 2023	31 déc. 2022	Augmentation (diminution)
Actif			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	348	1 134	(786)
Créances clients et autres débiteurs	807	1 589	(782)
Actifs de gestion du risque	151	709	(558)
Autres actifs courants ¹	274	282	(8)
Total des actifs courants	1 580	3 714	(2 134)
Actifs non courants			
Actifs de gestion du risque	52	161	(109)
Immobilisations corporelles, montant net	5 714	5 556	158
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	171	129	42
Autres actifs non courants ²	1 142	1 181	(39)
Total des actifs non courants	7 079	7 027	52
Total de l'actif	8 659	10 741	(2 082)
Passif			
Dettes fournisseurs et charges à payer	797	1 346	(549)
Passifs de gestion du risque	314	1 129	(815)
Impôts sur le résultat à payer	9	73	(64)
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives	532	178	354
Autres passifs courants ³	90	162	(72)
Total des passifs courants	1 742	2 888	(1 146)
Passifs non courants			
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives	2 934	3 475	(541)
Passifs de gestion du risque (non courants)	274	333	(59)
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	251	294	(43)
Passifs d'impôt différé	386	352	34
Autres passifs non courants ⁴	1 408	1 410	(2)
Total des passifs non courants	5 253	5 864	(611)
Total du passif	6 995	8 752	(1 757)
Capitaux propres			
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	1 537	1 110	427
Participations ne donnant pas le contrôle	127	879	(752)
Total des capitaux propres	1 664	1 989	(325)
Total du passif et des capitaux propres	8 659	10 741	(2 082)

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

2) Comprennent les placements, les actifs au titre de droits d'utilisation, les immobilisations incorporelles, le goodwill, les actifs d'impôt différé et les autres actifs.

3) Comprennent le découvert bancaire, la partie courante de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions, la partie courante des passifs sur contrats et les dividendes à verser.

4) Comprennent les titres échangeables, la provision pour frais de démantèlement et autres provisions non courantes, les passifs d'impôt différé et les passifs sur contrats.

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

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 162 millions de dollars au 31 décembre 2023 (excédent des actifs courants sur les passifs courants de 826 millions de dollars au 31 décembre 2022), principalement en raison du reclassement de la facilité à terme de 400 millions de dollars des passifs à long terme aux passifs courants au cours de la période, car elle doit être remboursée en septembre 2024, ainsi que d'une diminution des montants à recevoir et des garanties fournies dans le secteur Commercialisation de l'énergie en raison de la volatilité réduite et de la baisse des prix du marché.

Les actifs courants ont diminué de 2 134 millions de dollars, passant de 3 714 millions de dollars au 31 décembre 2022 à 1 580 millions de dollars au 31 décembre 2023, en raison surtout :

- de la baisse des créances clients associée à des recouvrements de créances à une hausse des produits des activités ordinaires comptabilisés en décembre 2022, et d'une baisse des montants à recevoir et des garanties fournies dans le secteur Commercialisation de l'énergie en raison d'une baisse des prix du marché;
- d'une diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, principalement attribuable à l'utilisation de la trésorerie pour conclure l'acquisition des actions de RNW; et
- d'une diminution des actifs de gestion du risque attribuable principalement à la baisse des prix du marché et à une hausse des règlements de contrats.

Les passifs courants ont diminué de 1 146 millions de dollars, passant de 2 888 millions de dollars au 31 décembre 2022 à 1 742 millions de dollars au 31 décembre 2023, en raison surtout :

- d'une diminution des passifs de gestion du risque liée à la baisse des prix du marché, ainsi qu'à une hausse des règlements de contrats au cours de l'exercice.
- d'une baisse des dettes fournisseurs et charges à payer, y compris la remise des garanties reçues dans le secteur Commercialisation de l'énergie, attribuable à une baisse des prix du marché; et
- d'une baisse des impôts sur le résultat à payer, le tout contrebalancé en partie par :
- une hausse de la dette classée en tant que passif courant du fait que la facilité à terme de 400 millions de dollars vient à échéance au troisième trimestre de 2024.

Actifs non courants

Les actifs non courants s'établissaient à 7 079 millions de dollars au 31 décembre 2023, en hausse de 52 millions de dollars par rapport à 7 027 millions de dollars au 31 décembre 2022, en raison surtout :

- de la hausse des immobilisations corporelles résultant d'une hausse des ajouts d'immobilisations corporelles de 875 millions de dollars se rapportant principalement à la construction de projets de croissance et à la réfection du parc éolien Kent Hills au coût de 157 millions de dollars, y compris l'indemnité d'assurance. Cette hausse des ajouts d'immobilisations corporelles a été en partie contrebalancée par un amortissement de 585 millions de dollars; et
- d'une augmentation de l'investissement net dans les contrats de location-financement liés au parc solaire dans le nord de la région de Goldfields; le tout en partie contrebalancé par :
- une baisse des actifs de gestion du risque découlant des variations des prix du marché sur plusieurs marchés et des règlements de contrats.

Passifs non courants

Les passifs non courants se sont établis à 5 253 millions de dollars au 31 décembre 2023, en baisse de 611 millions de dollars par rapport à 5 864 millions de dollars au 31 décembre 2022, en raison surtout :

- d'une baisse de la dette à long terme et des obligations locatives liées aux remboursements de la dette prévus et du reclassement de la facilité à terme de 400 millions de dollars dans les passifs courants;
- d'une baisse des passifs de gestion du risque de 59 millions de dollars liée aux règlements de contrats et aux prix du marché; et
- d'une baisse des obligations au titre des prestations définies en raison de taux d'intérêt plus élevés et d'une contribution volontaire au régime de retraite visant à réduire nos obligations à ce chapitre; le tout en partie contrebalancé par :
- une hausse des passifs d'impôt différé.

Total des capitaux propres

Au 31 décembre 2023, la diminution de 325 millions de dollars du total des capitaux propres était attribuable :

- à la diminution nette de 809 millions de dollars découlant de l'acquisition de TransAlta Renewables;
- aux distributions de 198 millions de dollars versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle;
- au rachat d'actions dans le cadre de l'OPRA d'un montant de 87 millions de dollars; et
- aux dividendes déclarés sur actions ordinaires et sur actions privilégiées de 116 millions de dollars; le tout en partie contrebalancé par :
- un résultat net de 796 millions de dollars; et
- des profits nets sur les instruments dérivés provenant des couvertures de flux de trésorerie de 99 millions de dollars.

Capital financier

La Société s'attache à maintenir un bilan et une situation financière solides afin de disposer d'un capital financier suffisant. Les notes de crédit fournissent des renseignements sur les coûts de financement, les liquidités et l'exploitation de la Société et influent sur la capacité de la Société d'obtenir du financement à court et à long terme ou sur le coût de ce financement. Le maintien d'un bilan solide permet également à la Société de conclure des contrats avec différentes contreparties selon des modalités et des prix ayant une incidence favorable sur les résultats financiers de la Société et facilite l'accès de TransAlta aux marchés financiers tout au long des cycles des produits de base et du crédit.

En 2023, 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 :

	2023		2022		2021	
	\$	%	\$	%	\$	%
Montant net des titres de créance non garantis de premier rang						
Dette avec recours – débiteures en dollars canadiens	251	5	251	5	251	4
Dette avec recours – billets de premier rang en dollars américains	911	17	934	18	888	16
Facilités de crédit	397	7	428	9	—	—
Divers	—	—	1	—	4	—
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie ¹	(345)	(6)	(1 118)	(21)	(947)	(17)
Déduire : autres éléments de trésorerie et actifs liquides ²	(12)	—	(20)	—	(19)	—
Montant net des titres de créance non garantis de premier rang	1 202	23	476	11	177	3
Autres passifs						
Débiteures échangeables	344	6	339	6	335	6
Dette sans recours						
Obligation de TAPC Holdings LP	85	1	94	2	102	2
Obligation de Pingston	39	1	45	1	45	1
Obligation des parcs éoliens de Melancthon et Wolfe	168	3	202	4	235	4
Obligation du parc éolien de New Richmond	103	2	112	2	120	2
Obligation du parc éolien de Kent Hills	193	3	206	4	221	4
Obligation du parc éolien Windrise	164	3	170	3	171	3
Dette sans recours de South Hedland	691	13	711	14	732	13
Obligation d'OCP	217	4	241	4	263	5
Financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis	104	1	123	2	135	2
Obligations locatives	143	3	135	2	100	2
Total de la dette nette consolidée^{3, 4, 5}	3 453	63	2 854	55	2 636	47
Actions privilégiées échangeable ⁵	400	7	400	7	400	7
Capitaux propres attribuables aux actionnaires						
Actions ordinaires	3 285	60	2 863	54	2 901	51
Actions privilégiées	942	17	942	18	942	17
Surplus d'apport, déficit et cumul des autres éléments du résultat global	(2 690)	(49)	(2 695)	(51)	(2 261)	(40)
Participations ne donnant pas le contrôle	127	2	879	17	1 011	18
Total du capital	5 517	100	5 243	100	5 629	100

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

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

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

4) 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.

5) 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 :

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.

2021

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

Facilités de crédit

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

Au 31 décembre 2023		Crédit utilisé			
	Montant total	Lettres de crédit en cours ¹	Montants prélevés	Capacité disponible	Échéance
Facilités de crédit					
Facilités consenties					
Facilité de crédit consortiale de TransAlta	1 950	417	—	1 533	T2 2027
Facilités de crédit bilatérales de TransAlta	240	178	—	62	T2 2025
Facilité à terme de TransAlta	400	—	400	—	T3 2024
Total des facilités consenties	2 590	595	400	1 595	
Facilités sans engagement					
Facilités à vue de TransAlta	400	187	—	213	s. o.
Total des facilités sans engagement	400	187	—	213	

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.

Le 5 octobre 2023, à la clôture de la transaction visant TransAlta Renewables, les facilités de crédit consortiales 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 rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements.

Dette sans recours et autres dettes

Les obligations sans recours de Melancthon Wolfe Wind LP, de TAPC Holdings LP, de New Richmond Wind LP, de Kent Hills Wind LP, de TEC Hedland Pty Ltd et de Windrise Wind LP, et les obligations de TransAlta OCP LP 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 2023, à l'exception de Kent Hills Wind LP et de TAPC Holdings LP. Kent Hills Wind LP ne peut verser de distributions à ses partenaires tant que les travaux de remplacement des fondations ne seront pas terminés et TAPC Holdings LP a subi l'incidence d'une hausse des taux d'intérêt en 2023. Les fonds de ces entités qui se sont accumulés depuis le test du quatrième trimestre ne seront pas distribués jusqu'à ce que le prochain ratio de couverture du service de la dette soit calculé au premier trimestre de 2024. Au 31 décembre 2023, un montant de 79 millions de dollars (50 millions de dollars au 31 décembre 2022) en trésorerie était assujetti à ces restrictions financières.

Au 31 décembre 2023, les autres entités de la Société étaient dans l'incapacité d'avoir accès à une tranche de 3 millions de dollars (3 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 2024 et 2026, nous avons des remboursements prévus de dettes de 811 millions de dollars, y compris un montant de

400 millions de dollars de la facilité à terme venu à échéance, le solde de 411 millions de dollars étant lié aux remboursements prévus de la dette sans recours. Les titres échangeables de 750 millions de dollars peuvent être échangés, au plus tôt, le 1^{er} janvier 2025.

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

La Société possède 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 (\$)	Crédits d'impôt à la production annuels prévus (\$)	Attribution des distributions en espèces aux investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux (avant le point de basculement) non actualisée ¹ (\$)	Attribution du résultat imposable et des crédits d'impôt à la production aux investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux (avant le point de basculement)
Lakeswind	2014	2029	45	1	11	99 %
Big Level et Antrim	2019	2030	126	10	46	99 %
Skookumchuck ²	2020	2030	121	10	21	99 %

1) Distributions en espèces prévues cumulatives entre le 31 décembre 2023 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	2023	2022	2021
Produits d'intérêts	59	24	11
Intérêt sur la dette	203	164	163
Intérêt sur les débentures échangeables	29	29	29
Intérêt sur les actions privilégiées échangeables	28	28	28
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(57)	(16)	(14)
Intérêts sur les obligations locatives	9	7	7
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	21	27	20
Réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux	—	(2)	(9)
Désactualisation des provisions	48	49	32
Charge d'intérêts	281	286	256

L'augmentation des produits d'intérêts est attribuable à la hausse des soldes de trésorerie et aux taux d'intérêt favorables. La charge d'intérêts a diminué par rapport à celle de 2022, principalement en raison d'une hausse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif découlant de la hausse des dépenses d'investissement dans des projets de croissance.

Le tout a été en partie contrebalancé par l'augmentation des intérêts sur la dette en raison de la hausse des emprunts sur la facilité de crédit et de la hausse d'un exercice à l'autre des taux d'intérêt de la dette à taux variable.

Capital social

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

Aux	Nombre d'actions (en millions)		
	22 févr. 2024	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Actions ordinaires émises et en circulation à la fin de la période	307,1	308,6	268,1
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 certains membres du même groupe qu'elle. Se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour de plus de précisions.

Au 31 décembre 2023, la Société détenait une participation de 50,01 % dans TransAlta Cogeneration, LP («TA Cogen») (50,01 % au 31 décembre 2022) 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. Au 31 décembre 2023, la Société détenait une participation de 83 % dans Kent Hills Wind LP (83 % au 31 décembre 2022), qui détient et exploite trois parcs éoliens. Tout au long de l'exercice 2022, le 31 décembre 2022 et du 1^{er} janvier 2023 au 4 octobre 2023, la Société détenait une participation de 60,1 % dans TransAlta Renewables.

Comme la Société détenait 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 résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle comme présenté pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 a diminué de 10 millions de dollars par rapport à celui de 2022, principalement en raison de la baisse du résultat net de TA Cogen attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle découlant de la baisse de la production et des prix marchands sur le marché de l'Alberta. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle de TransAlta Renewables a augmenté de 1 million de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 par rapport à celui de 2022.

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 2023 et 2022 :

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	Augmentation (diminution)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	1 134	947	187
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	1 464	877	587
Activités d'investissement	(814)	(741)	(73)
Activités de financement	(1 432)	45	(1 477)
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	(4)	6	(10)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	348	1 134	(786)

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

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 : 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
Hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration : Augmentation des dépenses liées aux initiatives stratégiques et de croissance; hausse des coûts associés au déménagement des bureaux du siège social de la Société; et hausse des coûts attribuable aux pressions inflationnistes.	(18)
Baisse de la charge d'impôt exigible : Utilisation de reports prospectifs de pertes autres qu'en capital auparavant visés par des restrictions pour compenser le résultat imposable.	15
Hausse des produits d'intérêts : Hausse des soldes de trésorerie et taux d'intérêt favorables.	35
Variation favorable des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation : Baisse des créances clients et des garanties fournies du fait de la volatilité 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 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)
Baisse des ajouts aux immobilisations corporelles : En 2022, les ajouts visaient surtout la construction des projets de parcs éoliens 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
Baisse des immobilisations incorporelles : Diminution des ajouts d'immobilisations incorporelles en cours de développement.	18
Diminution du produit de la vente d'immobilisations corporelles : En 2022, la Société a conclu la vente de deux centrales hydroélectriques et a vendu de l'équipement du secteur Transition énergétique provenant de l'unité 5 de la centrale de Sundance, et d'autres équipements.	(37)
Variation défavorable des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement : 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) Le poste Divers comprend principalement une hausse des dépenses liées aux coûts de développement de projets en 2023, une augmentation des apports aux placements en 2023, une diminution de l'indemnité d'assurance en 2023 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 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 : En 2022, la Société a remboursé les billets de premier rang de 400 millions de dollars américains.	457
Augmentation de l'émission de capital social : Affectation de flux de trésorerie et 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 : En 2022, la Société a entièrement utilisé la facilité à terme de 400 millions de dollars, qui demeure en cours.	(495)
Baisse de l'émission de dette à long terme : En 2022, la Société a émis des billets de premier rang de 400 millions de dollars américains.	(493)
Baisse des profits réalisés sur les instruments financiers : La Société a comptabilisé 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 : Calendrier des distributions à TA Cogen, contrebalancé en partie par une baisse des distributions à TransAlta.	(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 35, Transactions entre parties liées, des états financiers consolidés.

Engagements

Les engagements se présentent comme suit :

	2024	2025	2026	2027	2028	2029 et par la suite	Total
Contrats de gaz naturel et contrats de livraison ¹	55	49	50	48	57	436	695
Transport ¹	9	9	6	4	5	93	126
Contrats d'approvisionnement en charbon et contrats d'exploitation minière ¹	86	71	—	—	—	—	157
Ententes de service à long terme ¹	60	57	42	44	37	184	424
Contrats de location simple ^{1, 2}	3	3	2	2	2	25	37
Dettes à long terme ³	526	142	143	153	162	2 237	3 363
Titres échangeables ⁴	—	—	—	—	—	750	750
Paiements de principal sur les obligations locatives ⁵	4	4	4	4	4	123	143
Intérêt sur la dette à long terme et obligations locatives ^{1, 6}	186	167	158	151	143	711	1 516
Intérêt sur les titres échangeables ^{1, 4}	53	53	53	53	53	13	278
Croissance ^{1, 7}	47	—	—	—	—	—	47
Total	1 029	555	458	459	463	4 572	7 536

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

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

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

4) Les paiements en espèces pourront avoir lieu après le 31 décembre 2028 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 être échangés, au plus tôt, le 1^{er} janvier 2025.

5) Les obligations locatives ne tiennent pas compte d'un incitatif à la location de 12 millions de dollars qui devrait être reçu en 2024, et qui est comptabilisé dans les créances clients et autres débiteurs.

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

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

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 2023, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 782 millions de dollars (1,2 milliard de dollars en 2022) et des garanties au comptant de 145 millions de dollars (304 millions de dollars en 2022).

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. La diminution du montant des lettres de crédit émises pour l'exercice 2023 est liée à une baisse du nombre de lettres de crédit sur les transactions prévoyant la livraison et les transactions de dérivés financiers dans une position de passif net.

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 avril 2025. Les autres parties à l'audience, dont la Société, ont appuyé l'ajournement.

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). La durée prévue du procès est de deux semaines à compter du 26 février 2024. Les parties à l'instance, ainsi que Cenovus Energy Inc., ont demandé un ajournement lorsque la procédure 379 de l'AER a été ajournée. Le procès devrait reprendre en février 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 49 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.

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

Le Balancing Pool a prétendu avoir droit à 1 750 000 CRE gagnés de 2018 à 2020 inclusivement par les centrales hydroélectriques de l'Alberta par suite de la décision de TransAlta d'assujettir ces dernières au règlement intitulé Carbon Competitiveness Incentives Regulation et au règlement intitulé Technology Innovation and Emissions Reduction Regulation. Les CRE faisant l'objet d'un différend ont une valeur comptable de néant, car ils ont été générés en interne. Le Balancing Pool a revendiqué la propriété des CRE, car, à son avis, aux termes des dispositions relatives aux modifications législatives prévues dans les CAÉ des centrales hydroélectriques, les CRE devaient être transférés au Balancing Pool. TransAlta a contesté cette réclamation. Les parties ont conclu un accord confidentiel et cette affaire est maintenant résolue.

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. Le Balancing Pool et le Utilities Consumer Advocate participent en tant qu'intervenants, car ils contestent les coûts de démantèlement réclamés par TransAlta. La demande sera entendue au cours du premier trimestre de 2024 et une décision devrait être rendue au cours du troisième trimestre de 2024.

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 d'investissement net au moyen de la dette libellée en dollars américains demeurent efficaces et en place. Les profits ou les pertes sur ces instruments sont comptabilisés et reportés dans les autres éléments du résultat global, puis reclassés dans le résultat net à la cession d'un établissement à l'étranger. Nous gérons également le risque de change en appariant les charges libellées en monnaies étrangères avec les produits, tels que les produits compensatoires provenant de nos activités aux États-Unis avec les paiements d'intérêts sur notre dette en dollars américains.

Éléments autres que de couverture

Les instruments financiers qui ne sont pas désignés comme couvertures sont utilisés pour les activités de négociation pour compte propre et pour réduire le risque lié au prix des produits de base et les risques de change et de taux d'intérêt. Les variations de la juste valeur des instruments financiers qui ne sont pas désignés comme des couvertures sont comptabilisées dans les actifs et les passifs de gestion du

risque, et les profits ou les pertes connexes sont comptabilisés dans le résultat net au cours de la période pendant laquelle elles surviennent.

Juste valeur

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 2023, la valeur comptable du passif net au titre des instruments de niveau III s'élevait à 147 millions de dollars (passif net de 782 millions de dollars au 31 décembre 2022). Le passif au titre des instruments de niveau III a diminué en 2023 en raison surtout des fluctuations des prix du marché et des contrats réglés au cours de l'exercice. De plus, le contrat de vente d'électricité à long terme, à prix fixe, aux États-Unis visant la livraison d'électricité a été transféré du niveau III au niveau II puisque toutes les données d'entrée étaient observables au 31 décembre 2023. Notre profil de gestion du risque a diminué en 2023, puisque la plupart des marchés de l'énergie se sont considérablement modérés par rapport au contexte de prix extrêmes et de volatilité élevée observé pendant la majeure partie de 2022. Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2022.

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 2023, 2022 et 2021. La présentation de ces postes fournit à la direction et aux investisseurs une mesure du rendement d'exploitation qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

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

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

Mesures financières non conformes aux IFRS

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

BAIIA ajusté

Chaque secteur d'activité est responsable de ses propres résultats d'exploitation, mesurés selon le BAIIA ajusté. Le BAIIA ajusté est, pour la direction, une mesure importante qui correspond à nos principaux résultats d'exploitation. Les intérêts, les impôts et l'amortissement ne font pas partie de cette mesure puisque les écarts dans le traitement comptable pourraient fausser les résultats de nos principales activités. En outre, certains reclassements et ajustements sont effectués afin de mieux évaluer les résultats à l'exclusion des éléments qui peuvent ne pas refléter le rendement des activités continues. Cette présentation peut faciliter l'analyse des tendances par les lecteurs.

Les ajustements effectués sont décrits ci-après.

Ajustements des produits des activités ordinaires

- Certains actifs que nous détenons au Canada et en Australie sont entièrement visés par des contrats et sont comptabilisés à titre de contrats de location-financement selon les IFRS. À notre avis, il convient mieux de comptabiliser les paiements que nous recevons aux termes des contrats comme un paiement de capacité au titre des produits des activités ordinaires, plutôt qu'au titre des produits tirés des contrats de location-financement et d'une diminution des créances au titre des contrats de location-financement.
- Le BAIIA ajusté est ajusté de façon à exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché et des profits ou pertes latents de change associés aux transactions sur des produits de base.
- 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 comptabilisés dans la période au cours de laquelle les positions ont été réglées.

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 chaque période afin de refléter le coût net pour l'entreprise.

Ajustements des autres produits d'exploitation, montant net

- Les recouvrements d'assurance liés à l'effondrement d'une tour au parc éolien de Kent Hills ne sont pas inclus, car ils sont liés aux activités d'investissement et ne reflètent pas le rendement des activités continues.

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

- Les imputations pour 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 en vertu des IFRS et notre quote-part du résultat net est reflétée comme étant la quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence dans le compte de résultat en vertu des IFRS. Ce placement faisant partie de nos activités régulières de production d'électricité, nous avons inclus notre quote-part du BAIIA ajusté du parc éolien Skookumchuck dans notre BAIIA ajusté total. En outre, nous avons inclus notre quote-part des produits des activités ordinaires et des charges dans les résultats ajustés du secteur Énergie éolienne et énergie solaire afin de refléter la totalité des résultats opérationnels de ce placement. Nous n'avons pas inclus le BAIIA ajusté d'EMG International, LLC dans notre BAIIA ajusté total, étant donné qu'il ne représente pas nos activités régulières de production d'électricité.

BAIIA annuel moyen

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

Fonds provenant des activités d'exploitation

Les fonds provenant des activités d'exploitation sont une mesure importante, car ils fournissent des indications sur le montant des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant les variations du fonds de roulement, et permettent d'évaluer les tendances des flux de trésorerie par rapport aux résultats des périodes antérieures. Les fonds provenant des activités d'exploitation sont une mesure non conforme aux IFRS.

Ajustements des flux de trésorerie d'exploitation

- Les fonds provenant des activités d'exploitation liés au parc éolien Skookumchuck, qui est traité comme un placement comptabilisé selon la méthode de la mise en équivalence en vertu des IFRS, et la quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, déduction faite des distributions reçues des coentreprises, est comprise dans les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation selon les IFRS. Ce placement faisant partie de nos activités régulières de production d'électricité, nous avons inclus notre quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation.
- Les paiements reçus relativement aux créances au titre des contrats de location-financement sont reclassés afin de refléter les flux de trésorerie d'exploitation.
- Nous procédons à des ajustements pour exclure les éléments compris dans 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.
- La trésorerie reçue/versée sur les positions dénouées est reflétée dans la période au cours de laquelle la position est réglée.
- 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.

Ratios non conformes aux IFRS

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

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

Les fonds provenant des activités d'exploitation par action et les flux de trésorerie disponibles par action sont calculés en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période. Les fonds provenant des activités d'exploitation par action et les flux de trésorerie disponibles par action sont des ratios non conformes aux IFRS.

Mesures financières supplémentaires

Les 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 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 :										
(Profit latent) perte latente lié(e) 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)	—
Perte latente 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 ajusté²	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)
Perte 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. 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 :										
Perte latente liée à la réévaluation à la valeur de marché	1	104	251	10	12	—	378	—	(378)	—
Profit (perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées	—	—	(4)	—	47	—	43	—	(43)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	46	—	—	—	46	—	(46)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	19	—	—	—	19	—	(19)	—
Profit latent de change sur les produits de base	—	—	—	—	(1)	—	(1)	—	1	—
Produits des activités ordinaires ajustés	607	407	1 521	724	218	(2)	3 475	(14)	(485)	2 976
Coûts du combustible et des achats d'électricité	22	31	641	566	—	3	1 263	—	—	1 263
Reclassements et ajustements :										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(4)	—	—	—	(4)	—	4	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	22	31	637	566	—	3	1 259	—	4	1 263
Coûts de conformité liés au carbone	—	1	83	(1)	—	(5)	78	—	—	78
Marge brute	585	375	801	159	218	—	2 138	(14)	(489)	1 635
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	55	68	195	69	35	101	523	(2)	—	521
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	12	15	4	—	1	35	(2)	—	33
Autres produits d'exploitation, montant net	—	(23)	(38)	—	—	—	(61)	3	—	(58)
Reclassements et ajustements :										
Recouvrement assurance	—	7	—	—	—	—	7	—	(7)	—
Autres produits d'exploitation ajustés, montant net	—	(16)	(38)	—	—	—	(54)	3	(7)	(58)
BAIIA ajusté ²	527	311	629	86	183	(102)	1 634			
Quote-part du résultat de placements 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. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

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

	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	383	323	1 109	709	211	4	2 739	(18)	—	2 721
Reclassements et ajustements :										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	—	25	(40)	19	(38)	—	(34)	—	34	—
Profit (perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées	—	—	(6)	—	29	—	23	—	(23)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	41	—	—	—	41	—	(41)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	25	—	—	—	25	—	(25)	—
Profit latent de change sur les produits de base	—	—	(3)	—	—	—	(3)	—	3	—
Produits des activités ordinaires ajustés	383	348	1 126	728	202	4	2 791	(18)	(52)	2 721
Coûts du combustible et des achats d'électricité	16	17	457	560	—	4	1 054	—	—	1 054
Reclassements et ajustements :										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(4)	—	—	—	(4)	—	4	—
Amortissement minier	—	—	(79)	(111)	—	—	(190)	—	190	—
Réduction de valeur des stocks de charbon	—	—	—	(17)	—	—	(17)	—	17	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	16	17	374	432	—	4	843	—	211	1 054
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	118	60	—	—	178	—	—	178
Marge brute	367	331	634	236	202	—	1 770	(18)	(263)	1 489
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	42	59	175	117	36	84	513	(2)	—	511
Reclassements et ajustements :										
Réduction de valeur de pièces et de matériaux	—	—	(2)	(26)	—	—	(28)	—	28	—
Profit découlant de la réduction	—	—	—	6	—	—	6	—	(6)	—
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées	42	59	173	97	36	84	491	(2)	22	511
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	10	13	6	—	1	33	(1)	—	32
Autres produits d'exploitation, montant net	—	—	(40)	48	—	—	8	—	—	8
Reclassements et ajustements :										
Contrat de redevances déficitaire et frais de résiliation de contrat	—	—	—	(48)	—	—	(48)	—	48	—
Autres produits d'exploitation ajustés, montant net	—	—	(40)	—	—	—	(40)	—	48	8
BAIIA ajusté ²	322	262	488	133	166	(85)	1 286			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										9
Produits tirés des contrats de location-financement										25
Amortissement										(529)
Imputations pour dépréciation d'actifs										(648)
Produits d'intérêts										11
Charge d'intérêts										(256)
Profit de change										16
Profit à la vente d'actifs et autres										54
Résultat avant impôts sur le résultat										(380)

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

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

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

	2023	2022	2021
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹	1 464	877	1 001
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(124)	316	(174)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	1 340	1 193	827
Ajustements :			
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise ¹	8	8	13
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	55	46	41
Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre ²	11	42	79
Profit (perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées	(81)	37	23
Divers ³	18	20	11
Fonds provenant des activités d'exploitation⁴	1 351	1 346	994
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien ¹	(174)	(142)	(199)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(3)	(4)	(4)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(51)	(43)	(39)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(223)	(187)	(159)
Paiements de principal sur les obligations locatives	(10)	(9)	(8)
Flux de trésorerie disponibles⁴	890	961	585
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	276	271	271
Fonds provenant des activités d'exploitation par action⁴	4,89	4,97	3,67
Flux de trésorerie disponibles par action⁴	3,22	3,55	2,16

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 Highvale. Pour l'exercice 2022, comprennent également des montants liés à des contrats déficitaires comptabilisés en 2021. Pour l'exercice 2021, comprennent une réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux et des stocks de charbon liés à nos activités de combustion du charbon et des montants liés à des contrats déficitaires et à des frais de résiliation de contrat.

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

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

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

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
BAIIA ajusté ^{1, 4}	1 632	1 634	1 286
Provisions	(1)	25	(43)
Charge d'intérêts nette ²	(164)	(200)	(200)
Charge d'impôt exigible	(50)	(65)	(56)
Perte de change réalisée	(4)	—	(2)
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(37)	(35)	(18)
Autres éléments sans effet de trésorerie	(25)	(13)	27
Fonds provenant des activités d'exploitation^{3, 4}	1 351	1 346	994
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien ⁴	(174)	(142)	(199)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(3)	(4)	(4)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(51)	(43)	(39)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(223)	(187)	(159)
Paiements de principal sur les obligations locatives	(10)	(9)	(8)
Flux de trésorerie disponibles⁴	890	961	585

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 pour la période, déduction faite des produits d'intérêts.

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

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

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

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 de change 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 ajusté²	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)
Reprises de 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. 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 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	159	98	276	281	44	—	858	(4)	—	854
Reclassements et ajustements :										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	1	23	238	(7)	12	—	267	—	(267)	—
Profit de change réalisé sur les positions de change dénouées	—	—	7	—	20	—	27	—	(27)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	12	—	—	—	12	—	(12)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	4	—	—	—	4	—	(4)	—
Profit latent de change sur les produits de base	—	—	—	—	(1)	—	(1)	—	1	—
Produits des activités ordinaires ajustés	160	121	537	274	75	—	1 167	(4)	(309)	854
Coûts du combustible et des achats d'électricité	5	11	196	234	—	—	446	—	—	446
Reclassements et ajustements :										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	5	11	195	234	—	—	445	—	1	446
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	27	—	—	—	27	—	—	27
Marge brute	155	110	315	40	75	—	695	(4)	(310)	381
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	22	18	57	19	12	30	158	(1)	—	157
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	—	5	2	2	—	—	9	(1)	—	8
Autres produits d'exploitation, montant net	—	(5)	(8)	—	—	—	(13)	3	—	(10)
BAIIA ajusté ²	133	92	264	19	63	(30)	541			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										4
Produits tirés des contrats de location-financement										4
Amortissement										(188)
Imputations pour dépréciation d'actifs										(5)
Produits d'intérêts										10
Charge d'intérêts										(77)
Perte de change										(13)
Profit à la vente d'actifs et autres										46
Résultat avant impôts sur le résultat										7

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

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

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	2023	2022
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹	310	351
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(135)	64
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	175	415
Ajustements :		
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise ¹	(2)	1
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	15	12
Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre ²	4	7
Profit réalisé sur les positions de change dénouées	27	21
Divers ³	10	3
Fonds provenant des activités d'exploitation³	229	459
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien ¹	(74)	(67)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(1)	(1)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(12)	(12)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(19)	(61)
Paiements de principal sur les obligations locatives	(2)	(3)
Flux de trésorerie disponibles⁴	121	315
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	308	269
Fonds provenant des activités d'exploitation par action⁴	0,74	1,71
Flux de trésorerie disponibles par action⁴	0,39	1,17

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

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. 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 2023 et 2022 :

Trois mois clos les 31 décembre	2023	2022
BAIIA ajusté ^{1, 4}	289	541
Provisions	(1)	20
Charge d'intérêts nette ²	(41)	(49)
Recouvrement (charge) d'impôt exigible	5	(29)
Profit (perte) de change réalisé(e)	9	(18)
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(15)	(12)
Autres éléments sans effet de trésorerie	(17)	6
Fonds provenant des activités d'exploitation^{3, 4}	229	459
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien ⁴	(74)	(67)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(1)	(1)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(12)	(12)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(19)	(61)
Paiements de principal sur les obligations locatives	(2)	(3)
Flux de trésorerie disponibles⁴	121	315

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 pour la période, déduction faite des produits d'intérêts.

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

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	2023	2022	2021
Dette à long terme à la fin de la période ¹	3 466	3 653	3 267
Déventures échangeables	344	339	335
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie ²	(345)	(1 118)	(947)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises et des actions privilégiées échangeables ³	671	671	671
Divers ⁴	(12)	(20)	(19)
Dette nette ajustée⁵	4 124	3 525	3 307
BAIIA ajusté⁶	1 632	1 634	1 286
Dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté (multiple)	2,5	2,2	2,6

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

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

3) À des fins de notation de crédit, les actions privilégiées échangeables sont considérées comme des capitaux propres assortis de paiements de dividendes. Aux fins comptables, ces actions sont comptabilisées en tant que dette assortie de charges d'intérêts dans les états financiers consolidés. Aux fins du calcul de ce ratio, nous considérons 50 % des actions privilégiées émises 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 2023, 2022 et 2021) et la juste valeur des instruments de couverture sur la dette (lesquels sont compris dans les actifs et passifs de gestion du risque aux états de la situation financière consolidés).

5) Les montants ne tiennent pas compte du financement donnant droit à des avantages fiscaux pour le parc éolien Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. La dette nette ajustée n'est pas définie et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS. La présentation de cet élément d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

6) Douze derniers mois.

Le capital de la Société est géré 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 2023 était plus élevé que celui au

31 décembre 2022, en raison de la hausse de la dette nette ajustée découlant d'une diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie attribuable à l'acquisition de TransAlta Renewables, en partie contrebalancée par les remboursements de la dette prévus et d'un encours moins élevé sur la facilité de crédit à la fin de 2023.

Perspectives pour 2024

Pour 2024, la Société s'attend à ce que le BAIIA ajusté se situe dans une fourchette de 1,15 milliard de dollars à 1,3 milliard de dollars et les flux de trésorerie disponibles, dans une fourchette de 450 millions de dollars à 600 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 au parc éolien Garden Plain et au parc solaire dans le nord

de la région de Goldfields, ainsi que de la remise en service complète du parc éolien Kent Hills au premier trimestre de 2024;

- Un apport provenant de l'expansion du réseau de transport de Mount Keith;
- Un apport provenant de la mise en service des projets de parcs éoliens White Rock et Horizon Hill qui est prévue au premier trimestre de 2024;

- Un apport provenant de l'acquisition de Heartland Generation dont la clôture est prévue en 2024;
- Un apport moins élevé du portefeuille existant d'actifs marchands hydroélectriques, éoliens et alimentés 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 prévue en 2024;
- Une charge d'impôt exigible plus élevée prévue en 2024, à moins que la croissance ne puisse aider à compenser en partie les effets de l'horizon fiscal de la Société;
- Une charge d'intérêts nette plus élevée en 2024 en raison de la baisse des produits d'intérêt générés sur les dépôts en espèces moins élevés et de 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 2024 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 2024	Cible mise à jour pour 2023	Résultats réels de 2023
BAILA ajusté ^{1, 2}	De 1 150 millions de dollars à 1 300 millions de dollars	De 1 700 millions de dollars à 1 800 millions de dollars	1 632 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles ^{1, 2}	De 450 millions de dollars à 600 millions de dollars	De 850 millions de dollars à 950 millions de dollars	890 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles par action	De 1,47 \$ à 1,96 \$	De 2,77 \$ à 3,10 \$	3,22 \$
Dividende	0,24 \$ par action sur une base annualisée	0,22 \$ par action sur une base annualisée	0,22 \$ par action sur une base annualisée

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

2) Au cours du deuxième trimestre de 2023, la Société a revu à la hausse les prévisions de 2023 relatives au BAILA ajusté et aux flux de trésorerie disponibles, compte tenu des solides résultats financiers obtenus au premier semestre de l'exercice et de nos attentes pour le reste de l'exercice.

Les perspectives de la Société pour 2024 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 2024

Marché	Hypothèses pour 2024	Cible mise à jour pour 2023	Résultats réels de 2023
Alberta – au comptant (\$/MWh)	De 75 \$ à 95 \$	De 150 \$ à 170 \$	134 \$
Mid-Columbia – au comptant (\$ US/MWh)	De 85 \$ US à 95 \$ US	De 90 \$ US à 110 \$ US	76 \$ US
AECO – prix du gaz (\$/GJ)	De 2,50 \$ à 3,00 \$	2,50 \$	2,54 \$

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 5 millions de dollars sur le BAILA ajusté pour 2024.

Autres hypothèses relatives aux perspectives pour 2024

Attentes pour 2024	
Marge brute du secteur Commercialisation de l'énergie	De 110 millions de dollars à 130 millions de dollars
Dépenses d'investissement de maintien	De 130 millions de dollars à 150 millions de dollars
Impôts au comptant du secteur Siège social	De 95 millions de dollars à 130 millions de dollars
Intérêts au comptant	De 240 millions de dollars à 260 millions de dollars

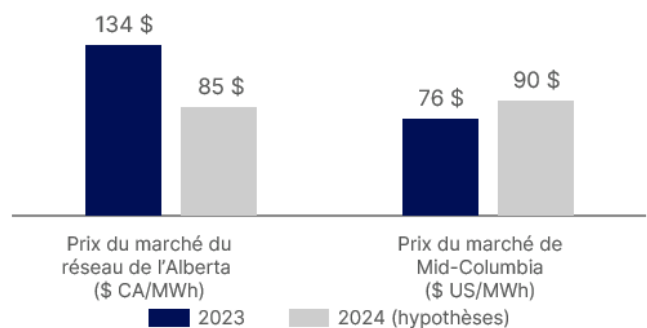
Couvertures en Alberta

Fourchette des hypothèses	2024
Production visée par des couvertures (GWh)	8 152
Prix couvert (\$/MWh)	85 \$
Volumes de gaz visés par des couvertures (GJ)	62 millions
Prix du gaz couverts (\$/GJ)	2,76 \$

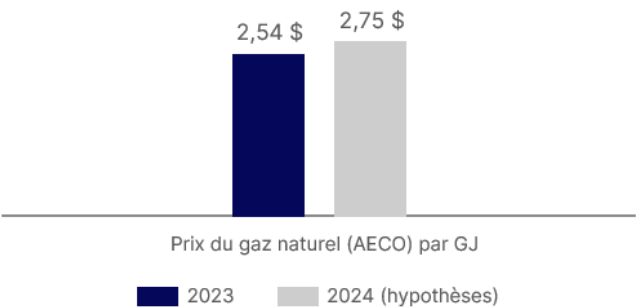
Prix du marché

Les graphiques qui suivent comprennent les prix de 2024 qui se fondent sur diverses hypothèses et qui pourraient changer.

Prix annuels moyens de l'électricité au comptant



Prix annuels moyens du gaz naturel (AECO)



En 2024, les prix de l'électricité au comptant en Alberta devraient diminuer par rapport à ceux de 2023 en raison de la normalisation prévue des conditions météorologiques et des ajouts attendus de nouvel approvisionnement en gaz naturel, en énergie éolienne et en énergie solaire. Les prix de l'électricité au comptant dans le Nord-Ouest Pacifique devraient augmenter en 2024, mais ils dépendront des conditions hydrologiques réelles pour la région au cours de l'exercice.

Les prix du gaz naturel de l'AECO devraient être comparables à ceux de 2023.

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 d'actifs alimentés au gaz et, de façon opportune, 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 2023	Dépenses prévues en 2024
Total des dépenses d'investissement de maintien (en millions)	174	De 130 à 150

La Société s'attend à ce que les dépenses d'investissement de maintien se situent dans une fourchette de 130 millions de dollars à 150 millions de dollars. Le point médian de la fourchette représente une diminution de 10 % par rapport au point médian des perspectives de 2023 dont la fourchette des dépenses d'investissement de maintien se situait entre 140 millions de dollars et 170 millions de dollars, et une diminution de 20 % par rapport aux dépenses d'investissement de maintien de 2023. Cette diminution s'explique par la baisse des dépenses d'investissement de maintien liées à des travaux d'entretien d'envergure planifiés dans les actifs alimentés au gaz et la baisse des coûts associés au déménagement des bureaux du siège social de la Société.

Situation de trésorerie et sources de financement

Nous prévoyons maintenir des liquidités disponibles adéquates sur nos facilités de crédit consenties. Au 31 décembre 2023, nous avons accès à des liquidités s'élevant à 1,7 milliard de dollars, dont 345 millions de dollars en trésorerie, déduction faite du découvert bancaire, 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 :

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 de la contrepartie qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale entre des intervenants du marché à la date d'évaluation. La juste valeur peut être établie au moyen du prix négocié pour des instruments dans un marché actif

auquel nous avons accès. En l'absence d'un marché actif, nous calculons les justes valeurs d'après des modèles d'évaluation ou par rapport à d'autres produits semblables dans les marchés actifs.

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

Établissement des niveaux et classements

La Société utilise les classements de niveaux I, II et III de la hiérarchie des justes valeurs. L'évaluation à la juste valeur d'un instrument financier est incluse dans un seul des trois niveaux, le calcul de celle-ci étant fondé sur les données d'entrée du niveau le plus bas qui sont importantes pour établir la juste valeur. Se reporter à la note 14 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 2023 a une incidence positive estimée totale de 92 millions de dollars (193 millions de dollars en 2022) et une incidence négative estimée totale de 116 millions de dollars (287 millions de dollars en 2022) 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 25 millions de dollars (25 millions de dollars

en 2022) sur la valeur comptable de néant au 31 décembre 2023 (néant au 31 décembre 2022). 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 2023.

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

Hydroélectricité

Au cours de l'exercice 2023, des évaluations internes ont révélé que la juste valeur diminuée des coûts de sortie de 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.

Énergie éolienne et énergie solaire

Au cours de l'exercice 2023, la Société a comptabilisé une reprise de dépréciation nette de 4 millions de dollars en raison de modifications apportées aux hypothèses sur les prix de l'électricité pour deux centrales éoliennes, ce qui a eu une incidence favorable sur les flux de trésorerie futurs estimatifs et entraîné l'exécution d'un test de recouvrabilité.

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 2023, 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 2023, 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 2023. 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 2023, 2022 et 2021.

Le calcul de la juste valeur des UGT ou du groupe d'UGT est appelé à changer d'une période à l'autre, car la direction doit poser des hypothèses sur les flux de trésorerie futurs, y compris des estimations fondées sur les prix convenus et les prix futurs d'après l'offre et la demande sur le marché dans la région où l'installation est exploitée, les niveaux de production prévus, les interruptions planifiées et non planifiées, les modifications apportées à la réglementation et la capacité ou les restrictions de transport pour la durée de vie résiduelle de l'installation.

Frais de mise en valeur de projets

Les frais de mise en valeur de projets englobent les frais externes, directs et différentiels nécessaires à la réalisation d'une acquisition ou d'un projet de construction.

Le caractère approprié de l'inscription à l'actif de ces coûts est évalué chaque période, et les montants inscrits à l'actif à l'égard de projets devenus improbables sont passés en charges.

Durée d'utilité des immobilisations corporelles

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

Changement dans l'estimation – Durée d'utilité

En 2023, la Société a ajusté la durée d'utilité de certains actifs dans le secteur Gaz afin de tenir compte des changements apportés en fonction des prévisions d'exploitation des actifs. Cet ajustement a entraîné une diminution de 92 millions de dollars de la dotation aux amortissements qui a été comptabilisée dans le compte de résultat consolidé 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 règlements fiscaux qui changent constamment, de façon à s'assurer de l'intégralité et de la présentation fiable des actifs et passifs d'impôt différé. L'utilisation d'interprétations et de traitements différents de nos estimations pourrait avoir des effets importants sur le montant comptabilisé au titre des actifs et des passifs d'impôt différé. Nos déclarations de revenus peuvent faire l'objet de vérifications par les autorités fiscales. Certaines vérifications pourraient entraîner une augmentation de notre passif fiscal, bien que nous estimions avoir une provision pour impôts sur le résultat suffisante, conformément aux IFRS, compte tenu de l'information dont nous disposons actuellement. Il n'est pas possible de savoir quelle sera l'issue des audits en cours ou de déterminer son incidence éventuelle sur les états financiers consolidés.

Avantages futurs du personnel

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

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

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

Obligations au titre des prestations définies

Le passif au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi et les coûts connexes inclus dans la charge de rémunération sont touchés par les estimations relatives aux modifications des principales hypothèses actuarielles, y compris les taux d'actualisation. Les obligations au titre des prestations définies ont augmenté de 5 millions de dollars pour s'établir à 155 millions de dollars au 31 décembre 2023, contre 150 millions de dollars au 31 décembre 2022. Une hausse de 1 % des taux d'actualisation aurait une incidence de 40 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.

Au cours de l'exercice 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, s'établissant 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.

Autres provisions

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

Classement des partenariats

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

Influence notable

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

Modifications comptables

Modifications comptables de la période considérée

Modifications de l'IAS 12 : Impôt différé rattaché à des actifs et des passifs issus d'une même transaction

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

Ces modifications sont en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2023 et ont été adoptées par la Société à cette date. Les méthodes comptables de la Société sont conformes aux modifications et aucune incidence financière n'a découlé de leur application.

Modifications de l'IAS 12 : Réforme fiscale internationale – Modèle de règles du Pilier 2

L'Organisation de coopération et de développement économiques (« OCDE ») a publié le modèle de règles du Pilier 2 en décembre 2021 pour faire en sorte que les grandes sociétés multinationales soient assujetties à un taux d'imposition minimal de 15 %. En mai 2023, l'IASB a publié des modifications à l'IAS 12, *Impôts sur le résultat*, octroyant aux sociétés un allègement immédiat temporaire concernant la comptabilisation de l'impôt différé prévue par la réforme fiscale internationale proposée par l'OCDE. Les modifications précisent que l'IAS 12 s'applique aux impôts sur le résultat qui découlent d'une loi fiscale adoptée ou quasi adoptée dans le but de mettre en œuvre le modèle de règles du Pilier 2 publié par l'OCDE. Les règles du Pilier 2 ne sont considérées comme adoptées ou comme quasi adoptées dans aucun des territoires dans lesquels la Société exerce ses activités, et ne sont donc pas reflétées dans nos provisions d'impôt au 31 décembre 2023.

Modifications comptables futures

Modifications à l'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 l'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 l'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 entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2024 et doivent être appliquées rétrospectivement. Le 1^{er} janvier 2024, la Société reclassera les titres échangeables de passifs non courants aux passifs courants, car l'option de conversion peut être exercée en tout temps après le 1^{er} janvier 2025, même s'il n'y a aucune obligation de remettre des équivalents de trésorerie et le porteur ne peut exiger de remboursement. Cette méthode comptable est conforme à la modification.

Questions environnementales, sociales et de gouvernance

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

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

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

Présentation d'information sur nos facteurs de développement durable importants

TransAlta publie des rapports sur le développement durable depuis 1994. Le contenu lié aux questions ESG de la Société est intégré au présent rapport de gestion afin de fournir de l'information sur la façon dont les questions ESG influent sur nos activités (y compris les principaux domaines d'intérêt) et s'inspire des principaux cadres de présentation de l'information sur les questions ESG. Nous appliquons les lignes directrices du conseil des normes internationales d'information sur la durabilité (International Sustainability Standards Board) de l'International Financial Reporting Standards («IFRS») Foundation, de l'International 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 restons au fait de l'évolution des obligations d'information liées au développement durable et aux changements climatiques afin d'évaluer l'information qui sera communiquée dans les prochains rapports, notamment le projet de règles relatives aux informations à fournir en lien avec les changements climatiques des Autorités canadiennes en valeurs mobilières, de la Securities and Exchange Commission des États-Unis et du gouvernement australien.

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. Les données liées aux changements climatiques à présenter sont fondées sur l'IFRS S2, *Informations à fournir en lien avec les changements climatiques*, mise en œuvre en 2023, conformément aux recommandations du Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques («GIFCC»). En 2024, TransAlta continuera de mettre l'accent sur le respect des exigences de l'IFRS S2. Par conséquent, nous ne prévoyons plus répondre aux questionnaires sur les changements climatiques du CDP (le réseau mondial d'information sur les conséquences environnementales, anciennement appelé Carbon Disclosure Project). Nous continuerons de surveiller ses futures lignes directrices afin de favoriser l'amélioration continue de notre communication volontaire d'informations sur les changements climatiques.

En 2023, nous avons examiné et mis à jour les mesures prises par la direction à l'égard des analyses de scénarios liés aux changements climatiques que nous avons réalisées en 2021 afin de nous conformer davantage aux deux cadres internationaux sur le développement durable. Nous avons 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 et 2 suivent les normes de comptabilité et de présentation de l'information du Protocole des GES. Nous continuons d'améliorer les informations sur nos émissions de portée 3 qui seront présentées dans les prochains rapports conformément au Protocole des GES. Se reporter à la rubrique «Décarbonation de notre combinaison énergétique» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur la gestion des changements climatiques et les constatations tirées de notre analyse de scénarios.

Les informations fournies à l'égard des facteurs de développement durable les plus pertinents sont demeurées inchangées en 2023 et se fondent sur notre appréciation de l'importance relative du développement durable. En 2022, nous avons mis à jour notre appréciation de l'importance relative, qui repose sur une évaluation des recherches propres aux secteurs clés sur les questions importantes et

s'appuie sur un engagement interne et externe à l'égard des principales questions de développement durable. Notre programme de gestion des risques d'entreprise est conçu pour aider 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 jugeons un facteur de durabilité comme étant important s'il peut avoir une influence significative sur notre capacité à créer de la valeur.

En outre, nous avons examiné les 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.

Accélération de la transformation de nos activités dans le but d'atteindre la carboneutralité d'ici 2045

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

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

Selon vous, quel rôle la production de gaz naturel peut-elle jouer dans une transition énergétique réussie?

«Nous croyons que trois facteurs doivent être équilibrés pour assurer une transition énergétique réussie : la fiabilité, la décarbonation et l'abordabilité. Nous continuons de croire que la production alimentée au gaz facilitera la transition énergétique en assurant la fiabilité du réseau électrique. À l'heure actuelle, notre portefeuille de centrales alimentées au gaz, qui sera renforcé à la clôture de l'acquisition de Heartland Generation, comprend la production de pointe et la production de base, qui sous-tendent les besoins de fiabilité du réseau, ainsi que les centrales de cogénération, qui desservent les clients essentiels aux secteurs industriels de nos trois marchés principaux. Nous travaillons également en étroite collaboration avec nos clients industriels pour soutenir leurs objectifs de décarbonation. Par exemple, nous avons récemment mis en service le projet d'énergie solaire et de stockage par batteries dans le nord de la région de Goldfields en Australie-Occidentale pour BHP Nickel West, qui devrait réduire les émissions de GES de portée 2 de BHP.»

Après la clôture de l'acquisition de Heartland Generation, TransAlta sera-t-elle en mesure d'atteindre son objectif de décarbonation pour 2026?

«Notre engagement en faveur de la décarbonation demeure le même. L'objectif de TransAlta de réduire de 75 % les émissions de GES de portée 1 et 2 d'ici 2026 est estimé

conforme à l'objectif de l'Accord de Paris consistant à limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C et est fondé sur nos émissions de GES de portée 1 et 2 de 2015 de 32,2 millions de tonnes d'éq. CO₂. L'acquisition du portefeuille de Heartland Generation est conforme à notre engagement en faveur de la décarbonation. Nous recalculerons notre niveau de référence des émissions de 2015 afin d'inclure les émissions de Heartland Generation et prévoyons que cette transaction nous permettra de continuer de réduire nos émissions à court terme et d'atteindre la carboneutralité d'ici 2045.

Nous demeurons engagés à investir dans des mesures d'atténuation des changements climatiques afin de maximiser la valeur pour nos actionnaires, nos clients, les collectivités locales et l'environnement».

Pour de plus amples renseignements, se reporter à «Changements climatiques : mesures et cibles» sous la rubrique «Décarbonation de notre combinaison énergétique» du présent rapport de gestion.

TransAlta a adopté une cible visant la carboneutralité d'ici 2045. De quelle façon la Société y arrivera-t-elle?

«Notre cible de carboneutralité témoigne de notre stratégie de croissance. Nous utilisons les flux de trésorerie provenant des anciens actifs de production d'énergie thermique pour financer notre transition vers un portefeuille d'actifs de production axé sur les énergies renouvelables et le stockage en créant des solutions d'électricité pour nos clients industriels et commerciaux. En 2023, nous avons révisé notre plan de croissance de l'électricité propre qui vise à faire croître le portefeuille d'actifs de production de la Société de 1,75 GW supplémentaire – avec des dépenses d'investissement d'environ 3,5 milliards de dollars – et à augmenter notre filière de projets de développement à 10 GW, chacun devant être réalisé d'ici 2028. D'ici 2028, nos investissements seront axés sur les actifs d'énergie renouvelable et de stockage, la production réactive et flexible pour assurer la fiabilité, et la proposition de nouvelles solutions technologiques.»

Performance en matière de développement durable de 2023

En 2023, la performance de TransAlta en matière de sécurité a été une réussite marquante dans ses mesures de la performance sociale. Le taux de fréquence totale des rapports de sécurité et le taux de fréquence totale des accidents enregistrables ont dépassé nos cibles de performance.

La performance par rapport à nos cibles de développement durable de 2023 est décrite 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	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 21,3 MT d'éq. CO ₂ ou 66 %.
	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 ³	<i>En voie de réalisation</i>	Nous avons effectué une évaluation préalable de 80 % des émissions de portée 3 de TransAlta afin de nous préparer à la mission d'assurance limitée 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</i>	En 2023, le total de nos émissions atmosphériques est demeuré similaire aux niveaux de 2022. 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.
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 40 % 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>	La consommation d'eau a augmenté pour atteindre 30 millions m ³ en 2023, principalement en raison de la hausse de la production par rapport à l'exercice précédent. 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.

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>En voie de réalisation</i>	L'évaluation des risques et possibilités liés à la nature est en cours.
	Aucun incident lié à la biodiversité ⁴	<i>Atteint</i>	Nous n'avons recensé aucun incident lié à la biodiversité.

- 1) TransAlta ne prévoit pas utiliser ses crédits carbone pour atteindre son objectif de réduction des émissions de GES d'ici 2026.
- 2) 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 «Décarbonation de notre combinaison énergétique» du présent rapport de gestion.
- 3) Pour calculer les émissions de GES de portée 3 de TransAlta, nous nous appuyons sur les données de tiers qui sont accessibles uniquement après le premier trimestre de chaque exercice. Par conséquent, cette cible se rapporte à la présentation en 2025 de l'information sur les émissions de GES de portée 3 de 2023, à la suite de la vérification des données par des tiers fournisseurs indépendants en 2024.
- 4) Il s'agit d'incidents liés à la biodiversité qui ont affecté 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	<i>Atteint</i>	Nous avons obtenu un taux de fréquence totale des accidents enregistrables de 0,30 comparativement à 0,39 en 2022. Notre excellente performance en matière de sécurité est attribuable à nos efforts pour renforcer notre culture de la sécurité, réduire les dangers, évaluer et améliorer la tolérance au risque et normaliser les informations et la technologie en matière de collecte de données.
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>En voie de réalisation</i>	En moyenne, 78 % de nos dépenses en 2022 et en 2023 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>Atteint</i>	Le soutien a représenté une valeur totale de 453 000 \$, ou 14 % du total des investissements de TransAlta dans les collectivités.
	Formation de sensibilisation à la culture autochtone offerte à tous les employés de TransAlta d'ici la fin de 2023	<i>Atteint</i>	Nous avons offert à tous les employés canadiens, australiens et américains une formation sur la sensibilisation aux questions autochtones.

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 2023, les femmes représentaient 46 % de la composition du conseil comparativement à 36 % en 2022 ¹ .
	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 2023, les femmes représentaient 27 % de l'ensemble de nos employés, soit une augmentation par rapport à 26 % en 2022.
	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 97 %. 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>Atteint</i>	MSCI a rehaussé la note au regard des questions ESG de TransAlta, la faisant passer de «A» à «AA». Le rehaussement reflète la forte croissance de la Société en matière d'énergie renouvelable par rapport à ses pairs. Nous avons également reçu le prix du meilleur rapport ESG (sociétés à moyenne capitalisation) décerné par <i>IR Magazine Canada</i> . En 2023, TransAlta a présenté certaines des informations les plus exhaustives parmi celles des sociétés de services publics ayant fait l'objet de la première évaluation de l'Indice de référence net zéro d'Engagement climatique Canada, qui permet d'évaluer les progrès réalisés par les sociétés émettrices pour s'aligner sur les objectifs de l'Accord de Paris.

1) La composition du conseil comprend tous les administrateurs indépendants et non indépendants.

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	<i>En voie de réalisation</i>	Au 31 décembre 2020, nous avons mis hors service une unité de 670 MW de 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. La centrale de Centralia restante aux États-Unis devrait être mise hors service 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	<i>En voie de réalisation</i>	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 (300 MW) et le projet Horizon Hill (200 MW). Nous avons également fait l'acquisition de TransAlta Renewables (1,2 GW) en 2023 et des parcs solaires en Caroline du Nord (122 MW) en 2021. En 2023, notre plan de croissance de l'électricité propre a été mis à jour conformément à nos priorités. D'ici 2028, le plan permettra à la Société de faire croître son portefeuille d'énergies renouvelables de 1,75 GW et de faire passer son portefeuille de croissance à 10 GW.

Cibles de développement durable pour 2024 et au-delà

Nos cibles de développement durable pour 2024 et au-delà soutiennent le succès de notre entreprise de sorte que la Société maintiendra sa position de leader en matière de questions ESG dans l'avenir. Les objectifs et les cibles sont fixés pour accroître notre performance ESG et gérer les enjeux importants actuels et émergents liés au développement durable conformément aux objectifs de développement durable des Nations Unies («ODD des Nations Unies») et au référentiel Future-Fit Business, qui définit également des objectifs de développement durable pour les entreprises. TransAlta est engagée à décarboner sa production d'énergie et à accélérer la croissance de la production d'énergie propre. Nous sommes convaincus que nous pouvons avoir une plus grande incidence positive relativement à l'ODD 7, *Énergie propre et d'un coût abordable*, et à l'ODD 13, *Mesures relatives à la lutte contre les changements climatiques*, des Nations Unies, tout en appuyant sept autres ODD.

Nos cibles de développement durable pour 2024 et au-delà reflètent la modification progressive des cibles de développement durable établies en 2023. Plus

particulièrement, TransAlta a mis à jour deux cibles de développement durable dans les domaines de la sécurité et de la sensibilisation à la culture autochtone, tout en maintenant ses cibles liées aux changements climatiques visant à atteindre la carboneutralité pour l'ensemble des émissions de GES de portée 1 et 2 de TransAlta d'ici 2045 et 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. 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.

En 2024, nous continuerons d'examiner la possibilité d'établir de nouvelles cibles environnementales relatives aux émissions de GES, aux émissions atmosphériques et à la consommation d'eau conformément à notre engagement d'améliorer continuellement notre performance environnementale.

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

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 celles de l'année de référence 2015¹ D'ici 2045, atteinte de la carboneutralité pour l'ensemble des émissions de GES de portée 1 et 2 de TransAlta² D'ici 2024, suivi et déclaration de 80 % des émissions de portée 3 de TransAlta³	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 2026, réduction de 95 % des émissions de SO ₂ et de 80 % des émissions de NO _x par rapport aux niveaux de 2005	Objectif 9.4 des ODD des Nations Unies : «D'ici 2030, améliorer les infrastructures, promouvoir une industrialisation durable grâce à une utilisation plus efficace des ressources et à une plus grande adoption de technologies et de procédés industriels propres et respectueux de l'environnement.»
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 responsable de l'eau	D'ici 2026, réduction de 20 millions m ³ ou 40 % de la consommation d'eau (prélèvements moins déversements) par rapport au niveau de référence de 2015 à l'échelle des centrales	Objectif 6.4 des ODD des Nations Unies : «D'ici 2030, faire en sorte que les ressources en eau soient utilisées beaucoup plus efficacement dans tous les secteurs et garantir la viabilité des prélèvements et de l'approvisionnement en eau douce afin de remédier à la pénurie d'eau et de réduire nettement le nombre de personnes qui manquent d'eau.»
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 Aucun incident lié à la biodiversité⁴	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.»

1) TransAlta ne prévoit pas utiliser ses crédits carbone pour atteindre son objectif de réduction des émissions de GES d'ici 2026.

2) 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 «Décarbonation de notre combinaison énergétique» du présent rapport de gestion.

3) Pour calculer les émissions de GES de portée 3 de TransAlta, nous nous appuyons sur les données de tiers qui sont accessibles uniquement après le premier trimestre de chaque exercice. Par conséquent, cette cible se rapporte à la présentation en 2025 de l'information sur les émissions de GES de portée 3 de 2023, à la suite de la vérification des données par des tiers fournisseurs indépendants en 2024.

4) Il s'agit d'incidents liés à la biodiversité qui ont affecté 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 0,32, 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.»
Intégration des considérations en matière de développement durable dans la chaîne d'approvisionnement	D'ici 2024, 80 % de nos dépenses seront faites auprès de fournisseurs ayant une politique de développement durable ou s'étant engagés à soutenir le développement durable	Objectif 12.7 des ODD des Nations Unies : «Promouvoir des pratiques durables dans le cadre de la passation des marchés publics, conformément aux politiques et priorités nationales.»
Soutien pour des communautés autochtones prospères	Accès équitable à tous les niveaux du système d'éducation pour les jeunes et les Autochtones grâce à un soutien financier et à des possibilités d'emploi	Objectif 4.5 des ODD des Nations Unies : «D'ici 2030, éliminer les inégalités entre les sexes dans le domaine de l'éducation et assurer l'égalité d'accès des personnes vulnérables, y compris les personnes handicapées, les Autochtones et les enfants en situation vulnérable, à tous les niveaux d'enseignement et de formation professionnelle.»
	Formation de sensibilisation à la culture autochtone offerte 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	
Leadership en matière de présentation d'informations sur les questions ESG dans l'information financière	Maintien de notre position de leader en matière de présentation annuelle de l'information intégrée sur les questions ESG grâce à un meilleur alignement sur les principaux cadres de présentation d'informations sur le développement durable	Objectif 12.6 des ODD des Nations Unies : «Encourager les entreprises, en particulier les grandes entreprises et les entreprises transnationales, à adopter des pratiques durables et à intégrer des informations sur le développement durable dans leur cycle de présentation de l'information.»

Objectifs ESG : Questions environnementales et sociales

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

Décarbonation de notre combinaison énergétique

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

Nous reconnaissons l'incidence des changements climatiques sur la société et nos activités à l'heure actuelle et dans l'avenir. Notre cheminement à l'égard de l'énergie renouvelable est né il y a 112 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, soit 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 57 installations d'énergie renouvelable au Canada, aux États-Unis et en Australie.

Depuis 2018, notre rapport sur la gestion des changements climatiques est fondé sur les recommandations du GIFCC. En 2023, nous avons adopté les lignes directrices de l'IFRS S2, qui sont fondées sur les recommandations du GIFCC et les mesures sectorielles liées aux changements climatiques découlant des normes du SASB. L'IFRS S2 et le GIFCC permettent d'éclairer la discussion et de fournir un contexte sur la manière dont les changements climatiques influent sur nos activités.

Stratégie et gestion du risque

Stratégie en matière de changements climatiques

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

TransAlta reste engagée à tracer une voie de la résilience dans un monde de décarbonation afin d'appuyer les objectifs adoptés en vertu de l'Accord de Paris et ceux qui ont été adoptés lors des réunions internationales sur le climat qui ont suivi. Notre stratégie est axée sur l'exploitation de nos actifs existants (éoliens, hydroélectriques, solaires, alimentés au gaz naturel, de stockage par batteries et de transition énergétique [charbon]), l'élimination progressive de la production d'électricité à partir du charbon et la mise en valeur de projets d'énergie renouvelable et de stockage d'énergie. Nos clients intègrent de plus en plus les risques liés aux questions ESG dans leur prise de décisions d'affaires; par conséquent, nous croyons qu'il est avantageux de faire croître nos activités de production d'énergie renouvelable pour soutenir les objectifs de développement durable de nos clients. Notre portefeuille d'actifs de production d'énergie renouvelable illustre bien notre investissement et notre progression en matière d'énergie renouvelable. De 2000 à 2023, nous avons fait passer notre capacité nominale provenant des énergies renouvelables d'environ 900 MW à plus de 2 900 MW. Aujourd'hui, notre portefeuille diversifié

d'énergies renouvelables fait de nous l'un des plus grands producteurs d'énergies renouvelables en Amérique du Nord et d'énergie éolienne au Canada et le plus grand producteur d'hydroélectricité en Alberta.

Nous contribuons également aux objectifs de développement durable de nos clients par l'intermédiaire du marché des attributs environnementaux. Les attributs environnementaux que nous générons comprennent les crédits compensatoires de carbone, les crédits d'énergie renouvelable et les crédits compensatoires d'émissions. Nos clients peuvent utiliser les attributs environnementaux pour réduire les coûts de conformité liés aux politiques sur le carbone ou aux normes en matière de portefeuilles d'énergies renouvelables. En outre, les attributs environnementaux peuvent aider à atteindre les objectifs volontaires de développement durable ou de réduction du carbone des entreprises. Pour contrer les difficultés liées à l'intermittence de l'énergie renouvelable, nous continuons d'investir dans le stockage par batteries et évaluons le rôle que peut jouer le gaz naturel pour assurer une fiabilité et une flexibilité accrues.

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 et devraient réduire de 12 % les émissions de GES de portée 2 de BHP dans les activités d'exploitation de Nickel West. En 2022, TransAlta a conclu un contrat pour l'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith. L'expansion est en cours et devrait être achevée au premier trimestre de 2024. En 2023, la filière aux premiers stades de développement de TransAlta comprenait plus de 1 GW provenant de quatre projets de stockage d'énergie au Canada.

Pour faciliter notre propre cheminement en vue de renforcer notre résilience climatique, nous avons pris d'importantes mesures pour réduire notre empreinte carbone au cours des dernières années. En 2021, nous avons adopté une cible liée aux changements climatiques plus rigoureuse visant à réduire de 75 % nos émissions de GES de portée 1 et 2 d'ici 2026 par rapport à 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 ambitieuse est conforme à la *Loi sur la responsabilité en matière de carboneutralité* visant l'atteinte de zéro émission nette d'ici 2050.

Nous prenons également des mesures stratégiques à l'égard de la décarbonation du secteur de l'énergie et pour appuyer la transition énergétique. En 2021, nous nous sommes fixé des objectifs clairs dans le cadre du plan de croissance de l'électricité propre. Depuis 2021, la Société a ajouté 800 MW de nouvelle capacité et a fait l'acquisition de TransAlta Renewables (1,2 GW) et des parcs solaires en Caroline du Nord (122 MW). En 2023, notre plan de croissance de l'électricité propre a été mis à jour conformément à nos priorités. D'ici 2028, le plan permettra à la Société de faire croître son portefeuille d'énergies renouvelables de 1,75 GW et de faire passer son portefeuille de croissance à 10 GW. En 2025, nous mettrons hors service notre dernière unité alimentée au charbon aux États-Unis, marquant ainsi l'abandon de la production d'électricité à partir du charbon de TransAlta.

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

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

changements climatiques afin de maximiser la valeur pour nos actionnaires, nos clients, les collectivités locales et l'environnement.

Plan de transition climatique

Un plan de transition climatique présente les mesures qu'une entreprise prévoit prendre pour réduire les risques et accroître les possibilités en lien avec les changements climatiques, conformément à l'IFRS S2 et aux recommandations du GIFCC. En 2023, TransAlta a revu et mis à jour son plan de transition climatique, qui expose son approche pour la réduction des émissions opérationnelles et des émissions liées à la chaîne de valeur, afin que ses activités d'exploitation soient carboneutres d'ici 2045. De plus, notre plan de transition climatique comprend des mesures en matière de finance durable et des mesures de transition inclusives qui cadrent avec l'engagement de TransAlta à l'égard de la transition vers une économie à faible émission de carbone. Pour de plus amples renseignements, se reporter à «Finance durable» sous la rubrique «Décarbonation de notre combinaison énergétique» et à «Transition inclusive» sous la rubrique «Dialoguer avec nos parties prenantes pour bâtir des relations positives» du présent rapport de gestion.

Notre plan de transition climatique présente les mesures que TransAlta a prises par le passé ainsi que les mesures qu'elle prévoit prendre à court terme (de 2024 à 2025) et à moyen ou long terme (à compter de 2026). Pour chacune de ces mesures, nous avons évalué notre capacité à contrôler (C) les résultats escomptés, à établir un partenariat (P) avec des parties prenantes afin d'atteindre les résultats ou à influencer (I) les résultats afin que nous puissions atteindre nos objectifs de décarbonation.

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

Exercer des activités d'exploitation carboneutres d'ici 2045

	Mesures passées	Mesures à court terme (2024-2025)	Mesures à moyen ou long terme (à compter de 2026)
Hydroélectricité	Nous sommes devenus le plus grand producteur d'hydro-électricité en Alberta. (C)	Faire progresser l'avancement des projets éoliens et solaires aux premiers stades de développement d'une capacité de 1 500 MW dans tous les territoires (C)	Fournir une capacité d'électricité propre supplémentaire de 1,75 GW d'ici 2028 (C)
Énergie éolienne et énergie solaire	De 2000 à 2023, nous avons augmenté notre capacité nominale provenant des énergies renouvelables d'environ 2 000 MW. (C)	Achever le développement et commencer la construction du projet de parc éolien de 100 MW au Canada (C)	Déployer un capital de croissance d'environ 3,5 milliards de dollars d'ici 2028 (C) Faire passer notre portefeuille de croissance à 10 GW d'ici 2028 en mettant l'accent sur les énergies renouvelables et les solutions de stockage (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. (C)	Achever le développement et commencer la construction des centrales de stockage par batteries d'une capacité allant jusqu'à 180 MW au Canada (C) Évaluer et déployer le stockage par batteries de pair avec les centrales d'énergie renouvelable, s'il y a lieu (C)	
Gaz naturel	En 2021, la Société a achevé ses conversions du charbon au gaz au Canada. (C) Depuis 2018, la Société a converti une capacité de 1 659 MW du charbon au gaz naturel. (C)	Exploiter des unités à cycle simple, à cycle combiné et des centrales de cogénération au Canada, aux États-Unis et en Australie (C) Évaluer le déploiement de solutions fondées sur la nature ou de solutions techniques afin de neutraliser la production soutenue alimentée au gaz, s'il y a lieu (C) Évaluer l'utilisation d'énergie renouvelable et de gaz naturel à faible émission de carbone (C)	Neutraliser les émissions résiduelles découlant de la production alimentée au gaz grâce au recours à d'autres combustibles, à de nouvelles technologies ou à des solutions fondées sur la nature (C)

Exercer des activités d'exploitation carboneutres d'ici 2045 (suite)

	Mesures passées	Mesures à court terme (2024-2025)	Mesures à moyen ou long terme (à compter de 2026)
Technologies et solutions émergentes en matière de réduction des émissions	Nous avons commencé à explorer de nouvelles technologies, telles que le stockage, l'hydrogène et le captage du carbone. (P) En 2023, 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) En 2023, la Société a conclu un partenariat avec des entreprises chefs de file à l'échelle mondiale 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)	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)
Transition énergétique (charbon)	Nous avons retiré une capacité de production à partir du charbon de 4 664 MW depuis 2018, notamment en mettant fin à la production au charbon au Canada en 2021. (C)	Poursuivre les travaux de remise en état de nos mines de charbon (C) Contribuer à l'économie circulaire grâce à la réutilisation des déchets miniers ou à la vente de sous-produits miniers (C)	Abandonner la production alimentée au charbon d'ici 2026 (C) Achever la remise en état complète dans l'État de Washington d'ici 2040 et en Alberta d'ici 2046 (C)

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

Exercer des activités d'exploitation carboneutres d'ici 2045 (suite)

	Mesures passées	Mesures à court terme (2024-2025)	Mesures à moyen ou long terme (à compter de 2026)
Chaîne d'approvisionnement	Nous avons amélioré la fonction de gestion des fournisseurs dans le système d'approvisionnement de l'entreprise. (C)	Établir des critères ESG applicables à la chaîne d'approvisionnement (C) Comprendre le profil des fournisseurs directs 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) 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 présenté des informations sur un éventail d'émissions de GES de portée 3 à l'échelle de la Société. (C)	Mettre à jour la méthode de présentation des informations sur les émissions de GES de portée 3 (C) Surveiller et présenter 80 % de nos émissions totales 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 à l'échelle de la Société. (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)

Exercer des activités d'exploitation carboneutres d'ici 2045 (suite)

Transition inclusive	Mesures passées	Mesures à court terme (2024-2025)	Mesures à moyen ou long terme (à compter de 2026)
	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 afin de favoriser un plus grand sentiment d'appartenance pour tous les employés. (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) En 2023, nous avons mis sur pied deux groupes de ressources pour les employés. (C) En 2023, nous avons offert à tous les employés une formation de sensibilisation à la culture autochtone. (C) En 2015, nous avons annoncé un investissement de 55 millions de dollars américains sur 10 ans pour soutenir l'efficacité énergétique, le développement économique et communautaire, ainsi que les initiatives en matière d'éducation et de recyclage dans l'État de Washington. (P) En 2016, nous avons convenu d'investir dans les collectivités qui subissent les répercussions de l'abandon progressif de la production à partir du charbon en Alberta. (P)	Augmenter le nombre de groupes de ressources offerts aux employés (C) Apporter des changements structurels aux environnements de travail afin de les rendre inclusifs (C) Offrir des possibilités de formation et de sensibilisation sur l'équité, la diversité et l'inclusion ainsi que des campagnes de célébration à longueur d'année (C) Poursuivre l'investissement d'un montant pouvant aller jusqu'à 55 millions de dollars américains d'ici 2025 pour soutenir la transition énergétique dans les collectivités de l'État de Washington (P) Poursuivre l'investissement dans les collectivités qui subissent les répercussions de l'abandon progressif de la production à partir du charbon en Alberta (P) 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)	Améliorer 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 féminine 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 nos activités et favorisons la croissance des collectivités (P)

Gouvernance en matière de changements climatiques

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

Surveillance exercée par le conseil d'administration

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

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

Le CAFR et le CPI jouent également un rôle dans la gestion des risques et des possibilités liés aux changements climatiques de TransAlta. Le CAFR aide le conseil à surveiller l'intégrité de nos états financiers consolidés et 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. Par conséquent, les dépenses d'investissement, les acquisitions et les budgets liés aux changements climatiques sont examinés par le CAFR et le CPI au cas par cas.

Le conseil examine et met à jour chaque année la stratégie de la Société. En 2023, 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 ESG 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 2023, trois des treize 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 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 des membres du conseil sur les enjeux liés aux changements climatiques comprennent la connaissance des pratiques en matière de responsabilité d'entreprise et des éléments constitutifs des pratiques de développement durable, y compris en matière de 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 et à s'aligner 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. 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.

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

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

Scénarios climatiques

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

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

Selon le SDS, les objectifs en vertu de l'Accord de Paris (2015) sont atteints, ce qui permettrait de parvenir à zéro émission

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

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

En 2023, nous avons examiné les constatations issues de l'analyse de scénarios climatiques et mis à jour les mesures prises par la direction en conséquence.

Principales constatations issues de l'analyse de scénarios climatiques

Au moyen des scénarios climatiques, nous avons analysé la résilience de nos activités et défini des risques et des possibilités propres à nos actifs. Les trois scénarios présentent des possibilités de croissance pour TransAlta en ce qui a trait aux énergies renouvelables, aux solutions de stockage et aux services auxiliaires. L'analyse de scénarios a

démonstré que nos actifs de production éolienne et solaire présentent les meilleures perspectives de croissance, ce qui cadre avec notre stratégie de croissance. Dans tous les scénarios, les actifs hydroélectriques demeurent précieux puisqu'ils offrent des possibilités d'expansion afin d'inclure des services de stockage.

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

Principaux risques liés aux changements climatiques identifiés par scénario

	Intensification de la concurrence	Diminution de la demande d'électricité au gaz naturel	Augmentation des coûts opérationnels
Description	Les subventions ou les fonds prévus pour la transition vers l'énergie propre augmentent alors que les gouvernements visent à accroître la capacité installée d'énergie renouvelable pour répondre à la demande croissante d'électricité et compenser la fermeture des centrales à forte émission de carbone. Au Canada, d'importants investissements pour la décarbonation du réseau devraient affluer en Alberta, comme la plupart des autres marchés provinciaux sont fortement réglementés ou sont déjà à faible émission de carbone. Cela mènera à l'intensification de la concurrence dans le marché de la production marchande, entraînant une grande partie du portefeuille d'actifs de production à faire fréquemment des offres à valeur nulle, ce qui se traduira par une diminution du prix moyen de l'électricité répartie. 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 actifs de gaz naturel seront utilisés pour la production de base. Par conséquent, les actifs de gaz naturel peuvent encore jouer un rôle pour assurer une transition énergétique harmonieuse et efficace. Il faut optimiser les actifs de gaz naturel et évaluer avec prudence les investissements supplémentaires pour tenir compte du rythme de décarbonation et du risque qui découle de la baisse de la demande d'électricité au gaz naturel.	La tarification du carbone fait augmenter le coût des activités gazières. L'imposition de réductions supplémentaires des émissions pourrait contraindre les dernières centrales à investir dans des technologies comme le CUSC, augmentant encore davantage les coûts opérationnels des centrales alimentées au gaz naturel. Les actifs de gaz naturel aux États-Unis et en Australie sont exposés à moins de risques que les actifs en Alberta, car ils sont visés par des contrats et peuvent facturer des coûts liés au carbone à leurs clients. La surveillance actuelle et anticipée de la tarification régionale du carbone est nécessaire pour planifier et évaluer les augmentations des coûts opérationnels et les répercussions sur les nouveaux projets et investissements.

	Intensification de la concurrence	Diminution de la demande d'électricité au gaz naturel	Augmentation des coûts opérationnels
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 actifs de 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. CO ₂ d'ici 2040 dans toutes nos régions d'exploitation (économies développées dans les scénarios de l'AIE) et à la diminution de la capacité opérationnelle devrait avoir une incidence sur les profits tirés de nos actifs de gaz naturel.
SDS	Une diminution des subventions et des fonds est prévue dans ce scénario comparativement au NZE. Toutefois, les coûts liés à l'énergie renouvelable diminueront tout de même d'environ 10 % pour l'énergie éolienne et de 55 % pour l'énergie solaire à l'horizon 2040 par rapport aux niveaux de 2019. Cette diminution, de pair avec un certain niveau de subventions, entraînera l'intensification de la concurrence et une baisse potentielle des tarifs de l'électricité, ce qui devrait avoir une incidence sur nos profits.	La production d'électricité au gaz naturel diminue de plus de 50 % en Amérique du Nord, mais demeure stable en Australie à l'horizon 2040 par rapport aux niveaux de 2019. La demande pour l'électricité produite à partir du gaz naturel devrait diminuer plus lentement que dans le scénario NZE. Cette diminution pourrait avoir une incidence sur nos actifs de gaz naturel si aucune mesure n'est mise en œuvre par la direction.	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. CO ₂ d'ici 2040 dans toutes nos régions d'exploitation. Cette hausse pourrait avoir une incidence sur la capacité opérationnelle et les profits de nos actifs de gaz naturel, selon les dispositions de facturation des coûts liés au carbone aux clients prévues dans nos contrats.
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 influencer sur nos actifs de gaz naturel.	Ce scénario ne prévoit pas une forte augmentation des coûts opérationnels puisque seul le Canada prévoit une tarification du carbone en 2040.

	Intensification de la concurrence	Diminution de la demande d'électricité au gaz naturel	Augmentation des coûts opérationnels
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 avons recours à des couvertures et à des CAÉ pour stabiliser la tarification et planifions générer une croissance de l'énergie propre dans les régions où nous exerçons nos activités. Se reporter aux rubriques «Stratégie en matière de changements climatiques» et «Gestion des risques et des possibilités liés aux changements climatiques» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur notre stratégie et notre gestion des risques.	Nous optimisons les actifs de gaz naturel pour maximiser la valeur et les flux de trésorerie afin d'appuyer la croissance dans les énergies renouvelables et le stockage d'énergie. L'intensité en CO₂ de nos unités converties au gaz naturel est inférieure d'environ 57 % à celle des unités alimentées au charbon. Le fait de convertir les centrales alimentées au charbon plutôt que de les mettre hors service permet de réduire les coûts et les émissions associés aux nouvelles constructions et s'aligne sur les ODD des Nations Unies, en particulier l'objectif 9, <i>Industrie, innovation et infrastructures</i>. En parallèle, nous continuons de faire croître notre portefeuille d'énergies renouvelables. D'ici la fin de 2025, nous parviendrons à une production composée en totalité d'énergies renouvelables et de gaz naturel.	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 66 %. 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 prévoyons atteindre la carboneutralité d'ici 2045. En outre, les fonctions du siège social établissent des tarifs au titre du carbone pour chaque région. Les tarifs actuels et prévus sont utilisés comme mécanisme pour gérer les risques futurs liés aux incertitudes du marché du carbone.

Principales possibilités liées aux changements climatiques identifiées par scénario

	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 57 centrales d'énergie renouvelable au Canada, aux États-Unis et en Australie. D'ici la fin de 2028, nous prévoyons que 70 % de notre BAIIA proviendra de sources renouvelables. Notre stratégie est axée sur l'exploitation de nos actifs existants (éoliens, hydroélectriques, solaires, alimentés au gaz et au charbon et de stockage) et la mise en valeur de projets d'énergie renouvelable, de stockage et de production réactive et souple de gaz naturel pour une fiabilité accrue. Notre portefeuille d'actifs de production d'énergie renouvelable illustre bien notre investissement et notre progression en matière d'énergie renouvelable. De 2000 à 2023, nous avons fait passer notre capacité nominale provenant des énergies renouvelables d'environ 900 MW à plus de 2 900 MW. Aujourd'hui, notre portefeuille diversifié d'énergies renouvelables fait de nous l'un des plus grands producteurs d'énergies renouvelables en Amérique du Nord et d'énergie éolienne au Canada et le plus grand producteur d'hydroélectricité en Alberta.

Pour tirer parti de cette possibilité et pour contrer les difficultés liées à l'intermittence de l'énergie renouvelable, nous continuons d'investir dans le stockage par batteries. En 2020, nous avons mis en service le projet de stockage par batteries WindCharger, le premier du genre en Alberta, qui stocke l'énergie produite par l'unité II de notre parc éolien Summerview et la décharge dans le réseau électrique de l'Alberta advenant des pénuries d'approvisionnement. En outre, en 2021, nous avons convenu de fournir à BHP de l'électricité solaire renouvelable au moyen d'un système de stockage d'énergie par batteries grâce à la construction du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, en Australie-Occidentale. Ce projet a été achevé en novembre 2023 et aidera BHP à réaliser ses objectifs de réduction des émissions et à produire du nickel de façon durable et à faible teneur en carbone pour ses clients. En 2023, la filière aux premiers stades de développement de TransAlta comprenait quatre projets de stockage d'énergie au Canada pour une capacité totale de plus de 1 GW.

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

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

que ceux dans le scénario NZE. Enfin, une réévaluation des services auxiliaires crée une occasion à saisir pour TransAlta.

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

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

Gestion des risques et des possibilités liés aux changements climatiques

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

Les risques liés aux changements climatiques à l'échelle des actifs ou des unités fonctionnelles sont recensés grâce à notre système de gestion totale de la sécurité, à notre fonction et nos systèmes de gestion des actifs, à nos activités énergétiques et de négociation, à la communication avec nos parties prenantes, à notre surveillance attentive et à notre participation aux groupes de travail. L'ensemble des risques importants qui sont identifiés ont été ajoutés au registre des risques du cadre de gestion des risques d'entreprise de la Société et notés en fonction de leur probabilité et de leur impact. Les risques ne sont pas examinés de façon isolée, et les risques majeurs sont au centre de plans d'intervention et d'atténuation de la direction. 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 alors que le monde évolue vers une société à faible émission de carbone.

Risques politiques et juridiques

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

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

Canada

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

Les gouvernements provinciaux du Canada exercent une autorité considérable sur leur secteur de l'électricité et jouent un rôle important dans l'établissement de politiques de tarification du carbone et de normes de rendement à l'égard des émissions, et dans l'élaboration et l'exploitation de leurs propres programmes de financement et d'incitatifs, sous réserve du pouvoir du gouvernement fédéral d'établir des normes nationales de tarification du carbone. Les négociations concernant l'harmonisation des politiques de tarification du carbone, des programmes de financement et des normes réglementaires nécessiteront probablement des efforts considérables de la part des gouvernements fédéral et provinciaux et pourraient donner lieu à des tensions et à des discordances.

Risques

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

pourrait être une source d'incertitude à l'égard des investissements.

Possibilités

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

Mesures prises par la direction

- Le plan de croissance de l'électricité propre de TransAlta aidera la Société à répondre à la demande croissante provenant des clients et de la politique gouvernementale pour de la production d'électricité propre.
- Nous misons sur la construction et l'acquisition d'actifs visés par des contrats qui offrent une certitude à long terme relativement aux produits des activités ordinaires et qui sont admissibles aux programmes d'incitatifs du gouvernement. TransAlta évalue activement la législation fiscale et les programmes fiscaux en matière d'énergies renouvelables du gouvernement pour maximiser, dans la mesure du possible, l'accès à des incitatifs pour la mise en œuvre de projets.
- La croissance de notre production d'électricité propre visée par des contrats permettra de réduire l'exposition proportionnelle de la Société aux risques liés aux décisions politiques et réglementaires potentielles qui pourraient se répercuter négativement sur la production d'énergie au gaz naturel.
- Nos centrales converties du charbon au gaz naturel correspondent aux plans du gouvernement visant à fournir de l'électricité fiable à des prix concurrentiels aux consommateurs et au secteur.

- Nos dernières centrales au gaz naturel (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.
- TransAlta collabore activement avec les gouvernements fédéral et provinciaux canadiens pour guider et influencer l'élaboration de politiques pour veiller à ce que son portefeuille d'actifs de production continue de servir ses clients alors que le pays entreprend une transition énergétique plus vaste.
- Nous nous employons activement, directement et par l'entremise d'associations dans le secteur, à encourager les gouvernements à uniformiser leurs programmes de financement et de crédit afin que tous les nouveaux projets liés aux technologies émergentes puissent obtenir du financement et des incitatifs gouvernementaux de manière équitable.
- TransAlta entretient le dialogue avec tous les gouvernements canadiens pertinents afin d'encourager l'harmonisation des politiques concernant la tarification du carbone et les programmes de réglementation et de financement pour atteindre le plus haut degré de certitude possible au chapitre des investissements.

États-Unis

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

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

Risques

- TransAlta exploite deux centrales thermiques aux États-Unis qui pourraient être touchées par des changements aux politiques en matière de changements climatiques à court terme. Toutefois, notre exposition à ces risques politiques est faible (se reporter à la section «Mesures prises par la direction» ci-après).

- La mise en place de nouveaux incitatifs fédéraux importants pour la production d'énergie propre pourrait intensifier la concurrence dans le domaine des énergies renouvelables et du stockage d'énergie.

Possibilités

- L'atteinte des objectifs climatiques du gouvernement et le respect des engagements du secteur privé à l'égard du développement durable nécessiteront une croissance rapide et soutenue de la production d'électricité à zéro émission au cours de prochaines décennies. Le plan de croissance de l'électricité propre de TransAlta est axé sur l'offre d'électricité renouvelable à ses clients sous contrat conformément aux cibles fédérales, étatiques et du secteur privé.
- Les programmes d'incitatifs fiscaux américains offrent un important soutien aux nouveaux projets d'énergie renouvelable 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.
- Notre plan de croissance de l'électricité propre vise à construire et à acquérir des actifs visés par des contrats qui offrent une certitude à long terme relativement aux produits des activités ordinaires et qui sont admissibles aux programmes d'incitatifs du gouvernement. TransAlta évalue activement la législation fiscale et les programmes fiscaux en matière d'énergies renouvelables du gouvernement pour maximiser, dans la mesure du possible, l'accès à des incitatifs pour la mise en œuvre de projets.

Australie

Le gouvernement 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 pour des 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 pour l'électricité à zéro émission et le stockage d'énergie.

Risques

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

Possibilités

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

Mesures prises par la direction

- Dans le cadre de son plan de croissance de l'électricité propre, TransAlta continue d'offrir des solutions d'électricité propre 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 propre conformément aux objectifs climatiques nationaux et étatiques de l'Australie.
- Les actifs de TransAlta font principalement l'objet de contrats assortis de dispositions de transfert des coûts de conformité liés au carbone et desservent des charges industrielles éloignées. Par conséquent, la Société est exposée à des risques politiques moindres.

Risques liés à la technologie

Les changements liés à la technologie qui appuient la transition vers une économie à faible émission de carbone présentent à la fois des risques et des possibilités pour TransAlta. Nous évaluons les répercussions existantes et émergentes de la technologie à l'aide de notre équipe

responsable de l'innovation en matière d'énergie et de notre processus de gestion des risques d'entreprise. Les risques et possibilités liés à la technologie comprennent notamment les modifications des infrastructures (telles que la transition vers la production d'énergie décentralisée et l'abandon des infrastructures et des projets de production d'électricité à grande échelle) et la 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 notre valeur pour les actionnaires et de maintenir la distribution d'une électricité fiable et abordable.

Nous sommes bien placés pour tirer parti des possibilités technologiques liées au stockage d'énergie au moyen de l'hydroélectricité ou de batteries. Nous sommes également bien positionnés pour profiter des avancées technologiques en matière d'énergie renouvelable à mesure que nous construisons de nouvelles centrales. Nous continuerons de surveiller les nouvelles technologies, telles que le stockage, l'hydrogène et les CUSC en vue d'un déploiement futur.

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

Risques liés au marché

Nos principaux risques liés au marché sont associés à nos actifs de charbon et de gaz naturel. L'augmentation des coûts d'approvisionnement en gaz naturel en raison, notamment, de l'évolution de la tarification du carbone pourrait avoir une incidence sur nos coûts d'exploitation. Nous surveillons activement les risques de marché à l'aide de nos équipes axées sur la commercialisation de l'énergie et l'optimisation des actifs et dans le cadre de notre processus de gestion des risques d'entreprise. Nous gérons les risques liés au marché auxquels sont exposés nos actifs alimentés au charbon en les convertissant au gaz naturel et prévoyons l'abandon complet du charbon d'ici 2025. En outre, les fonctions du siège social établissent des tarifs au titre du carbone pour chaque région. Les tarifs actuels et prévus sont utilisés comme mécanisme

pour gérer les risques futurs liés aux incertitudes du marché du carbone. Pour gérer simultanément nos risques et tirer parti des possibilités du marché, nous continuons d'exploiter nos centrales hydroélectriques, parcs éoliens et installations solaires, et nous investissons en vue d'élargir notre portefeuille d'énergies renouvelables.

Nous comptons actuellement plus de 30 projets d'énergie renouvelable en construction ou à l'étape de l'élaboration. Nous sommes engagés à faire croître notre portefeuille d'actifs d'énergie propre. En outre, nous avons formé des équipes axées sur la croissance des énergies propres au Canada, aux États-Unis et en Australie. En 2023, la Société a établi un portefeuille de projets de croissance potentiels dans le secteur des énergies renouvelables qui comprend 280 MW de projets à un stade de développement avancé ainsi que de 4 285 MW à 5 015 MW de projets aux premiers stades de développement. Notre portefeuille d'énergies renouvelables rend l'ensemble de nos activités plus résilientes aux risques liés aux changements climatiques, offre une plus grande flexibilité en matière de production et crée une plus-value environnementale grâce à des attributs environnementaux. Enfin, nous reconnaissons qu'il y a lieu d'accroître nos services auxiliaires, comme le soutien du réseau, en vue de fournir de la flexibilité pour la décarbonation du réseau.

Risques liés à la réputation

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

Risques matériels liés aux changements climatiques

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

Risques matériels élevés

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

Par exemple, notre centrale alimentée au gaz de South Hedland, en Australie, a été construite en prévision de l'adaptation au climat. Nous avons conçu la centrale pour qu'elle résiste aux cyclones de catégorie 5 (la catégorie de cyclone la plus élevée). Nous avons atténué le risque d'inondation de la centrale en la construisant au-dessus du niveau normal d'inondation observé dans la région. En 2019, un cyclone de catégorie 4 a frappé cette centrale, mais les activités n'ont pas été touchées. Nous avons pu continuer à produire de l'électricité pendant la tempête, malgré les inondations généralisées et la fermeture du port voisin. Au Canada, 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.

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

Risques matériels chroniques

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

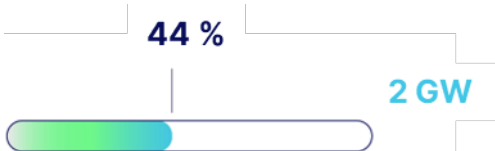
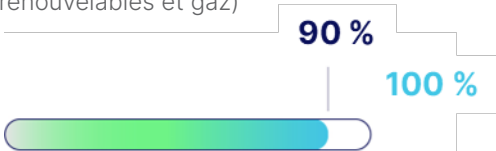
Changements climatiques : mesures et cibles

Mesures et cibles

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

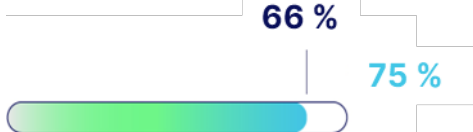
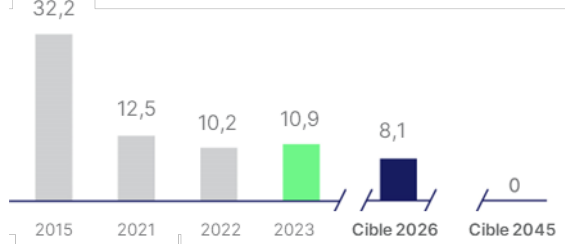
Les progrès accomplis dans l'atteinte de nos cibles en matière de climat sont présentés ci-dessous. Par suite des modifications apportées à notre plan de croissance de l'électricité propre en novembre 2023, le rendement ci-après est évalué en fonction de l'ancienne version de notre plan de croissance de l'électricité propre qui avait été annoncé en 2021.

Croissance de l'énergie propre

Cible de développement durable	Mise en valeur de nouveaux projets d'énergie renouvelable qui soutiennent les objectifs de développement durable des clients pour favoriser une meilleure abordabilité de l'électricité à long terme et la réduction des émissions de carbone ¹	Fin de la production au charbon; capacité de production nette détenue provenant entièrement d'énergies renouvelables et de gaz
Année cible	2025	2025
Progrès	Croissance en matière d'énergies renouvelables  44 % 2 GW	Capacité de production nette (énergies renouvelables et gaz)  90 % 100 %
Remarques	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 (300 MW) et le projet Horizon Hill (200 MW). En novembre 2023, notre plan de croissance de l'électricité propre a été mis à jour conformément à nos priorités. D'ici 2028, le plan permettra à la Société de faire croître son portefeuille d'énergies renouvelables de 1,75 GW et de faire passer son portefeuille de croissance à 10 GW.	En 2023, 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, l'unité restante de Centralia devrait être mise hors service 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) dans le cadre du plan de croissance de l'électricité propre de la Société. Compte non tenu des acquisitions.

Réduction des émissions

Cible de développement durable	D'ici 2026, réduire de 75 % les émissions de GES de portée 1 et 2 par rapport à 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	Réduction des émissions de GES  66 % 75 %	Émission de GES (en millions de tonnes d'éq. CO₂)  <table><tr><th>Année</th><th>Émission de GES (en millions de tonnes d'éq. CO₂)</th></tr><tr><td>2015</td><td>32,2</td></tr><tr><td>2021</td><td>12,5</td></tr><tr><td>2022</td><td>10,2</td></tr><tr><td>2023</td><td>10,9</td></tr><tr><td>Cible 2026</td><td>8,1</td></tr><tr><td>Cible 2045</td><td>0</td></tr></table>	Année	Émission de GES (en millions de tonnes d'éq. CO ₂)	2015	32,2	2021	12,5	2022	10,2	2023	10,9	Cible 2026	8,1	Cible 2045	0
Année	Émission de GES (en millions de tonnes d'éq. CO ₂)															
2015	32,2															
2021	12,5															
2022	10,2															
2023	10,9															
Cible 2026	8,1															
Cible 2045	0															
Remarques	Nous sommes en bonne 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 21,3 MT d'éq. CO ₂ ou 66 %.	En 2022, nous avons également adopté une cible plus rigoureuse visant l'atteinte de la carboneutralité d'ici 2045. Nous croyons que notre plan de croissance de l'électricité propre nous permettra d'atteindre 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.»														

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.

En décembre 2021, la Société s'est engagée à établir une cible de réduction des émissions fondée sur des données scientifiques dans le cadre de l'initiative Science Based Target («iSBT»). En 2022, nous avons amorcé le processus de validation de notre cible visant la réduction des émissions de portée 1 et 2 d'ici 2026. En 2023, TransAlta n'avait pas prévu qu'elle devait établir une cible à court terme de réduction des émissions de portée 3 pour que sa cible de réduction des émissions de portée 1 et 2 soit validée par l'iSBT, ce qui a nécessité l'accélération de la mise en œuvre du processus de validation de la cible de réduction des émissions de portée 3 de la Société par rapport à l'échéancier prévu. Par conséquent, puisque l'iSBT exige que nous établissions une cible de réduction à court terme des émissions de portée 3, nous avons décidé de rompre notre engagement envers l'iSBT. TransAlta demeure persuadée que son importante trajectoire de réduction des émissions de portée 1 et 2 d'ici 2026 par rapport à celles de 2015 est

conforme au cadre du secteur de l'électricité consistant à limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C.

Informations sur les émissions de GES

Émissions de portée 1 et 2

Nos émissions de GES de portée 1 et 2 sont calculées selon des méthodes différentes en fonction des technologies disponibles dans nos 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.

Le Protocole des GES classe les émissions de portée 1 d'une entreprise comme étant 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.

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 pour 2023 ont été communiquées à divers organismes de réglementation tout au long de l'année à des fins de conformité régionale si bien qu'elles peuvent faire l'objet de révisions mineures au fur et à mesure que nous les examinons et en faisons rapport. Toute révision des données historiques est saisie et signalée dans la

communication de l'information future. Conformément au protocole de Kyoto, les GES visés comprennent le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde d'azote, l'hexafluorure de soufre, le trifluorure d'azote, les hydrofluorocarbures et les perfluorocarbures. Notre exposition est limitée au dioxyde de carbone, au méthane, à l'oxyde d'azote et à une petite quantité d'hexafluorure de soufre. La plus grande partie de nos émissions de GES estimatives résulte d'émissions de dioxyde de carbone émanant de la combustion stationnaire de charbon et de gaz naturel. Les 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 2023, les émissions de méthane représentaient 0,2 % 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	2023	2022	2021
Portée 1	10,9	10,2	12,4
Portée 2	0,0	0,1	0,1
Total des émissions de GES de portée 1 et 2	10,9	10,2	12,5

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Hydroélectricité	0,0	0,0	0,0
Énergie éolienne et énergie solaire	0,0	0,0	0,0
Gaz	6,4	6,3	6,5
Transition énergétique	4,5	4,0	6,0
Siège social et Commercialisation de l'énergie	0,0	0,0	0,0
Total des émissions de GES de portée 1 et 2	10,9	10,2	12,5

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Australie	1,0	0,9	1,0
Canada	5,3	5,2	7,9
États-Unis	4,6	4,1	3,6
Total des émissions de GES de portée 1 et 2	10,9	10,2	12,5

En 2023, nos émissions de GES (de portée 1 et 2) produites dans le cours normal des activités d'exploitation se sont élevées à 10,9 millions de tonnes. Malgré l'augmentation des émissions absolues attribuable à l'accroissement de la production, le niveau d'intensité de nos émissions de GES de portée 1 et 2 est demeuré similaire à celui de l'exercice précédent, soit 0,41 tonne d'éq. CO₂/MWh (0,40 tonne d'éq. CO₂/MWh en 2022). TransAlta cessera 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). 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.

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. 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)	2023	2015
Total des émissions de GES de portée 1 et 2 (en millions de tonnes d'éq. CO₂)	8,1	10,9	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 publié par le World Resources Institute et le World Business Council for Sustainable Development.

Nos émissions de portée 3 comprennent les émissions de GES indirectes provenant des activités de notre chaîne de valeur, mais qui sont hors de notre contrôle opérationnel. Nous estimons que nos émissions de GES de portée 3 en 2023 sont d'environ quatre millions de tonnes d'éq. CO₂, ce qui est principalement attribuable à nos participations dans des coentreprises hors exploitation faisant partie de la catégorie 15 (investissements). 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).

Depuis 2022, nous nous consacrons à améliorer la comptabilisation de nos émissions de portée 3. En 2022, nous avons fait appel à une société de services de consultation tierce indépendante pour effectuer l'examen de la méthodologie utilisée dans notre inventaire d'émissions de portée 3 en fonction des lignes directrices relatives aux émissions de portée 3 du Protocole des GES. En 2023, nous avons fait appel à une société de services-conseils tierce indépendante pour effectuer une évaluation préalable des émissions de portée 3 en vue de respecter notre cible visant à surveiller et à déclarer 80 % des émissions de portée 3 de TransAlta d'ici 2024; notre objectif étant de présenter les informations liées aux émissions de portée 3 de 2023 dans notre rapport intégré 2024.

Émissions évitées

En 2023, la production à partir d'actifs d'énergie renouvelable nous a permis d'éviter l'émission d'environ 2,3 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 2023, les émissions évitées ont diminué par rapport à celles de 2022, principalement en raison de la réduction de l'intensité des émissions du réseau. L'intensité des émissions du réseau diminuera graduellement d'une année à l'autre à mesure que la décarbonation progressera à l'échelle mondiale. Le tableau suivant présente les faits saillants des émissions évitées pour l'exercice considéré.

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Total des émissions évitées de GES (en millions de tonnes d'éq. CO₂)	2,3	2,7	2,6

Finance durable

La finance durable consiste à prendre en compte les facteurs ESG (p. ex. les changements climatiques, la biodiversité, les droits de la personne) dans les décisions d'investissement. La finance durable est un pilier central du plan de transition

climatique de TransAlta. Ainsi, nous utiliserons les sources de financement disponibles pour les activités économiques et les projets durables afin de financer notre transition énergétique vers des activités d'exploitation carboneutres.

TransAlta déploie du financement vert et durable en vue d'élargir son portefeuille d'énergies renouvelables et de faire progresser sa transition vers l'énergie propre. Ce placement soutient notre objectif visant à répondre aux besoins de nos clients en matière d'électricité propre. Depuis 2020, nous avons émis des obligations vertes de 684 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); 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, la filiale en propriété exclusive indirecte de la Société, Windrise Wind LP, a réalisé un placement d'obligations vertes garanties d'environ 170 millions de dollars (valeur nominale) par voie de placement privé.

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

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

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2023	2022	2021
Obligations vertes ¹	684	703	171
Emprunts liés au développement durable	1 950	1 250	1 250

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

Mesures financières relatives aux changements climatiques

Selon les résultats des analyses de scénarios liés aux changements climatiques réalisées en 2021, compte tenu d'un réchauffement planétaire de 1,5 °C, il existe des possibilités de croissance du portefeuille d'énergies renouvelables dans tous les scénarios et tous les emplacements. En 2023, nos produits des activités ordinaires ajustés tirés de la production d'énergie renouvelable (énergie hydroélectrique, éolienne et solaire) se sont élevés à 902 millions de dollars (1 014 millions de dollars en 2022), soit 27 % du total des produits des activités ordinaires ajustés en 2023.

Nous continuons de mettre en œuvre le plan de croissance de l'électricité propre mis à jour en 2023 visant à fournir une capacité supplémentaire de 1,75 GW provenant d'énergies renouvelables et à faire passer le portefeuille de croissance à 10 GW d'ici 2028. Les dépenses d'investissement de croissance liées à la production d'énergie renouvelable se sont élevées à 630 millions de dollars en 2023 (666 millions de dollars en 2022). En outre, TransAlta continue d'investir dans des technologies et des solutions émergentes en

matière de réduction des émissions. En 2023, nos investissements dans la recherche et le développement de solutions à faible émission de carbone s'établissaient à 4 millions de dollars (12 millions de dollars en 2022).

Dans le cadre du plan de croissance de l'électricité propre, notre objectif est que 70 % du BAIIA ajusté provienne des énergies renouvelables et du stockage d'ici la fin de 2028. En 2023, le BAIIA ajusté lié à la production d'énergie renouvelable s'est élevé à 716 millions de dollars (838 millions de dollars en 2022), soit 44 % du BAIIA ajusté total. Notre portefeuille d'énergies renouvelables rend l'ensemble de nos activités plus résilientes aux risques liés aux changements climatiques, offre une plus grande flexibilité en matière de production et crée une plus-value environnementale grâce à des attributs environnementaux. Nos produits tirés de la vente d'attributs environnementaux en 2023 se sont élevés à 36 millions de dollars (53 millions de dollars en 2022).

Les informations fournies concernant les mesures financières relatives aux risques et aux possibilités liés aux changements climatiques de TransAlta sont conformes à l'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)	2023	2022	2021
Dépenses d'investissement de croissance liées à la production d'énergie renouvelable ¹	630	666	326
BAIIA ajusté lié à la production d'énergie renouvelable ²	716	838	584
Produits tirés de la vente d'attributs environnementaux ³	36	53	40
Produits des activités ordinaires ajustés liés à la production d'énergie renouvelable ⁴	902	1 014	731
Investissements dans la recherche et le développement de solutions à faible émission de carbone ⁵	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 la construction du parc éolien Windrise achevée en 2021, l'acquisition du portefeuille de parcs solaires en Caroline du Nord en 2021, et la construction du projet de parc éolien Garden Plain, des projets de parcs éoliens White Rock, du projet de parc éolien Horizon Hill et du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, dans le cadre de notre plan de croissance de l'électricité propre. Le projet d'expansion du réseau de transport à Mount Keith est exclu.
- 2) Le 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. Se reporter aux rubriques «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» et «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriel» du présent rapport de gestion.
- 3) Les produits tirés de la vente d'attributs environnementaux correspondent au montant total des crédits environnementaux liés à l'énergie hydroélectrique, à l'énergie éolienne et à l'énergie solaire, compte non tenu de toute autre incidence de la consolidation.
- 4) Les produits des activités ordinaires ajustés liés à la production d'énergie renouvelable englobent les centrales hydroélectriques, les parcs éoliens, les parcs solaires et les centrales de stockage par batteries. 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 de nos informations sur la gestion du changement climatique avec les recommandations du GIFCC, l'IFRS S2 et le CDP (2023).

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; CDP : C1.1	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; CDP : C1.2	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; CDP : C2.1	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; CDP : C2.3, C2.4, C3.3, C3.4	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; CDP : C3.1, C3.2	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; CDP : C2.2	Stratégie en matière de changements climatiques
Description des processus de l'entreprise pour gérer les risques liés aux changements climatiques	IFRS S2 : 24-25; CDP : C2.2	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; CDP : C2.2	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; CDP : C6.1, C6.3, C6.5, C9.1	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; CDP : C6.1, C6.3, C6.5	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; CDP : C4.1, C4.2	Changements climatiques : mesures et cibles

Favoriser l'innovation et l'adoption de technologies

TransAlta accorde de plus en plus une véritable importance à la technologie et à l'innovation. Nous innovons depuis longtemps. TransAlta a été à l'avant-garde de l'innovation dans le secteur de la production d'électricité depuis le début du 20^e siècle lorsque nous avons développé nos actifs hydroélectriques. Nous avons fait partie des pionniers de la technologie éolienne au Canada, 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. Nous cherchons maintenant à promouvoir l'adoption de nouvelles technologies qui cadrent avec le plan de croissance de l'électricité propre. Cette rubrique présente la gestion du capital d'ordre manufacturier et intellectuel conformément aux directives de l'International Integrated Reporting Framework.

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

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

Notre équipe responsable de l'innovation en matière d'énergie participe à l'Energy Futures Lab, une initiative multipartite où des innovateurs, des influenceurs et des experts de secteurs et points de vue différents s'efforcent ensemble de relever les défis et de saisir les occasions pour parvenir à une filière énergétique carboneutre en Alberta. En 2023, TransAlta a parrainé le groupe de travail sur l'avenir de l'électricité en Alberta d'Energy Futures Lab, qui vise à favoriser la collaboration pour explorer et mettre à l'essai de nouvelles solutions pour un réseau électrique fiable, abordable et à faible émission de carbone en Alberta. 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.

En 2023, TransAlta a lancé sa série sur l'innovation en matière d'énergie. L'initiative, menée par l'équipe responsable de l'innovation en matière d'énergie et des conférenciers à l'échelle de la Société, vise à outiller nos employés en leur offrant des connaissances sectorielles pertinentes sur l'innovation dans le secteur de l'électricité. En 2023, nous avons offert quatre séances sur un éventail de sujets pertinents, notamment la fiabilité du réseau pendant la transition énergétique, les options de stockage d'énergie dans le réseau et les stratégies de production de base décarbonée.

Pour plus de renseignements sur la façon dont nous investissons dans notre main-d'œuvre, se reporter à la section «Développement des talents» à la rubrique «Favoriser un effectif diversifié et inclusif» du présent rapport de gestion.

Énergie renouvelable

En 2023, la capacité nominale de TransAlta s'est établie à 944 MW d'énergie hydroélectrique, 2 046 MW d'énergie éolienne et de stockage par batteries, et 181 MW d'énergie solaire. Nous continuons à chercher des possibilités de développer et d'exploiter l'énergie solaire.

En août 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), dont la durée de vie moyenne pondérée est d'environ 17 ans.

En novembre 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. Les centrales comprennent la centrale solaire de Mount Keith de 27 MW, la centrale solaire de Leinster de 11 MW, le système de stockage d'énergie par batteries de Leinster de 10 MW/5 MWh et l'infrastructure de transport d'interconnexion, qui sont maintenant tous intégrés au réseau éloigné du nord de Southern Cross Energy de 169 MW de TransAlta. Le parc solaire dans le nord de la région de Goldfields devrait réduire de 12 % les émissions de GES de portée 2 (liées à l'électricité) de BHP Nickel West découlant des activités à Leinster et à Mount Keith et est visé par un

contrat à long terme de 16 ans conclu avec une contrepartie reconnue mondialement.

En 2023, la Société a continué de faire avancer les projets de parcs éoliens White Rock de 300 MW, qui seront situés en Oklahoma. La mise en service des projets de parcs éoliens White Rock est prévue au premier trimestre de 2024. En 2021, nous avons conclu deux CAÉ à long terme avec Amazon visant l'enlèvement de la totalité de la production de ces projets.

En 2023, TransAlta a poursuivi la construction de son projet de parc éolien Horizon Hill de 200 MW situé en Oklahoma, dont la mise en service devrait avoir lieu au premier trimestre de 2024. En 2022, la Société a conclu un contrat d'achat d'énergie renouvelable à long terme avec une filiale de Meta visant la totalité de la production du projet. En vertu de ce contrat, Meta recevra l'électricité renouvelable et les attributs environnementaux du projet de parc éolien Horizon Hill.

TransAlta travaille à l'expansion de sa filière de développement pour la production d'énergie renouvelable. En 2023, la Société a établi un portefeuille de projets de croissance potentiels dans le secteur des énergies renouvelables qui comprend 280 MW de projets à un stade de développement avancé ainsi que de 4 285 MW à 5 015 MW de projets aux premiers stades de développement.

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 permettre à TransAlta d'assurer la fiabilité tout au long de la transition énergétique – perpétuant ainsi le rôle essentiel qu'elle joue depuis plus d'un siècle grâce à ses centrales hydroélectriques.

En novembre 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 et fournissent maintenant de l'électricité fiable pour les activités d'exploitation minière de nickel de BHP en région éloignée de l'Australie-Occidentale. Le projet de stockage d'énergie comprend le système de stockage d'énergie par batteries de Leinster de 10 MW/5 MWh, qui sera intégré au réseau éloigné de TransAlta. Le réseau et la nouvelle capacité de production aideront BHP Nickel West à réaliser ses objectifs de réduction des émissions et à produire du nickel à faible teneur en carbone pour ses clients. TransAlta continue de travailler avec BHP Nickel West à l'élaboration d'autres projets en vue de réduire davantage les émissions de GES de portée 2 de BHP découlant des activités à Mount Keith et à Leinster.

En 2023, la filière de développement de TransAlta comprenait quatre projets de stockage d'énergie au Canada : WaterCharger (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 unités stratégiquement situées 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.

Mobilité électrique

Les entreprises peuvent jouer un rôle important dans la transition vers les véhicules électriques en donnant l'exemple dans le cadre de leurs propres activités. Consciente de ce rôle, TransAlta examine 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. Nous évaluerons leur rendement, leur sécurité et leur rentabilité selon différentes conditions et les besoins de l'exploitant. Le projet se déroulera de 2024 à 2025 et, pendant cette période, nos exploitants acquerront une expérience pratique de la technologie et fourniront des commentaires sur la pertinence de l'adopter à plus grande échelle. À la lumière des leçons tirées du projet, TransAlta décidera si elle procédera à l'électrification de son 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 construits pour être 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. À l'heure actuelle, l'énergie nucléaire favorise grandement la production d'électricité à faible émission de carbone et pourrait être très utile pour la décarbonation du secteur de l'énergie. TransAlta continue de surveiller l'évolution dans le domaine des PRM.

Solutions fondées sur la nature

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

Extraction directe dans l'air

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

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

Nos équipes continuent d'explorer l'utilisation de technologies appliquées ou de nouvelles technologies, comme le CUSC, en vue de réduire les émissions de GES. Nous savons que de nouvelles technologies verront le jour au cours des prochaines années alors que l'industrie continue à vouloir réduire les émissions tout en offrant un produit fiable et abordable aux clients.

Technologies disruptives

En 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 permettront d'accélérer la transition vers la carboneutralité. Le placement de TransAlta dans le Fonds Frontier d'EIP lui donne l'occasion de mettre en commun des fonds avec certaines des plus importantes entreprises de services publics aux États-Unis et en Europe afin de repérer, de tester, de commercialiser et de proposer des technologies qui appuieront ses objectifs de décarbonation.

Fusion

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

Par l'intermédiaire d'EIP, TransAlta a 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 a annoncé qu'elle réaliserait une étude de faisabilité concernant la rénovation de l'ancienne centrale au gaz de Big Hanaford de TransAlta située à Centralia afin de la convertir en centrale pilote à fusion à striction axiale (Z-pinch), la première du genre. ZAP a reçu 1 million de dollars du Centralia Coal Transition Grants Energy Technology Board dans le cadre de nos investissements liés à la transition énergétique en vue de l'abandon du charbon dans l'État de Washington.

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.

Analyse et automatisation

Performance des actifs

L'équipe responsable de la performance des actifs de TransAlta a été mise sur pied en 2023 afin de poursuivre le travail amorcé par notre ancienne équipe responsable de l'analyse et de l'optimisation des actifs fondée en 2008. Cette équipe surveille le portefeuille de production de la Société au Canada, aux États-Unis et en Australie. Une équipe

centralisée d'ingénieurs et de spécialistes de l'exploitation surveille à distance nos centrales afin de régler les problèmes liés à la fiabilité du matériel et à la performance. L'équipe responsable de la performance des actifs s'occupe également des fonctions relatives aux rapports sur la production pour ces actifs, et elle participe activement aux projets visant à améliorer ces rapports.

L'équipe responsable des données et de l'innovation a fait appel à des partenaires à l'échelle de l'entreprise pour faire progresser sa plateforme de gestion de la performance, GenOS, afin d'offrir de nouvelles caractéristiques qui améliorent la performance et la gestion de notre portefeuille d'actifs d'énergie renouvelable. Grâce à des améliorations clés des processus, notamment l'analyse avancée de la performance, qui tire parti de l'apprentissage machine, de modèles d'analytique avancée et de sciences des données, nos exploitants disposent de renseignements plus détaillés leur permettant d'optimiser la performance des actifs dans l'ensemble du portefeuille. Conçue en interne, la plateforme GenOS présente de l'information axée sur les données concernant nos actifs éoliens, solaires, alimentés au gaz et hydroélectriques.

Le personnel de l'équipe responsable de la performance des actifs a reçu une formation sur la mise en œuvre et l'utilisation du logiciel de surveillance du matériel spécialisé et d'évaluation de la performance et tire parti de son expérience dans l'exploitation d'une centrale. Si un problème est détecté, l'ingénieur de l'équipe évalue d'abord le problème puis transmet ses constatations au service de l'exploitation de la centrale afin de l'aider à mener une enquête et à régler le problème avant qu'il ne se répercute sur les activités. Ce soutien est essentiel à la fiabilité et au rendement de nos activités d'exploitation. À titre d'exemple, si une éolienne commence à montrer des signes indiquant la nécessité de procéder à un changement de matériel beaucoup plus tôt que d'autres, notre équipe d'intervention en est informée et s'efforcera de faire enquête et de remédier au problème. La surveillance, l'analyse et le diagnostic réalisés par l'ingénieur de l'équipe responsable de la performance des actifs visent la détection rapide de problèmes liés au matériel selon une analyse des tendances à long terme et complètent les activités quotidiennes des centrales.

Automatisation et robotique

TransAlta a créé l'équipe responsable des données et de l'innovation en 2019 pour moderniser son infrastructure de données et tirer parti des nouvelles possibilités dans le domaine de l'analyse et de la science des données. L'équipe est multifonctionnelle et se compose d'architectes de données, d'ingénieurs de données, d'analystes de données, de développeurs de logiciels, d'ingénieurs et de spécialistes en intégration de données. L'équipe concentre ses efforts sur la création de valeur grâce à l'innovation numérique, notamment par la modernisation de la stratégie et des

plateformes de gestion des données, la distribution rapide d'applications basées sur des données, la conception et la mise en œuvre de modèles d'analytique avancée et d'apprentissage automatique et l'automatisation des processus robotiques afin d'éliminer les tâches manuelles.

L'expansion importante de notre programme d'automatisation avancé a entraîné une hausse du nombre de processus que nous avons automatisés; les experts peuvent ainsi consacrer plus de temps à des possibilités représentant une plus grande valeur. En s'associant à des chefs de file dans le domaine de l'automatisation, TransAlta peut tirer parti de technologies d'envergure afin de concevoir rapidement des outils personnalisés d'automatisation des processus par la robotique à l'échelle de la Société.

Drones

En 2022, TransAlta a mis sur pied le conseil d'inspection robotique. Le conseil a pour mission de coordonner et d'évaluer l'utilisation de drones aux fins d'inspections robotiques afin d'accroître la valeur pour l'entreprise grâce au renforcement de la sécurité, à la diminution des coûts d'inspection et à l'amélioration de la communication. Conformément à la valeur fondamentale de sécurité de TransAlta, le conseil a défini les obligations de l'entreprise relativement à l'utilisation sécuritaire d'aéronefs télépilotes dans le portefeuille de TransAlta. En 2023, la Société a eu recours à la technologie des drones pour inspecter les composants internes des chaudières, les canaux et les bassins de refroidissement dans les actifs alimentés au gaz et les actifs hydroélectriques, et a mis à l'essai une solution de drone dans une boîte (drone-in-a-box) qu'elle a ensuite achetée pour accroître la sécurité sur le site. Le conseil continue de rencontrer des fournisseurs et des pairs du secteur afin d'en savoir plus sur les possibilités associées à ces technologies et sur leur mode de déploiement. Des inspections robotiques des actifs alimentés au gaz et des actifs hydroélectriques de TransAlta ont été réalisées. Le conseil examine d'autres applications dans notre portefeuille pour 2024.

Dialoguer avec nos parties prenantes pour bâtir des relations positives

Nous nous efforçons de créer une valeur partagée pour nos parties prenantes par la création de valeur sociale et sociétale chez TransAlta. Les répercussions les plus importantes sur notre rendement social et sociétal sont la promotion de relations positives avec nos voisins autochtones, les collectivités, les parties prenantes, les gouvernements, l'industrie et les propriétaires fonciers dans les régions où nous exerçons nos activités, ainsi que la santé et la sécurité du public. Cette rubrique présente les facteurs de développement durable liés au capital d'ordre social, sociétal et intellectuel conformément aux directives de l'International Integrated Reporting Framework.

Transition inclusive

En guise de soutien à la transition énergétique, TransAlta honore depuis 2015 son engagement d'investir 55 millions de dollars américains sur 10 ans pour soutenir l'efficacité énergétique, le développement économique et communautaire, ainsi que les initiatives en matière d'éducation et de recyclage dans l'État de Washington. L'investissement fait partie du projet de loi intitulé *TransAlta Energy Transition Bill* adopté en 2011. Ce projet de loi représente un accord historique entre décideurs politiques, environnementalistes, dirigeants syndicaux et TransAlta visant l'abandon du charbon dans l'État de Washington avec la fermeture de deux unités à la centrale de Centralia, une en 2020 et l'autre en 2025. Trois conseils de financement ont été formés afin d'investir les 55 millions de dollars américains : le Weatherization Board (10 millions de dollars américains), l'Economic and Community Development Board (20 millions de dollars américains) et l'Energy Technology Board (25 millions de dollars américains). Jusqu'à présent, le Weatherization Board a investi 9,5 millions de dollars américains, l'Economic and Community Development Board, 15 millions de dollars américains, et l'Energy Technology Board, 15 millions de dollars américains.

Parmi les projets particuliers que les conseils ont financés en 2023 figurent le remplacement d'un autobus alimenté au diesel par un nouvel autobus électrique par le Skamania School District; l'installation d'un système solaire en toiture de 100 kW à la Palouse High School par le Palouse School District; l'installation d'un système solaire au sol de 100 kW à la Wastewater Treatment Plant détenue par la ville de Medical Lake, ainsi que des services de formation préalable à l'emploi pour les jeunes au Lewis County offerts par Morningside Services.

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

Clients

TransAlta fournit à ses clients industriels et commerciaux de l'électricité et des services énergétiques dans l'ensemble de ses installations au Canada, aux États-Unis et en Australie. Nous misons sur une croissance axée sur des solutions d'énergie renouvelable centrées sur le client afin d'offrir à ce dernier des services fiables et de grande qualité en vue d'un avenir à faible émission de carbone. En tant que l'un des plus grands producteurs d'électricité au Canada, nous pouvons compter sur une équipe qui offre aux entreprises :

- des solutions de 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 89 %.

Dans l'ensemble de l'entreprise au Canada, aux États-Unis et en Australie, nous assurons la production sur place pour de grands clients industriels et du secteur minier. Nous devons donc être continuellement en communication avec ceux-ci afin de garantir que les besoins actuels en électricité sont satisfaits de manière sûre, fiable et rentable, tout en tirant parti de la réduction des émissions de GES. Nous continuons d'examiner la possibilité de fournir aux clients en tout temps

de l'énergie sans émissions de carbone afin de les aider à atteindre leurs objectifs de décarbonation.

Nous continuons de mettre en valeur des centrales d'énergie renouvelable pour aider nos clients à atteindre leurs objectifs et cibles de développement durable, comme l'objectif d'une

énergie 100 % renouvelable ou l'atteinte d'objectifs de réduction des émissions de GES. La production à partir d'énergies renouvelables en 2023 nous a permis d'éviter l'émission d'environ 2,3 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	112
Gaz naturel	73
Énergie éolienne	26
Énergie solaire	9
Systèmes de stockage d'énergie par batteries	3

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

Droits de la personne

TransAlta s'engage à respecter les normes du travail reconnues à l'échelle nationale et internationale et soutient la protection des droits de la personne de tous ses employés, entrepreneurs, fournisseurs, partenaires, partenaires autochtones et autres parties prenantes. Nous nous conformons à la législation sur les droits de la personne et sur l'esclavage moderne au Canada, aux États-Unis et en Australie. Nous avons une politique de tolérance zéro envers toute forme de discrimination fondée sur l'âge, une invalidité, le genre, la race, la religion, la couleur, l'origine nationale, l'appartenance politique ou le statut de vétéran ou tout autre motif de distinction illicite, tel qu'il est défini dans la législation sur les droits de la personne dans les territoires dans lesquels nous exerçons nos activités. Nous offrons l'égalité des chances entre les 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 2023, la totalité des employés ont suivi la formation et ont 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.

En Australie, depuis 2020, nous avons produit des déclarations en vertu de la *Modern Slavery Act*. Ces déclarations relatives à l'esclavage moderne sont un exemple des mesures que nous prenons pour évaluer et atténuer les risques liés à l'esclavage moderne dans nos activités et notre chaîne d'approvisionnement. Ces déclarations annuelles sont approuvées par notre conseil d'administration et sont accessibles au public. En 2024, nous produirons des déclarations en vertu de la *Loi sur la lutte contre le travail forcé et le travail des enfants dans les chaînes d'approvisionnement* du Canada.

Chaîne d'approvisionnement et approvisionnement durable

Nous continuons de chercher des solutions pour améliorer la chaîne d'approvisionnement dans une optique de développement durable. Dans le cadre de l'évaluation de projets importants, nous examinons les fournisseurs autant dans le cadre de l'évaluation que des demandes d'information sur des éléments comme la sécurité au travail, les pratiques environnementales et les investissements dans les groupes autochtones. Pour certains engagements d'approvisionnement par exemple, nous voulons obtenir de l'information sur ce qui suit :

- La valeur estimative des services qui seront impartis à des entreprises locales des collectivités autochtones
- Le nombre estimatif d'employés issus des groupes autochtones locaux
- Une compréhension générale des investissements et de l'engagement dans les collectivités
- Une compréhension de l'état des relations avec les collectivités grâce à des entrevues et à des travaux des parties prenantes

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

En 2022, TransAlta a approuvé une nouvelle cible consistant à intégrer les considérations liées au développement durable dans nos chaînes d'approvisionnement. Notre cible se lit comme suit : «D'ici 2024, 80 % de nos dépenses seront faites auprès de fournisseurs ayant une politique de développement durable ou s'étant engagés à soutenir le développement durable.» Cette cible est conforme à l'intention de l'objectif 12.7 des ODD des Nations unies : «Promouvoir des pratiques durables dans le cadre de la passation des marchés publics, conformément aux politiques et priorités nationales.» En 2023, nous avons confirmé qu'en moyenne, 78 % de nos dépenses en 2023 et en 2022 ont été faites auprès de fournisseurs ayant une politique de développement durable, ou s'étant engagés à soutenir le

développement durable. TransAlta continuera d'envisager d'autres cibles pour favoriser l'intégration du développement durable dans la chaîne d'approvisionnement.

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

Relations et partenariats avec les groupes autochtones

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

Notre politique en matière de relations avec les Autochtones est axée sur cinq piliers : l'engagement communautaire et la consultation, le développement commercial, l'investissement dans les collectivités, l'emploi, et la formation et la sensibilisation. Nous veillons à ce que les principes d'engagement de TransAlta soient respectés et que la Société respecte ses engagements envers les collectivités autochtones. Des efforts sont déployés pour tisser et maintenir des relations solides et établir des voies de communication efficaces qui nous permettent de partager de l'information sur les activités de TransAlta et ses initiatives de croissance, de recueillir des commentaires pour guider la planification des projets, et de comprendre les priorités et intérêts des collectivités afin de mieux répondre aux préoccupations et saisir les possibilités.

Les formes d'engagement sont les suivantes :

- Établissement de relations grâce à des communications régulières et des réunions avec des représentants de différents échelons au sein des collectivités et des organisations autochtones

- Organisation d'activités entre la Société et la collectivité en vue de favoriser le partage d'informations commerciales et d'enseignements culturels
- Maintien de communications harmonieuses avec chaque collectivité en suivant les protocoles et procédures communautaires appropriés
- Participation aux événements communautaires tels que les pow-wow et les cérémonies traditionnelles
- Octroi de commandites en argent et en nature pour des initiatives communautaires

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

En 2024, TransAlta continuera de s'assurer que tous les nouveaux employés suivent une formation de sensibilisation à la culture autochtone dans le cadre du processus d'intégration de l'entreprise.

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

TransAlta reconnaît l'importance d'investir dans les étudiants autochtones, et son appui financier les aide à terminer leurs études, à devenir autosuffisants et à devenir les futurs leaders de leur collectivité. Nous désirons aider les jeunes étudiants autochtones à atteindre leur plein potentiel et à réaliser leurs rêves. Nous croyons également qu'apporter une aide aux élèves des écoles primaires autochtones peut faire naître chez eux une passion pour l'apprentissage permanent.

En 2023, TransAlta a offert plus de 453 000 \$ pour appuyer des programmes favorisant la jeunesse, l'éducation et l'emploi autochtones, soit 14 % du total des investissements de TransAlta dans les collectivités. Notre soutien se traduit notamment par ce qui suit :

- Mother Earth's Children's Charter School («MECCS») – Située sur le territoire du traité no° 6, en Alberta, la MECCS offre des cours de la maternelle à la 9^e année et est citée comme la première et la seule école à charte pour enfants autochtones au Canada. La population étudiante est diversifiée et comprend des Métis, des Cris, des Sioux Nakoda et des Stoney. La MECCS est une école publique

sans frais de scolarité qui intègre la culture, les croyances et les perspectives autochtones à l'expérience scolaire au primaire. L'école se spécialise dans le travail auprès des enfants qui ont fait face à l'adversité et offre un soutien à l'apprentissage amélioré. Les élèves de la MECCS ont un taux de réussite élevé et ont terminé leurs études secondaires et remporté des prix académiques. En 2023, TransAlta a versé 35 000 \$ pour soutenir les activités de l'école, en plus d'un don pour les fêtes qui a permis d'organiser une célébration étudiante.

- Le Read On Literacy Program («Read On») – En 2023, 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.
- Diamond Willow Youth Lodge – En partenariat avec l'United Way of Calgary and Area, un financement désigné a été accordé au Diamond Willow Youth Lodge, qui est un endroit sécuritaire pour les jeunes Autochtones de Calgary qui leur permet d'établir des relations avec leurs pairs et de participer à divers programmes qui favorisent la santé et le bien-être, l'éducation et la préparation à l'emploi.
- Wihnemne School Hot Lunch Program – En 2023, TransAlta s'est associée à l'école communautaire Paul First Nation en Alberta, pour offrir un programme conçu pour assurer que les enfants de la Nation reçoivent des repas nutritifs tous les jours, afin de maximiser leur réussite scolaire. Ce programme est cité comme un catalyseur responsable de la forte augmentation du nombre d'inscriptions à l'école.

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

En novembre 2023, TransAlta avait achevé d'offrir la totalité du programme de formation de sensibilisation à la culture autochtone dans ses territoires d'exploitation au Canada, aux États-Unis et en Australie. Conformément à son objectif de développement durable fixé en 2021, la Société a fait un effort délibéré pour s'assurer que chaque employé a participé à la formation de sensibilisation à la culture autochtone au cours des deux dernières années. 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.

Relations avec les parties prenantes

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

Nos parties prenantes

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

- renforcer les relations en nous entretenant régulièrement avec les parties prenantes au sujet de nos activités, de nos perspectives de croissance et de nos développements futurs;

- prendre en compte la rétroaction et apporter des modifications à la conception et aux plans des projets afin de résoudre ou de tenir compte des préoccupations exprimées par nos parties prenantes;
- répondre en temps opportun et de manière professionnelle aux demandes et aux préoccupations des parties prenantes et travailler avec diligence pour résoudre les problèmes ou les plaintes.

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

Nos parties prenantes sont répertoriées dans le tableau suivant.

Parties prenantes de TransAlta

Organisations non gouvernementales	Associations communautaires	Exploitants de réseaux de transport
Organismes de réglementation	Organisations industrielles	Collectivités
Organismes de bienfaisance / sans but lucratif	Organisations de normalisation	Retraités
Tous les ordres de gouvernement	Médias	Résidents / propriétaires fonciers
Fournisseurs	Partenaires commerciaux	Organisations d'investisseurs
Entrepreneurs	Syndicats / organisations ouvrières	Institutions financières
Organismes publics	Industrie et associations forestières	Détenteurs de droits miniers
Exploitants de réseaux	Industrie et associations pétrolières et gazières	Propriétaires de chemins de fer
Clients	Groupes de réflexion	Propriétaires de services publics
Actionnaires	Universitaires	Employés

Engagement des parties prenantes

Afin de mener nos activités avec succès, nous maintenons des canaux de communication ouverts avec nos parties prenantes. Nous nous engageons à trouver une solution de façon rapide et professionnelle en dialoguant avec elles. Nos

pratiques en matière d'engagement des parties prenantes sont fondées sur les exigences réglementaires, les meilleures pratiques du secteur, les normes internationales et les politiques établies par la Société. Nous travaillons en interne et en externe avec les parties prenantes pour trouver et atténuer les problèmes ultérieurs.

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

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

Un élément clé de notre travail consiste à soutenir la croissance par un engagement proactif avec les parties prenantes dans les régions où nous sommes présents au Canada, aux États-Unis et en Australie afin de créer et d'entretenir des relations, d'évaluer les besoins et la pertinence et de trouver de nouvelles occasions collaboratives. Cela permet de cerner les préoccupations des parties prenantes et d'y répondre dès le début du processus de développement, ce qui réduit au minimum les retards dans les projets. Nous menons des consultations principalement aux étapes de mise en valeur et de construction des projets et maintenons une communication engagée pendant toute la durée des activités, jusqu'au démantèlement.

En 2023, l'engagement des parties prenantes a été mis de l'avant notamment dans le cadre de journées portes ouvertes du projet Pinnacle 1 et 2, des journées portes ouvertes du parc solaire SunHills, des deux journées portes ouvertes du projet Riplinger et de l'engagement continu à l'égard du plan de réfection du parc éolien de Kent Hills.

Investissements dans les collectivités

En 2023, TransAlta a remis environ 3,2 millions de dollars sous forme de dons et de commandites (2,3 millions de dollars en 2022), en continuant de concentrer son attention sur trois domaines prioritaires : la jeunesse et l'éducation, le leadership en matière d'environnement, et la santé et les services sociaux.

Chaque année, l'un de nos principaux investissements dans les collectivités est consacré aux campagnes de Centraide au Canada et aux États-Unis. Cette année, les employés, les retraités et les entrepreneurs de TransAlta ainsi que la Société ont recueilli plus de 1,5 million de dollars pour Centraide.

En 2023, TransAlta a réalisé d'autres investissements importants, dont voici quelques-uns des principaux :

- Refuges communautaires – En 2023, TransAlta a versé 40 000 \$ à des refuges locaux situés à proximité de ses actifs d'exploitation au Canada, aux États-Unis et en Australie. Cette initiative reconnaît le besoin sans

précédent d'offrir des services d'emplois et de venir en aide aux familles en situation de pauvreté et aux victimes de violence et d'abus.

- Aide aux nouvelles centrales – En 2023, TransAlta a versé 50 000 \$ aux collectivités locales à proximité de nos centrales White Rock, Horizon Hill et Garden Plain. Ces initiatives reconnaissent notre engagement à soutenir les collectivités dans lesquelles nous exerçons nos activités. Le financement a été affecté aux bibliothèques scolaires locales, aux réparations des écoles et à une caserne de pompiers locale.
- Centrale alimentée au charbon de Centralia – Depuis 2012, TransAlta a maintenu son engagement d'investir 55 millions de dollars américains dans l'état de Washington et a effectué le dernier paiement annuel en décembre 2023. Les fonds provenant de cet investissement ont été gérés par le Centralia Coal Transition Board afin de soutenir les commandites des collectivités locales, y compris les investissements dans l'art, les écoles, la technologie énergétique, les rénovations aux fins de l'intempérisation et l'aide aux travailleurs déplacés grâce à des possibilités de formation, ce qui vient compléter l'engagement important que nous avons pris dans le cadre de la transition de la centrale alimentée au charbon de Centralia.

Santé et sécurité du public

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

Nous cherchons à réduire au minimum les risques suivants :

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

Nous nous efforçons de prévenir les incidents et de réduire nos risques en appliquant des contrôles de sécurité tels que la restriction de l'accès physique aux alentours et à l'intérieur de nos centrales en exploitation. L'utilisation de technologies

liées à la sécurité, telles que les caméras de surveillance et l'accès électronique, permet d'assurer le contrôle des zones sécurisées. Des audits et des évaluations des risques de sécurité sont effectués régulièrement pour assurer l'amélioration continue du programme de gestion de la sécurité. Le programme de gestion de la sécurité est axé sur la protection de notre personnel, de nos biens, de notre information et de notre réputation.

Le programme de gestion des urgences de TransAlta prépare les employés en cas d'incident. Parrainé par la direction, le programme comprend une politique et une norme de gestion des urgences, qui prévoient que les employés doivent se préparer en permanence aux situations d'urgence. Il fournit le cadre général permettant à chaque unité fonctionnelle de fournir un plan d'intervention en cas d'urgence et un plan de continuité des activités. Nous mettons en œuvre notre système de commandement des interventions, soit un système normalisé de gestion des urgences et des incidents sur les lieux qui fournit une structure organisationnelle capable de répondre à des incidents uniques ou multiples. Conçu pour faciliter la gestion des ressources lors d'incidents, il regroupe les installations, le matériel, le personnel, les procédures et les communications au sein d'une structure organisationnelle commune. Il est utilisé dans le cadre d'une gestion des interventions fondée sur une approche tous risques et est officiellement reconnu pour les interventions multidisciplinaires dans les situations d'urgence, aussi complexes soient-elles.

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

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

Les exigences annuelles en matière de formation, 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 constamment notre programme de cybersécurité en nous concentrant sur trois piliers clés : la technologie, les processus et les individus. Chacun de ces piliers peut être renforcé indépendamment pour faire face aux risques et menaces spécifiques liés à la cybersécurité au moyen d'un programme complet et multidimensionnel. TransAlta évalue continuellement son niveau de cybermenace et met en œuvre des mesures et des contrôles pour 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 aux normes de protection des infrastructures essentielles de la North American Electric Reliability Corporation («NERC»), le cas échéant. Ces normes visent à assurer la réglementation, le contrôle, la surveillance et la gestion de la sécurité du réseau d'électricité en Amérique du Nord, et s'appliquent expressément aux risques liés à la cybersécurité.

En 2023, 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 2023, nous avons amélioré notre performance en matière d'ESG grâce aux efforts que nous avons déployés afin de promouvoir un effectif conforme aux principes d'équité, de diversité et d'inclusion. Cette rubrique présente les facteurs de développement durable liés au capital humain, conformément aux directives de l'International Integrated Reporting Framework.

Équité, diversité et inclusion

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

En 2023, TransAlta a conclu la troisième année de sa stratégie d'équité, de diversité et d'inclusion sur cinq ans visant à faciliter la réalisation des aspirations et des objectifs énoncés dans notre engagement en matière d'équité, de diversité et d'inclusion.

Diversité femmes-hommes

Un certain nombre d'études de cas ont mis en évidence le lien entre la diversité femmes-hommes et la valeur ajoutée des entreprises. TransAlta est un ardent défenseur de la diversité femmes-hommes en tant que moteur de valeur, mais aussi en tant que pratique commerciale éthique. Notre engagement à l'égard de la diversité femmes-hommes au sein de notre entreprise se reflète dans le taux de participation des femmes au sein de l'équipe de direction et du conseil. Au 31 décembre 2023, les femmes représentaient 26 % de l'équipe de la haute direction et 46 % du conseil. D'après les données de toutes les sociétés canadiennes cotées à la Bourse de Toronto, ces pourcentages sont plus élevés que la moyenne en ce qui concerne les sièges au conseil occupés par des femmes (29 %) et les postes détenus par des femmes dans les équipes de direction (21 %).

Pour soutenir davantage la promotion des femmes, nous avons fixé des objectifs visant i) le maintien de l'égalité de rémunération pour les femmes occupant des postes équivalents, ii) une représentation de 50 % de femmes au sein de notre conseil d'ici 2030 et iii) une représentation de 40 % de femmes parmi tous les employés d'ici 2030. À l'heure actuelle, les femmes représentent 27 % 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 2023, nous avons continué d'offrir la bourse d'études Women in Trades qui offre un soutien financier aux étudiantes admissibles inscrites dans des programmes postsecondaires de métiers spécialisés. En 2023, nous avons poursuivi la prestation d'un programme d'apprentissage à l'intention des femmes dans le cadre de nos activités de production, dont l'objectif stratégique est de recruter des étudiantes et de les former afin qu'elles puissent bénéficier d'une formation expérientielle précieuse et apprendre des métiers spécialisés.

Santé et sécurité du personnel

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

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

Nous avons fait d'importants progrès dans la transformation de notre culture de la sécurité. Les initiatives de formation et de perfectionnement étaient une priorité absolue, et nous

avons donné une formation sur la sécurité axée sur les comportements à tous les employés.

Cette formation fournit les outils et stratégies nécessaires pour permettre aux employés d'influer sur leurs comportements individuels et pour encourager l'appropriation personnelle quant aux résultats en matière de sécurité. Cela contribue à créer un environnement de travail sécuritaire sur le plan psychologique, puisqu'elle encourage la responsabilité personnelle à l'égard de la sécurité.

En 2023, notre excellente performance en matière de sécurité a été soutenue par nos domaines d'intérêt stratégiques : renforcer notre culture de sécurité, comprendre la tolérance au risque et normaliser les informations et les systèmes en matière 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 l'établissement, le renforcement et le maintien de notre culture de la sécurité. Au moyen de séances entre pairs visant à intégrer une compréhension de la perception du risque, de la tolérance au risque et de la sécurité psychologique, les dirigeants ont animé plus de 100 séances dans l'ensemble de nos installations.

Un de nos indicateurs clés 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 2023, le taux de fréquence totale des accidents enregistrables s'est établi à 0,30 par rapport à 0,39 en 2022.

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	2023	2022	2021
Blessures ayant entraîné un arrêt de travail	1	0	3
Blessures avec soins médicaux	4	6	9
Travail restreint	0	0	5
Heures d'exposition	3 362 000	3 058 000	4 134 000
Taux de fréquence totale des accidents enregistrables	0,30	0,39	0,82

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 ou les pertes éventuelles. 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 2023, nous avons enregistré 12,5 signalements par travailleur, ce qui excède notre cible de 12. 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 2023, TransAlta a reçu le prix d'excellence *Utilities and Electrical Employer* décerné par Canada's Safest Employers. TransAlta a également été reconnue comme l'employeur offrant le meilleur programme de bien-être dans tous les secteurs d'activité, excellant dans la promotion et la protection du bien-être général des employés.

Culture et structure de l'entreprise

Nos employés sont au cœur de la création de valeur. Notre culture d'entreprise a évolué et s'est adaptée tout au long de notre histoire de 112 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

Au 31 décembre 2023, nous avons un effectif de 1 257 employés (1 222 en 2022). Ce nombre a augmenté de 1 % par rapport au niveau de 2022. Nos employés étant syndiqués dans une proportion d'environ 30 %, 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 2023. Notre entreprise continue d'exploiter quatre secteurs de production, dont Gaz, Énergie éolienne et énergie solaire, Hydroélectricité et Transition énergétique, avec le soutien de nos unités fonctionnelles Siège social et Croissance. L'ensemble de nos activités est géré par une seule équipe de direction, ce qui permet des synergies opérationnelles et financières, renforçant ainsi notre compétitivité.

Fidélisation et reconnaissance des employés

Rémunération liée aux questions ESG

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

En 2023, le plan incitatif annuel était lié à hauteur de 20 % à l'atteinte d'objectifs ESG précis, dont 10 % était lié aux améliorations de la culture organisationnelle et 10 %, à la sécurité. De plus, 30 % du plan incitatif annuel était lié à la croissance, laquelle est axée sur l'expansion du portefeuille de production d'énergie renouvelable de TransAlta, ce qui aidera la Société à réduire l'intensité globale de ses émissions de GES. Nos plans incitatifs à long terme comprennent des objectifs stratégiques liés à nos efforts axés sur l'électricité propre, la forte croissance des énergies renouvelables, l'élaboration de politiques ESG, la réalisation de notre plan culturel, et notre stratégie d'équité, de diversité et d'inclusion. Se reporter à la circulaire de sollicitation de procurations de la direction pour plus de précisions concernant la rémunération liée aux questions ESG.

Performance et reconnaissance des employés

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.

Pratiques progressistes de gérance environnementale

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

Stratégie environnementale

Toutes les sources d'énergie utilisées pour produire de l'électricité ont une incidence sur l'environnement. Bien que nous suivions une stratégie commerciale comprenant l'investissement dans les sources d'énergie renouvelable comme l'énergie éolienne, l'hydroélectricité et l'énergie solaire, nous pensons également que le gaz naturel continuera d'être un facteur essentiel dans la satisfaction des besoins énergétiques durant la transition vers l'électricité propre. Nos processus de gestion environnementale renforcent notre stratégie d'entreprise qui consiste à abandonner nos activités de combustion du charbon à forte intensité de GES. En 2026, notre production sera uniquement composée de gaz naturel et d'énergies renouvelables.

La réduction de l'impact environnemental de nos activités comporte des avantages non seulement pour nos résultats d'exploitation et nos résultats financiers, mais également pour les collectivités où nous exerçons nos activités. Nous adoptons une approche proactive pour atténuer les risques environnementaux et nous pensons que cette stratégie renforcera notre position concurrentielle, étant donné que les parties prenantes et la société dans son ensemble accordent de plus en plus d'importance à une gestion environnementale réussie. 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 et la gestion des déchets.

En plus de nos pratiques de gestion environnementale, nous sommes assujettis à des lois et règlements environnementaux qui ont une incidence sur certains aspects de nos activités, notamment les émissions atmosphériques, la qualité de l'eau, les déversements d'eaux usées et la production, le transport et l'élimination de déchets et de substances dangereuses. Les activités de la Société sont susceptibles d'endommager l'habitat naturel, d'altérer la végétation et la faune, ou de provoquer une contamination du sol ou de l'eau qui pourrait nécessiter des mesures correctives en vertu des lois et règlements applicables. Ces lois et règlements exigent que nous obtenions et 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.

Performance environnementale

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

Biodiversité

Dans notre 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'Union internationale pour la conservation de la nature («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	2023	2022	2021
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

Surveillance des questions liées à la biodiversité

Le CGSDD de TransAlta aide le conseil à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance en ce qui a trait au suivi, par la Société, de la réglementation en matière d'environnement, des changements apportés à la politique publique, et de l'établissement de stratégies, de politiques et de pratiques en matière d'environnement. Pour plus d'informations, se reporter à la rubrique «Gouvernance du développement durable» du présent rapport de gestion.

Évaluation des incidences de notre chaîne de valeur sur la biodiversité

Nous examinons l'incidence de nos activités existantes sur la biodiversité et évaluons l'incidence de nos nouveaux projets de croissance sur la biodiversité conformément à la réglementation en vigueur et à l'objectif de TransAlta en matière de santé de la biodiversité. Les sections qui suivent donnent plus de précisions sur la façon dont nous évaluons les incidences de notre chaîne de valeur sur la biodiversité.

Croissance

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

En outre, chaque nouveau projet de mise en valeur est associé à un plan détaillé d'engagement communautaire conçu pour veiller à ce que les propriétaires, parties prenantes, organismes, entreprises, organisations non gouvernementales, organisations non gouvernementales environnementales et collectivités autochtones d'accueil susceptibles d'être touchés comprennent la nature des

projets, disposent de multiples occasions variées d'intervenir et de fournir des commentaires et soient en mesure d'amorcer un dialogue constructif avec TransAlta et ses représentants. Le but ultime est de prendre en compte, de résoudre et d'atténuer les préoccupations des parties prenantes ou des collectivités autochtones avant de présenter des demandes de permis importantes pour tous nos projets.

Activités quotidiennes

En 2023, nos centrales en Alberta disposaient toujours d'un programme de surveillance de la faune conçu pour surveiller l'abondance de la faune et la diversité des espèces dans la zone d'étude au fil du temps. Selon ces études, TransAlta a constaté une biodiversité essentiellement stable ou en augmentation dans la zone, diverses nouvelles espèces d'oiseaux ayant été détectées au fil des ans et les collisions avec des véhicules ayant diminué en raison de l'abaissement de la limite de vitesse permise. La taille de certaines populations animales fluctue dans la zone en fonction des conditions météorologiques et de la couverture végétale disponible.

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

En ce qui concerne nos centrales hydroélectriques, nous nous efforçons principalement de réduire les répercussions sur les poissons et leur habitat. Nous respectons la réglementation provinciale et fédérale et exerçons nos

activités conformément aux approbations accordées aux centrales. Nous continuons à travailler à l'amélioration de notre exploitation et révisons régulièrement nos plans de gestion opérationnelle de l'environnement pour nous assurer que nos critères d'exploitation sont respectés.

En ce qui concerne nos activités éoliennes et solaires, un plan de gestion opérationnelle de l'environnement a été élaboré pour chaque actif de sorte que nos installations adoptent des pratiques écologiques et responsables fondées sur une philosophie d'amélioration continue en matière de protection de l'environnement. Les initiatives environnementales appuyant nos efforts en faveur de la biodiversité comprennent nos pratiques de protection des oiseaux et des chauves-souris (installation d'un recouvrement pour empêcher les oiseaux de s'électrocuter), une base de données sur la mortalité des oiseaux et des chauves-souris (registre de tous les cas de blessures et de mortalité), un suivi des ressources sensibles sur le plan environnemental (suivi des éléments fauniques sensibles se trouvant dans nos parcs éoliens en exploitation ou à proximité) et la collecte de l'ensemble des données à long terme (p. ex. des études sur la faune avant et après la construction). De plus, nous continuons à collaborer avec l'industrie et la communauté scientifique afin de répondre aux préoccupations et aux impacts environnementaux liés à la biodiversité.

Pour ce qui est de nos activités à Centralia, en 2023, nous avons mené à bien un plan de reboisement riverain pour les zones sous-boisées le long de la rivière Skookumchuck situées dans notre zone de gestion de l'habitat faunique de

Skookumchuck. Nous avons planté 15 620 arbres le long des deux rives de la rivière pour maintenir les berges et réduire l'érosion. Nous avons également mené à bien un vigoureux programme de désherbage pour lutter contre la prolifération des espèces envahissantes, améliorant ainsi la santé globale de l'habitat. De plus, nous avons récolté environ 97 300 pieds-planche de bois d'œuvre composé d'aulne rouge et de sapin Douglas malades afin de permettre la croissance d'arbres sains dans le cadre de notre programme global de gestion de l'habitat faunique.

Utilisation de l'énergie

TransAlta utilise l'énergie de nombreuses façons. Nous générons de l'électricité grâce à nos centrales alimentées au gaz naturel, au diesel et au charbon (jusqu'à la fin de 2025 à la centrale de Centralia). Nous exploitons l'énergie cinétique de l'eau et du vent pour produire de l'électricité. Nous produisons également de l'électricité à partir du soleil. Outre la combustion des sources de combustible, nous surveillons également la combustion de l'essence 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 millions de gigajoules). En 2023, l'utilisation d'énergie a augmenté de 1 % par rapport à celle de 2022. 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	2023	2022	2021
Hydroélectricité	0	0	0
Énergie éolienne et énergie solaire	0	0	0
Gaz	123	130	118
Transition énergétique	73	64	86
Siège social et Commercialisation de l'énergie	0	0	0
Total de l'utilisation d'énergie (en millions de gigajoules)	197	195	204

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. Depuis 2005, nous avons réduit les émissions de SO₂ de 98 % et les émissions de NO_x de 83 %. En 2024, nous continuerons d'examiner la possibilité d'établir de nouvelles cibles environnementales relatives aux émissions atmosphériques.

Aucune de nos anciennes centrales alimentées au charbon en Alberta n'est située à moins de 50 kilomètres d'une zone urbaine ou densément peuplée, et ces centrales ont toutes été mises hors service ou converties au gaz en 2021. Notre centrale thermique de Centralia dans l'État de Washington se trouve à 40 kilomètres d'une telle zone. Selon les directives du SASB, «une installation est considérée comme étant située près d'une zone densément peuplée si elle est située dans un rayon de 49 kilomètres d'une zone à forte densité de population» (soit une «population minimale de 50 000 personnes»). En 2023, la centrale thermique de Centralia a comptabilisé 35 % des émissions totales de NO_x, 99 % des émissions totales de SO₂, 30 % des émissions totales de particules fines et 76 % des émissions totales de mercure. La centrale compte deux unités : une unité a été mise hors service à la fin de 2020 et la seconde sera mise hors service d'ici la fin de 2025, ce qui marquera la fin des émissions atmosphériques de nos centrales alimentées au charbon.

Nos centrales alimentées au gaz émettent des niveaux suffisants de NO_x qui doivent être signalés aux organismes de réglementation nationaux. Ces centrales produisent également des quantités infimes de SO₂ et des particules

fines, mais à des niveaux jugés négligeables qui n'entraînent pas d'obligation de déclaration ni de problème de conformité. Bon nombre de nos centrales au gaz sont situées dans des régions très éloignées et peu peuplées, loin des zones urbaines. Nos centrales au gaz de Sarnia, de Windsor, d'Ottawa et de Fort Saskatchewan ainsi que la centrale Ada sont nos centrales qui dégagent des émissions atmosphériques dans un rayon de 49 kilomètres d'un milieu urbain ou densément peuplé.

En 2023, le total de nos émissions atmosphériques a maintenu un rendement similaire aux niveaux de 2022, ce qui s'explique par l'achèvement des conversions du charbon au gaz au cours des années précédentes, permettant ainsi d'améliorer l'efficacité opérationnelle et de réduire les émissions atmosphériques. La légère augmentation de particules fines est attribuable à l'augmentation de la production à la centrale de Centralia, qui est la seule centrale alimentée au charbon restante de notre portefeuille.

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	2023	2022	2021
SO ₂ (tonnes)	1 100	1 200	7 300
NO _x (tonnes)	11 000	11 000	15 000
Particules fines (tonnes)	460	360	2 200
Mercure (kilogrammes)	18	21	41

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 réussi notre objectif de réduction de la consommation d'eau d'ici 2026, visant à réduire de 20 millions de m³, ou de 40 %, la consommation d'eau de l'ensemble de nos installations (prélèvements moins déversements) par rapport à celle de 2015. En 2015, la consommation d'eau s'est élevée à 45 millions de m³. Cet objectif est conforme aux ODD de l'ONU, plus particulièrement l'objectif 6, *Eau propre et assainissement*. En 2024, nous continuerons d'examiner la possibilité d'établir de

nouvelles cibles environnementales relatives à la consommation d'eau.

En 2023, nous avons utilisé environ 273 millions de m³ d'eau (233 millions de m³ en 2022) et retourné à la source environ 239 millions de m³ d'eau (207 millions de m³ en 2022), ou 88 %. La consommation d'eau totale s'est élevée à environ 34 millions de m³ (26 millions de m³ en 2022). La consommation d'eau a augmenté principalement en raison d'une augmentation de la production par rapport à l'exercice précédent. C'est particulièrement le cas à la centrale Centralia, notre dernière centrale de transition alimentée au charbon qui a la consommation d'eau la plus élevée.

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

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Prélèvement d'eau	273	233	241
Déversement d'eau	239	207	209
Consommation d'eau totale (en millions de m ³)	34	26	32

Sécurité de l'eau

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. Malgré d'importants prélèvements dans la rivière Sainte-Claire adjacente pour soutenir nos activités à Sarnia, nous restituons environ 97 % de l'eau prélevée. L'eau provenant de cette source est actuellement à faible risque selon l'analyse effectuée avec l'outil Aqueduct Water Risk Atlas, approuvé par le SASB.

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

Dans la centrale de South Hedland, en Australie-Occidentale, le risque lié à l'eau est également élevé en raison du risque d'inondation dans la région. La centrale de South Hedland a été construite au-dessus des niveaux d'inondation normaux afin d'atténuer les risques d'inondation. Lors d'un cyclone de catégorie 4 qui a provoqué des inondations dans la région en 2019, la centrale de South Hedland a continué à produire de l'électricité pour la région. En outre, la centrale de South Hedland a élaboré un plan de gestion de l'efficacité de l'eau avec Water Corporation WA, principal fournisseur de services

d'eau, d'eaux usées et de drainage en Australie-Occidentale. Les initiatives visent à réduire la consommation et les coûts de l'eau grâce à des technologies innovantes et à des gains d'efficacité identifiés dans le cadre de la gestion de la centrale.

Sécurité des barrages

Nos programmes de sécurité des barrages englobent tous les aménagements hydroélectriques, les bassins construits et les structures de rétention des fluides telles que les bassins et les canaux de cendres, ainsi que les équipements et structures connexes et le personnel nécessaire pour exploiter, entretenir et inspecter ces éléments. Ils sont régis par notre politique de sécurité des barrages et notre système de gestion de la sécurité des barrages, comprenant des exigences en matière de conception, de modification et de mise hors service, d'exploitation, d'entretien et de surveillance, de sécurité du public, de gestion des urgences et de gestion des risques.

Le conseil de TransAlta et son président et chef de la direction supervisent l'efficacité de nos programmes de sécurité des barrages et reçoivent des mises à jour régulières. En 2022, un membre du conseil a été nommé conseiller de la sécurité des barrages de la Société pour aider le conseil à s'acquitter de son rôle de surveillance à l'égard des pratiques de sécurité des barrages de la Société étant donné les aspects techniques et uniques que présente la sécurité des barrages. De plus, TransAlta fait appel à un comité externe d'examen de la sécurité des barrages chargé d'effectuer un examen du programme et de sa gestion, y compris une évaluation globale et une comparaison avec d'autres programmes nationaux et internationaux.

Nos programmes de surveillance comprennent ce qui suit :

- Inspections des activités et inspections techniques régulières
- Tests des pièces d'équipement essentielles
- Présence de nombreux instruments dans les barrages qui permettent le suivi du niveau d'eau, de la température et des mouvements et la détection des tremblements de terre
- Recours à des drones et à la télésurveillance des mouvements par satellite

- Plans et exercices d'urgence avec les parties prenantes internes et externes
- Examens réguliers par des tiers qui sont présentés aux organismes de réglementation

Nous travaillons en étroite collaboration avec les acteurs locaux, notamment les offices de protection de la nature et les organismes publics, sur la gestion des bassins hydrographiques, la planification d'urgence et les mesures d'intervention en cas d'inondation. Par exemple, dans le sud de l'Alberta, nos centrales hydroélectriques ont joué un rôle de plus en plus important sur le plan de la gestion de l'eau depuis l'inondation de 2013. En 2021, nous avons renouvelé notre accord précédent avec le gouvernement de l'Alberta pour une période supplémentaire de cinq ans portant sur la gestion de l'eau de Bow River à notre réservoir Ghost afin de participer aux efforts visant à réduire les inondations, ainsi qu'à notre réseau de la rivière Kananaskis (qui comprend les centrales hydroélectriques d'Interlakes, de Pocaterra et de Barrier) afin de participer aux efforts visant à réduire la sécheresse. En 2022, nous avons commencé le démantèlement du bassin de cendres de la centrale de Keepphills, une installation qui n'est plus nécessaire pour le stockage des cendres depuis la conversion du charbon au gaz de l'unité 2 de la centrale. Ce projet d'une durée de trois ans permettra de remodeler le bassin existant afin qu'il soit stable à long terme et constitue la première étape vers la mise hors service de la structure.

TransAlta est fière de sa réputation en matière de sécurité des barrages. Nous sommes membres de l'Association canadienne des barrages, du groupe d'intérêt sur la sécurité des barrages du Centre for Energy Advancement through

Technological Innovation, de l'United States Society on Dams, de la Société canadienne de géotechnique, du Dam Safety Advisory Committee de l'Alberta Chamber of Resources, et de l'Association of State Dam Safety Officials.

Pour plus d'informations sur notre programme de gestion des urgences, se reporter à «Santé et sécurité du public» sous la rubrique «Dialoguer avec nos parties prenantes pour bâtir des relations positives» du présent rapport de gestion.

Déchets

Dans notre politique environnementale, l'importance de la protection de l'environnement et de la gestion des déchets est présentée comme la responsabilité sociale de TransAlta et des employés et entrepreneurs de TransAlta. Nos données sur les déchets sont communiquées chaque année à divers organismes de réglementation.

En 2023, nos activités ont généré l'équivalent d'environ 479 000 tonnes de déchets (204 000 tonnes en 2022). Les déchets non dangereux représentent 97 % de la production totale de déchets, et 0,2 % de la production totale a été envoyée à la décharge (0,9 % en 2022). L'augmentation du total des déchets est principalement attribuable à la réutilisation des déchets. Depuis qu'elles ont été mises hors service, nous vendons les cendres résiduelles des mines de Highvale et de Centralia, qui représentent 95 % de la production totale des déchets.

Le tableau qui suit présente la production totale de déchets au cours des trois derniers exercices. Les chiffres ont été arrondis au millier près :

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Total de la production de déchets (tonne d'éq.)	479 000	204 000	514 000
Déchets mis en décharge (tonne d'éq.)	1 000	1 900	1 000
Déchets recyclés (tonne d'éq.)	19 000	22 000	31 000
Déchets réutilisés (tonne d'éq.)	457 000	151 000	176 000
Total des déchets mis en décharge (en pourcentage)	0,2	0,9	0,2
Total des déchets dangereux (en pourcentage)	3	9	5
Total des déchets dangereux mis en décharge (en pourcentage)	0,0	0,6	1,0

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 produirons plus après 2025 aux États-Unis. En 2023, Lafarge Canada et TransAlta ont conclu un accord qui permettra de faire progresser les projets de béton à faible émission de carbone en Alberta. Le projet consistera à réutiliser les cendres volantes mises en décharge, un déchet issu des activités de production de la mine de Highvale de TransAlta, qui ont pris fin en 2021. Les cendres seront utilisées pour remplacer le ciment dans la fabrication du béton. La transformation du produit récupéré

en un produit commercialisable permettra de réduire davantage la quantité de ciment produit et les émissions qui en résultent, tout en offrant de nouvelles possibilités d'emploi et de croissance économique. Cette technologie novatrice contribue à l'économie circulaire et réduira les obligations de remise en état de TransAlta.

Utilisation des terrains

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 dans le cadre de notre objectif d'abandonner la production d'électricité au charbon au Canada à la fin de 2021. 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. Nos plans de remise en état à Highvale sont établis en fonction du cycle de vie et comprennent la configuration des zones touchées, le rétablissement du drainage, le remplacement du sol végétal et du sous-sol, la revégétalisation et la gestion du terrain.

Nos pratiques minières comprennent la remise en état progressive, l'utilisation finale du terrain étant prise en

compte à toutes les étapes de la planification et de la mise en valeur. À ce jour, nous avons remis en état environ 4 900 hectares, soit environ 39 % des terrains perturbés (12 600 hectares).

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 2023, nous n'avons recensé aucun incident environnemental de non-conformité à la réglementation (un incident en 2022). Aucune amende ou mesure d'application des lois environnementales n'a été imposée.

Incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation :

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation	0	1	2

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 2023 a été de 0 m³ (246 m³ en 2022).

Incidents environnementaux importants :

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Incidents environnementaux importants	0	0	0

Il existe un risque de défaillance des bassins de cendres liés à nos centrales au charbon mises hors services. Le risque est faible, mais la survenance d'un tel incident pourrait avoir d'importantes répercussions. Nous respectons la réglementation environnementale applicable à nos bassins de cendres et veillons à ce que la gestion de ceux-ci soit

conforme à notre approche quant à la sécurité des barrages et à la réglementation stricte en vigueur dans les territoires où nous exerçons nos activités. La gestion des bassins implique des inspections périodiques et des mesures d'atténuation pertinentes en cas de problèmes.

Conditions météorologiques

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

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

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

Fournir de l'énergie fiable, durable et à faible coût

L'objectif de TransAlta est d'être un chef de file dans la production d'électricité propre centré sur le client et soucieux d'assurer un avenir durable. Notre stratégie vise à répondre aux besoins de nos clients en matière d'électricité propre, fiable et à faible coût et à assurer l'excellence opérationnelle et l'amélioration continue dans tout ce que nous faisons. Cette rubrique présente la gestion du capital d'ordre manufacturier, intellectuel, social et sociétal conformément aux directives de l'International Integrated Reporting Framework.

Abordabilité de l'énergie

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

Pour les clients qui souhaitent conclure un engagement à long terme afin d'obtenir des coûts prévisibles, TransAlta possède l'expérience nécessaire au développement de centrales d'énergie renouvelable, de systèmes de stockage

par batteries et de solutions hybrides, et à la préparation d'accords d'enlèvement à long terme à partir de ses centrales alimentées au gaz et à partir d'énergie renouvelable, actuelles et futures.

Efficience de l'utilisation finale et demande

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

Notre rapport sur le facteur de puissance informe les clients si leurs sites affichent un facteur de puissance inférieur à 90 %, afin qu'ils puissent envisager d'installer du matériel écoénergétique. En réduisant les frais liés à la demande de puissance du client au moyen de la correction du facteur de puissance, le site du client exerce moins de pression sur le réseau électrique et réduit son empreinte carbone. Le rapport de TransAlta sur la santé des sites informe les clients des sites dont l'appel de puissance de pointe a été réduit de façon permanente pour diverses raisons depuis leur date de mise en service. Le client paie peut-être chaque mois à la société

de distribution une prime de puissance plus élevée qui est fondée sur l'appel de puissance de pointe initialement prévu pour le site. TransAlta fait équipe avec le client afin de déterminer le nouvel appel de puissance de pointe en fonction de l'exploitation du client. Le client, en collaboration avec la société de distribution, peut juger plus rentable de racheter le contrat de distribution pour réduire les coûts de distribution mensuels à l'avenir.

Résilience du réseau

En tant que grand producteur d'électricité, TransAlta travaille activement pour faire en sorte que l'énergie que nous fournissons à nos clients soit fiable et abordable et qu'elle ait un faible impact sur l'environnement. Nous fournissons à des clients industriels des solutions énergétiques décentralisées et adaptées. En 2023, TransAlta a achevé le parc solaire dans le nord de la région de Goldfields, en Australie-Occidentale, pour fournir à BHP de l'électricité solaire renouvelable pour ses activités dans la région de Goldfields au moyen d'un système de stockage d'énergie par batteries. Nous alimentons également des réseaux électriques centralisés, et nous possédons et exploitons une infrastructure de transport en Alberta qui répond aux besoins de fiabilité du réseau.

Dans tous les territoires où nous exerçons nos activités, nous travaillons en étroite collaboration avec les exploitants de réseaux afin de nous assurer que l'ensemble du réseau est fiable et que l'approvisionnement est suffisant. Nous tenons compte d'une multitude de facteurs dans nos décisions de planification et d'exploitation qui pourraient compromettre la résilience du réseau, notamment l'intermittence de l'énergie renouvelable, les cyberattaques, les événements

météorologiques extrêmes et les catastrophes naturelles. En outre, nous nous engageons à respecter les normes de la NERC et les normes de fiabilité de l'Alberta à l'égard des centrales et des infrastructures de transport que nous possédons et exploitons.

En tant qu'entreprise, nous nous concentrons sur le déploiement de capacités de production d'énergie propre et de nouvelles solutions technologiques afin de répondre aux besoins émergents et futurs du réseau électrique dans lequel nous exerçons nos activités. En Alberta, par exemple, en 2020, nous avons mis en service la première centrale de stockage par batteries, appelée WindCharger, à l'unité II de notre parc éolien Summerview afin de créer une ressource de production de pointe à faible émission. Cette ressource fait partie du marché des services auxiliaires de réponse en fréquence rapide de l'AESO afin de soutenir les activités d'interconnexion. En plus de la réponse en fréquence rapide, WindCharger utilise une ressource dont la rapidité de réponse peut être exploitée avec beaucoup de fiabilité, ce qui permet de répondre au besoin grandissant de réponse en fréquence primaire, de soutien des fréquences et de résilience afin de favoriser la décarbonation du réseau grâce à un approvisionnement diversifié provenant de sources d'énergie renouvelable intermittentes.

Se reporter à la rubrique «Favoriser l'innovation et l'adoption de technologies» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur les technologies qui renforcent la résilience du réseau. Se reporter à «Conditions météorologiques» sous la rubrique «Pratiques progressistes de gérance environnementale» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur les événements météorologiques extrêmes et les catastrophes naturelles.

Gouvernance du développement durable

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

Le développement durable fait l'objet d'une surveillance par le CGSDD du conseil de TransAlta. Le CGSDD aide le conseil à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance en ce qui a trait au suivi, par la Société, de la réglementation en matière de changements climatiques, d'environnement, de santé et de sécurité, des changements apportés à la politique publique, et de l'établissement de stratégies, de politiques et de pratiques en matière de changements climatiques, d'environnement, de santé et de sécurité, et de bien-être social, y compris les droits de la personne, les conditions de travail et l'approvisionnement responsable.

Les documents suivants aident à régir le développement durable chez TransAlta et sont accessibles au public sur notre site Web, sous la rubrique Gouvernance de la section Investor Centre :

- Code de conduite de la Société
- Code de conduite à l'intention des fournisseurs
- Politique de dénonciation
- Politique de gestion totale de la sécurité
- Politique relative aux droits de la personne et à la discrimination
- Politique en matière de relations avec les Autochtones
- Politique concernant la diversité du conseil et des effectifs et engagement en faveur de la diversité et de l'inclusion
- Politique environnementale

En 2023, nous étions membres d'organisations et de groupes de travail clés en matière de développement durable,

notamment EXCEL Partnership, Canadian Business for Social Responsibility et le comité directeur de l'électricité durable d'Électricité Canada, ce qui nous permet de valider et de soutenir notre stratégie et nos pratiques de développement durable.

En 2022, nous avons revisité nos facteurs de développement durable importants. Ils sont présentés ci-dessous par ordre alphabétique :

- Qualité de l'air et émissions atmosphériques
- Intégrité des actifs et résilience du réseau
- Gestion de la biodiversité et des terres
- Changements climatiques et émissions de GES
- Sécurité des barrages
- Engagement des parties prenantes et investissement dans les collectivités
- Équité, diversité et inclusion
- Éthique et conduite des affaires
- Santé, sécurité et bien-être

- Droits de la personne et pratiques de travail
- Relations et partenariats avec les groupes autochtones
- Protection de l'actif informationnel et cybersécurité
- Énergie renouvelable et technologies innovatrices
- Sécurité, préparation aux situations d'urgence et intervention d'urgence
- Engagement des parties prenantes et investissement dans les collectivités
- Chaîne d'approvisionnement et approvisionnement durable
- Gouvernance du développement durable
- Finance durable
- Recrutement, fidélisation et développement des talents
- Gestion des déchets
- Gestion de l'eau

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 pour étendre nos activités et atteindre nos objectifs tout en nous protégeant de manière raisonnable contre des niveaux de risque inacceptables ou contre les risques financiers. Nous utilisons une structure de contrôle à niveaux multiples pour gérer les risques et possibilités liés à nos activités, aux marchés où nous évoluons et au contexte politique et aux structures avec lesquels nous interagissons.

Gouvernance

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

- Les employés, la direction et le conseil sont résolus à respecter une conduite éthique et à faire preuve d'intégrité et d'honnêteté.
- Nous avons établi des politiques et des normes clés encadrant l'exercice de nos activités.
- Le président de notre conseil et tous les administrateurs, à l'exclusion de notre président et chef de la direction, sont indépendants aux termes du Règlement 58-101 sur l'information concernant les pratiques en matière de gouvernance.

- Le conseil est composé de personnes qualifiées dotées d'un ensemble de connaissances, d'aptitudes et d'expériences essentielles à nos activités et à notre stratégie.
- L'efficacité du conseil est obtenue grâce à de solides évaluations annuelles et à la formation continue de nos administrateurs.
- La direction et le conseil favorisent un dialogue ouvert avec les actionnaires et les parties prenantes de la collectivité.

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

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

Le code de conduite de la Société énonce nos normes et attentes à l'égard de nos employés, membres de la direction, administrateurs, conseillers et fournisseurs en ce qui a trait notamment à la protection et au bon usage de nos actifs. Les

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

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

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

Pour permettre au conseil 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; et 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.

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

Le CPI est habilité par le conseil à superviser les conclusions de la direction en matière d'investissement et l'exécution des grands projets de dépenses d'investissement approuvés par le conseil qui favorisent les plans stratégiques de la Société. Le CPI aide le conseil à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance en ce qui a trait à l'examen et au suivi des processus de gestion de projet et de contrôle, du profil financier, des coûts en capital, des pratiques d'approvisionnement et des calendriers de projet de façon plus approfondie que lors des réunions ordinaires du conseil sur lesquelles pèsent des contraintes de temps.

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

Le chef de la direction et les membres de la haute direction analysent les principaux risques tous les trimestres et en font rapport. Des examens particuliers de la gestion du risque lié aux opérations sont menés tous les mois par le comité des risques liés aux produits de base et à la conformité, ainsi que toutes les semaines par l'équipe de la gestion des risques liés aux produits de base, les gestionnaires commerciaux des opérations et de la commercialisation, et le vice-président directeur, Finances et chef des finances.

Le comité des investissements est un comité de gestion présidé par notre vice-président directeur, Fusions et acquisitions, stratégie et trésorier, et se compose du président et chef de la direction; du vice-président directeur, Finances et chef des finances; du vice-président directeur, Production; du vice-président directeur, Affaires commerciales et Relations avec les clients; et de la vice-présidente, Financement stratégique et relations avec les investisseurs. Le comité examine et approuve toutes les dépenses d'investissement importantes, y compris les projets liés à la croissance, à la productivité, aux prolongations de la durée d'utilité et aux interruptions importantes à réaliser aux centrales alimentées au charbon. Les projets approuvés par le comité des investissements sont par la suite présentés au conseil aux fins d'approbation, au besoin.

Le comité des risques liés aux produits de base et à la conformité est présidé par notre vice-président directeur,

Finances et chef des finances, et est composé d'au moins trois membres de la haute direction. Il surveille la mise en œuvre du programme de gestion du risque et de la conformité lié à la négociation et veille à ce que ce programme dispose des ressources adéquates pour faire le suivi des activités de négociation du point de vue de la gestion du risque et de la conformité. Il s'assure également de l'existence de contrôles, processus, systèmes et procédures appropriés pour pouvoir veiller au respect de la politique.

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

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

Contrôles du risque

Nos contrôles du risque comportent plusieurs éléments importants :

Valeurs de la Société

Nous nous efforçons d'encourager les convictions et les actions qui sont authentiques et respectueuses à l'égard de

nos nombreuses parties prenantes. Pour y parvenir, nous investissons dans les collectivités où nous vivons et travaillons, veillons à la durabilité de l'exploitation et de la croissance, donnons priorité à la sécurité et nous montrons responsables envers les nombreux groupes et personnes avec qui nous travaillons.

Politiques

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

Présentation de l'information

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

Système de dénonciation

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

Valeur à risque et positions de négociation

La valeur à risque («VaR») est l'une des principales mesures permettant de gérer le risque de marché auquel nous

sommes exposés en raison de nos activités de gestion du risque lié aux produits de base. La VaR est calculée et communiquée quotidiennement. Cette mesure indique les variations possibles de la valeur du portefeuille de négociation sur une période de trois jours avec un niveau de confiance de 95 % résultant des fluctuations normales du marché.

La VaR est une mesure fréquemment employée dans le secteur pour faire le suivi du risque associé aux positions et aux portefeuilles en ce qui a trait à la gestion du risque lié aux produits de base. Les deux méthodes courantes d'estimation de la VaR sont la méthode de la variance/covariance historique et la méthode d'analyse de scénarios. Nous estimons la VaR au moyen de la méthode de la variance/covariance historique. Le point faible de la méthode de la variance/covariance historique pour estimer la VaR est que l'information historique utilisée dans l'estimation peut ne pas être révélatrice du risque de marché futur. Des simulations sont effectuées périodiquement pour mesurer l'incidence financière sur le portefeuille de négociation des événements se produisant sur le marché, notamment les fluctuations des prix du marché, leur volatilité et les relations entre eux. Nous avons également recours à d'autres mesures d'atténuation du risque. La VaR au 31 décembre 2023 au titre de nos activités de gestion du risque lié aux produits de base pour compte propre était de 4 millions de dollars (4 millions de dollars en 2022). Se reporter à la rubrique «Risque lié au prix des produits de base» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Facteurs de risque

Le risque est inhérent aux affaires. La rubrique qui suit présente certains facteurs de risque qui pourraient avoir une incidence sur nos plans, rendements et résultats futurs, ainsi que sur la façon dont nous atténuons ces risques. Ces risques ne surviennent pas isolément les uns des autres et doivent être pris en compte dans leur ensemble. De plus amples renseignements sur les facteurs de risque touchant la Société, lesquels sont intégrés par renvoi aux présentes, sont fournis à la rubrique «Facteurs de risque» de la notice annuelle qui se trouve sur notre site Web à l'adresse www.transalta.com et sous notre profil sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca et sur EDGAR à l'adresse www.edgar.gov.

Un renvoi aux présentes à une incidence défavorable importante sur la Société signifie que la Société ou ses activités, son fonctionnement, sa situation financière, ses résultats d'exploitation ou ses flux de trésorerie, selon le contexte, subissent une telle incidence.

Pour certains facteurs de risque, nous indiquerons l'incidence après impôts des fluctuations de certaines variables clés sur le résultat net. L'analyse est fondée sur les conditions commerciales et les volumes de production de 2023. Chaque

élément de l'analyse de sensibilité suppose que toutes les autres variables possibles sont maintenues. La sensibilité se rapporte à la période et à l'amplitude des fluctuations sur lesquelles elle est fondée. Le résultat de l'analyse de sensibilité pourrait varier pour d'autres périodes si la conjoncture économique était différente et si les fluctuations étaient plus importantes. Les variations de taux ne sont pas réputées être proportionnelles au résultat dans tous les cas.

Risque lié au volume

Le risque lié au volume découle des variations de la production prévue. Le rendement financier de nos centrales d'énergie hydroélectrique, d'énergie éolienne et d'énergie solaire est largement tributaire de la disponibilité de leurs intrants pour un exercice donné. Des changements touchant la situation météorologique ou le climat, les précipitations saisonnières habituelles, le moment et le rythme de la fonte des neiges, et l'écoulement de surface pourraient avoir une incidence sur le débit d'eau de nos centrales. La force et la constance des ressources de nos centrales éoliennes peuvent avoir une incidence sur la production. Les températures ambiantes et la disponibilité de l'approvisionnement en eau et en combustible peuvent également avoir une incidence sur les activités des centrales thermiques. Si nous sommes incapables de produire une

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

Facteur	Augmentation ou diminution (en %)	Incidence approximative sur le résultat net (en millions)
Disponibilité et production	1	20 \$

Risque lié au matériel et à la technologie de production

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

quantité suffisante d'énergie pour respecter les volumes stipulés dans nos contrats, nous pourrions devoir acquitter des pénalités ou acheter de l'énergie de remplacement sur le marché.

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

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

prolongée pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation ou nos flux de trésorerie.

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

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

- en exploitant nos centrales selon des normes d'exploitation précises du secteur qui optimisent la disponibilité de nos centrales sur leur durée de vie commerciale;
- en effectuant des travaux d'entretien préventif conformément aux pratiques du secteur applicables, aux recommandations des principaux fournisseurs de matériel et à notre expérience en exploitation;

- en adoptant un programme de travaux d'entretien complet selon un calendrier de révisions générales établi;
- en ajustant les plans d'entretien selon les installations afin de tenir compte du type, de l'âge et du risque commercial du matériel;
- en souscrivant un montant adéquat d'assurance en cas d'interruptions qui couvre les arrêts forcés;
- en incluant des clauses de force majeure dans les CAÉ ainsi que dans les autres contrats à long terme qui nous permettent de déclarer une situation de force majeure en cas de défaillance imprévue;
- en choisissant et en utilisant une technologie éprouvée dans nos centrales, lorsque cela est possible;
- lorsque la technologie est plus récente, en s'assurant que les ententes de service avec les fournisseurs de matériel comprennent des garanties de disponibilité et de rendement appropriées;
- en surveillant le rendement de notre portefeuille par rapport à celui du secteur afin de relever les questions ou les avancées qui peuvent avoir une incidence sur le rendement et en ajustant nos programmes d'entretien et d'investissement en conséquence;
- en négociant des ententes d'approvisionnement stratégiques avec des fournisseurs choisis afin de nous assurer que des composantes clés seront rapidement disponibles dans l'éventualité d'une interruption importante;
- en surveillant l'état de nos actifs et en effectuant des analyses prédictives, et en ajustant nos programmes de travaux d'entretien pour maintenir la disponibilité;
- en concluant des ententes à long terme avec nos partenaires stratégiques en matière d'approvisionnement afin d'assurer la disponibilité des pièces de rechange importantes;
- en mettant en œuvre une stratégie de gestion des actifs à long terme qui optimise les cycles de vie de nos centrales existantes ou en relevant les besoins de remplacement de nos actifs de production.

Risque lié au prix des produits de base

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

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

- en concluant des contrats à long terme qui stipulent le prix auquel l'électricité, la vapeur et d'autres services sont fournis;

- en conservant un portefeuille de contrats à court, à moyen et à long terme pour atténuer notre exposition aux fluctuations à court terme des prix des produits de base;
- en achetant le gaz naturel en fonction de la production des centrales marchandes de façon à ce que les marges électricité-combustible du marché au comptant soient suffisantes pour que la production et la vente d'électricité soient rentables;
- en nous assurant que des plafonds et des contrôles à l'égard de nos activités de négociation pour compte propre sont établis.

En 2023, environ 84 % de notre production totale (83 % en 2022) était régie par des contrats à court et à long terme et des instruments de couverture. En cas d'interruption planifiée ou non planifiée ou d'un événement similaire, nous sommes exposés aux variations des prix de l'électricité que nous devons acheter sur le marché pour remplir nos obligations d'approvisionnement en vertu de contrats à court et à long terme.

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

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

En 2023, 86 % (82 % en 2022) du coût du gaz que nous utilisons pour la production d'électricité était fixé par contrat ou relayé à nos clients, et 100 % (100 % en 2022) de notre coût d'achat de charbon était fixé par contrat.

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

Approvisionnement en gaz naturel et risque lié au prix

Pour maintenir la fiabilité et la disponibilité de nos centrales alimentées au gaz, il est essentiel de disposer de volumes de gaz naturel et de services de transport de gaz naturel suffisants. La garantie d'un service de transport par gazoduc et d'un approvisionnement en gaz naturel adéquats pour nos unités alimentées au gaz peut être affectée, entre autres, par le calendrier de réception des approbations réglementaires et autres à l'égard des contrats de transport fermes, les événements liés aux conditions météorologiques, les arrêts de travail, l'entretien du système, la variabilité de la pression et des débits hydrauliques des gazoducs, et les

répercussions d'autres événements survenus naturellement. Le prix du gaz naturel est déterminé par les fondamentaux de l'offre et de la demande du marché du gaz naturel en Amérique du Nord et dans le monde. Nous sommes exposés aux variations des prix du gaz naturel, ce qui peut avoir une incidence sur la rentabilité de nos installations et sur la façon dont elles sont réparties sur le marché.

Nous gérons les risques liés à l'approvisionnement en gaz et aux prix du gaz comme suit :

- en veillant à ce que nous disposions d'au moins deux gazoducs fournissant le gaz utilisé pour la production d'électricité en Alberta;
- en concluant des contrats fermes pour la livraison et la fourniture de gaz;
- en surveillant la viabilité financière des producteurs de gaz et des gazoducs;
- en couvrant le risque lié au prix du gaz;
- en surveillant les calendriers d'entretien des gazoducs et la disponibilité du transport.

Risque lié à la conformité aux règles environnementales

Le risque lié à la conformité aux règles environnementales est inhérent à nos activités et est lié à la réglementation environnementale existante ou aux modifications qui y sont apportées. De nouveaux objectifs en matière de réduction des émissions pour le secteur de l'électricité sont en voie d'être établis par les gouvernements au Canada, en Australie et aux États-Unis. Nous nous attendons à ce que les investisseurs et les autres parties prenantes se préoccupent de plus en plus de la performance en matière de développement durable. Les modifications apportées à la réglementation pourraient avoir une incidence sur nos résultats en donnant lieu à une réduction du cycle de vie des installations de production et en imposant des coûts additionnels liés à la production d'électricité découlant de mesures telles que des plafonds d'émission ou des taxes sur les émissions, ou en exigeant que nous engagions des dépenses d'investissement supplémentaires en technologie de réduction des émissions ou des investissements dans des crédits compensatoires. Nous prévoyons une augmentation de ces coûts de conformité en raison de l'attention accrue portée par le monde politique et le public aux enjeux environnementaux.

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

- en tentant d'améliorer continuellement les nombreuses mesures du rendement comme les émissions, la sécurité, les effets sur le sol et l'eau, et les incidents environnementaux;

- en réalisant des audits des systèmes de gestion de l'environnement et de gestion de la santé et de la sécurité afin d'évaluer la conformité à notre système de gestion totale de la sécurité, conçu pour améliorer continuellement notre performance;
- en déployant d'importantes ressources d'expérience pour qu'elles collaborent avec les organismes de réglementation du Canada, de l'Australie et des États-Unis afin de veiller à ce que toute modification à la réglementation soit bien conçue et efficace;
- en élaborant des programmes de conformité visant à nous permettre de respecter ou de dépasser les normes d'émission relatives aux GES, au mercure, au SO₂ et au NO_x qui seront ajustées lorsque les règlements seront finalisés;
- en achetant des crédits compensatoires ou des crédits carbone aux fins de réduction des émissions;
- en investissant dans des projets d'énergie renouvelable, notamment la production d'énergie éolienne, d'énergie solaire et d'énergie hydroélectrique, ainsi que dans des technologies de stockage;
- en intégrant des dispositions au chapitre des modifications de lois dans nos contrats qui permettent le recouvrement de certains coûts de conformité auprès de nos clients.

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

Risque de crédit

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

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

- en élaborant et en adoptant des politiques qui définissent les limites de crédit fondées sur le degré de solvabilité des contreparties, les limites relatives aux modalités des contrats et les limites de concentration du crédit par contrepartie;
- en exigeant l'approbation en bonne et due forme des contrats, y compris des examens commercial, financier, juridique et opérationnel;

- en ayant recours à des garanties, notamment des garanties de la société mère, des lettres de crédit, des garanties au comptant ou des assurances de crédit de tiers si une contrepartie dépasse les limites établies. Ces garanties peuvent être réclamées si une contrepartie ne respecte pas ses obligations;
- en dressant un rapport sur notre exposition au risque à l'aide de diverses méthodes permettant aux principaux décideurs d'évaluer le risque de crédit représenté par chaque contrepartie. Ce rapport nous permet aussi d'établir les limites de crédit et la composition des contreparties selon leur note de crédit.

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

Au besoin, des mesures supplémentaires d'atténuation du risque seront prises pour réduire le risque auquel est exposée

TransAlta. Ces mesures d'atténuation du risque peuvent comprendre, sans s'y limiter, le suivi immédiat des montants en souffrance, la modification de l'échéancier des paiements pour s'assurer de recevoir une partie des fonds plus rapidement, la demande de garanties supplémentaires, la réduction des délais de règlement des transactions et la collaboration étroite avec les contreparties concernées pour trouver des solutions négociées.

Notre profil de gestion du risque de crédit et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2022. En 2023, nous n'avons subi aucune perte importante liée à une contrepartie. Nous continuons de surveiller étroitement les changements et tendances sur le marché et leur incidence possible sur nos activités de couverture et nos activités liées aux opérations sur les produits énergétiques, et nous prendrons les mesures appropriées selon les besoins, bien que nous ne puissions fournir aucune assurance quant à notre taux de réussite.

Le tableau suivant décrit notre exposition maximale au risque de crédit, compte non tenu des garanties détenues ou des droits de compensation, y compris l'attribution des notes de solvabilité, au 31 décembre 2023 :

	Note de qualité investissement (%)	Note de qualité inférieure (%)	Total (%)	Montant total (\$)
Créances clients et autres débiteurs ^{1, 2}	95	5	100	807
Créances au titre de contrats de location-financement non courantes	100	—	100	171
Actifs de gestion du risque ¹	75	25	100	203
Prêt à recevoir ²	—	100	100	26
Total				1 207

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 26 millions de dollars inclus au poste Autres actifs à l'égard duquel la contrepartie n'a aucune note de solvabilité 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 23 millions de dollars (64 millions de dollars en 2022).

Des contreparties concluent certains contrats de vente et d'achat de gaz naturel et d'électricité à des fins de ventes adossées à des créances et d'activités de négociation pour compte propre. Les modalités de ces contrats exigent que les contreparties fournissent des garanties lorsque la juste valeur de l'obligation liée à ces contrats dépasse les limites de crédit consenties. Une baisse de la note par certaines agences peut avoir une incidence sur notre capacité à conclure ces contrats ou tout contrat conclu dans le cours normal des affaires, entraîner une diminution des limites de crédit consenties et augmenter le montant de la garantie qui doit être fournie. Certains contrats existants contiennent des clauses conditionnelles au titre de l'évaluation du crédit,

lesquelles, lorsqu'elles sont appliquées, augmentent automatiquement les coûts prévus au contrat ou nécessitent la fourniture d'une garantie additionnelle. Lorsque la condition se rapporte à la note la plus basse, une révision à la baisse d'un niveau par une agence de notation ayant initialement accordé une note plus élevée ne peut, toutefois, avoir un nouvel effet défavorable direct.

Risque de change

Nous sommes exposés au risque de change en raison de nos placements et de nos activités d'exploitation dans d'autres pays, du résultat de ces activités, de l'acquisition de matériel et de services et de produits de base libellés en monnaies étrangères provenant de fournisseurs étrangers, ainsi que de notre dette libellée en dollars américains et australiens. Nous sommes surtout exposés au risque de change découlant des dollars américain et australien. Les fluctuations des monnaies étrangères par rapport au dollar canadien pourraient avoir

une incidence sur le résultat, les flux de trésorerie ou la valeur de nos investissements à l'étranger, dans la mesure où ces investissements ou ces flux de trésorerie ne sont pas couverts ou que ces couvertures sont inefficaces.

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

- en couvrant nos investissements nets dans les établissements aux États-Unis au moyen de titres d'emprunt libellés en dollars américains;
- en concluant des contrats de change à terme aux fins de couverture des dépenses futures libellées en monnaies étrangères, y compris les titres d'emprunt de premier rang

en dollars américains qui ne font pas partie de notre portefeuille d'investissement net;

- en couvrant nos flux de trésorerie provenant des activités à l'étranger prévus. Notre cible est de couvrir un minimum de 60 % des flux de trésorerie des activités à l'étranger prévus sur une période de quatre ans, dont un minimum de 90 % au cours de l'année considérée, 70 % au cours de l'année suivante, 50 % au cours de la troisième année et 30 % au cours de la quatrième année. L'exposition au dollar américain et au dollar australien, déduction faite du service de la dette et des dépenses d'investissement de maintien, est gérée au moyen de contrats de change à terme.

L'analyse de sensibilité de notre résultat net par rapport aux variations des taux de change a été préparée en utilisant l'évaluation par la direction selon laquelle une augmentation ou une diminution moyenne de 0,03 \$ des devises américaines et australiennes par rapport au dollar canadien se traduit par une variation potentielle raisonnable au cours du prochain trimestre, comme il est indiqué ci-dessous :

Facteur	Incidence approximative sur le résultat net (en millions)	
	Augmentation ou diminution	
Taux de change	0,03 \$	14 \$

Risque de liquidité

Le risque de liquidité est lié à notre capacité d'avoir accès au capital requis pour le financement de nos projets en immobilisations, le refinancement de la dette, le règlement des passifs, nos activités de négociation et de couverture, et les activités générales du siège social. Les notes de crédit favorisent ces activités et les variations des notes de crédit peuvent avoir une incidence sur notre capacité d'accéder aux marchés financiers ou de conclure des transactions sur instruments dérivés ou des opérations de couverture dans le cours normal des activités, y compris celles menées par notre secteur Commercialisation de l'énergie, ou sur les coûts y afférents.

Nous continuons à nous concentrer sur le maintien de notre situation et de notre souplesse financières. Les notes de crédit attribuées à TransAlta, ainsi que les perspectives connexes de l'agence de notation, sont décrites à la rubrique «Capital financier» du présent rapport de gestion. Les notes de crédit peuvent faire l'objet d'une révision ou d'un retrait en tout temps par l'agence de notation, et rien ne garantit que les notes de crédit de TransAlta et les perspectives connexes ne seront pas modifiées, ce qui pourrait entraîner les incidences négatives décrites ci-dessus.

Au 31 décembre 2023, nos liquidités, qui s'élevaient à 1,7 milliard de dollars, comprenaient les montants non utilisés au titre de nos facilités de crédit consenties et nos fonds en caisse, déduction faite du découvert bancaire.

Nous gérons le risque de liquidité de la façon suivante :

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

Risque de taux d'intérêt

Les variations de taux d'intérêt peuvent avoir une incidence sur nos coûts d'emprunt. Les variations de notre coût en capital peuvent également avoir une incidence sur la faisabilité des nouveaux projets d'expansion.

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

- en ayant recours à une combinaison de titres d'emprunt à taux fixe et à taux variable;
- en surveillant la répartition entre titres d'emprunt à taux fixe et titres d'emprunt à taux variable et en y apportant des ajustements pour en assurer l'efficacité;

- en couvrant de façon opportune le risque lié aux émissions de titres d'emprunt et les emprunts à taux variable en cours à l'aide de swaps de taux d'intérêt.

Au 31 décembre 2023, environ 14 % (9 % en 2022) du total de notre dette à long terme était exposé aux fluctuations des

taux d'intérêt variables en raison d'une combinaison de titres d'emprunt à taux d'intérêt variable et de swaps de taux d'intérêt.

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

Facteur	Augmentation ou diminution (%)	Incidence approximative sur le résultat net (en millions)
Taux d'intérêt	50 bps	2 \$

La réforme des taux interbancaires offerts pourrait avoir une incidence sur le risque de taux d'intérêt en ce qui concerne les facilités de crédit en dollars canadiens de la Société et l'obligation sans recours de Poplar Creek détenue par une filiale de TransAlta. Les facilités utilisent comme taux de référence le taux offert en dollars canadiens («CDOR») pour les emprunts en dollars canadiens, mais incluent des libellés de remplacement appropriés pour ce taux de référence en cas de changement de taux de référence, tandis que l'obligation sans recours utilise comme taux de référence le CDOR à trois mois. Le CDOR à trois mois cessera d'être publié le 28 juin 2024, ce qui aura une incidence sur les facilités et l'obligation sans recours.

Risque lié à l'approvisionnement en charbon

La disponibilité du combustible en quantité suffisante pour nos besoins de production est essentielle pour maintenir notre capacité de produire les volumes d'électricité exigés en vertu de nos contrats et saisir les occasions de vente. Dans le secteur Centralia, les interruptions des activités minières de nos fournisseurs, la disponibilité de trains pour livrer le charbon et la viabilité financière de nos fournisseurs de charbon pourraient avoir une incidence sur notre capacité de production d'électricité.

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

- en concluant des contrats avec différents fournisseurs pour le charbon utilisé dans le secteur Centralia afin d'obtenir du charbon en quantité suffisante et à un prix concurrentiel;
- en concluant suffisamment de contrats de transport du charbon par train pour satisfaire aux besoins du secteur Centralia;
- en nous assurant que les stocks de charbon disponibles dans le secteur Centralia répondront aux exigences d'utilisation;
- en veillant à ce que des installations de manutention et de stockage du charbon efficaces soient en place afin que le

charbon livré puisse être traité efficacement et en temps opportun;

- en surveillant et en maintenant les spécifications du charbon et en veillant à ce que celles-ci soient bien appariées avec les exigences de nos centrales;
- en surveillant la viabilité financière des fournisseurs du secteur Centralia;
- en couvrant le risque lié au prix du diesel compris dans les frais d'extraction minière et de transport.

Risque lié à la gestion de projets

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

Nous gérons ces risques de la façon suivante :

- en nous assurant que tous les projets suivent les processus et politiques établis par la Société;
- en recensant les principaux risques à chaque étape de la mise en valeur d'un projet et en veillant à ce que les plans d'atténuation soient pris en compte dans les estimations de capital et les imprévus;
- en examinant les plans des projets, les principales hypothèses et les résultats avec la haute direction avant de les faire approuver par le conseil;
- en appliquant de manière uniforme les méthodologies et les processus de gestion de projet;
- en déterminant des stratégies de passation de contrats qui soient cohérentes avec la portée et l'échelle du projet afin de garantir que les principaux risques, tels que la main-d'œuvre et la technologie, soient gérés par les entrepreneurs et les fournisseurs de matériel;
- en garantissant que les contrats de construction et de matériel important comprennent des conditions essentielles de rendement, de délais et de qualité, assorties de niveaux appropriés de dommages-intérêts prédéterminés;

- en révisant les projets après leur mise en service commerciale afin de s'assurer que les leçons qui en sont tirées sont intégrées dans le projet suivant;
- en négociant les contrats de construction et de matériel important afin de fixer les principales modalités telles que le prix, la disponibilité du matériel à long délai de livraison, les taux de change et les garanties dans la mesure où cela est économiquement possible avant de poursuivre le projet;
- en négociant des conventions collectives afin de garantir l'offre de main-d'œuvre ainsi que les coûts et la productivité de celle-ci.

Risque lié aux ressources humaines

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

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

Nous gérons ce risque de la façon suivante :

- en possédant une stratégie de relations de travail;
- en appliquant une approche centrée sur l'humain qui met l'accent sur l'expérience des employés, notamment en améliorant activement notre culture organisationnelle, en nous concentrant sur des stratégies d'équité, de diversité et d'inclusion, et en proposant des programmes et des initiatives en matière de santé et de bien-être;
- en mettant l'accent sur la formation et le perfectionnement des employés;
- en surveillant les échelles de rémunération au sein de l'industrie et en versant des salaires qui correspondent à ces mesures;
- en ayant recours à une rémunération incitative afin que les objectifs des employés soient conformes à ceux de la Société;
- en surveillant et en gérant les niveaux cibles de roulement du personnel;
- en nous assurant que les employés reçoivent la formation appropriée et possèdent les compétences requises pour exécuter leurs tâches.

En 2023, environ 31 % (31 % en 2022) de notre main-d'œuvre était visée par 11 conventions collectives (11 en 2022). En 2023, nous avons renégocié avec succès trois conventions collectives (six en 2022). De ces trois conventions, une est d'une durée de trois ans, une est d'une durée de deux ans, et une est d'une durée de un an. Nous prévoyons renégocier cinq conventions collectives en 2024. Tout problème dans la négociation de ces conventions collectives pourrait mener à une augmentation des charges salariales ainsi qu'à un arrêt de travail ou à une grève, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur la Société.

Risque lié à la réglementation et à la politique

Le risque lié à la réglementation et à la politique à l'égard de nos activités découle des changements éventuels apportés aux structures de réglementation existantes et de l'influence de la politique sur nos structures dans chaque territoire où nous exerçons nos activités. Ce risque peut découler de la réglementation et de la déréglementation du marché, de la surveillance et du contrôle accrus, des changements de structure ou de conception des marchés ou d'influences imprévues. Les règles du marché sont en constante évolution, et nous ne pouvons prédire s'il y aura des changements importants à la réglementation en matière d'environnement ni les conséquences ultimes que ces changements pourraient avoir sur nos activités. Ce risque comprend, notamment, les incertitudes associées à l'élaboration de politiques de tarification du carbone et au financement.

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

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

Risque lié au transport

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

Risque lié à la réputation

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

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

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

Risque lié à la structure de l'entreprise

Nous menons une part importante de nos activités par l'intermédiaire de filiales et de partenariats. Notre capacité à nous acquitter de nos obligations quant au service de la dette dépend des résultats d'exploitation de nos filiales et de nos partenariats et des fonds que celles-ci nous versent sous la

forme notamment de distributions, de prêts, de dividendes ou autrement. En outre, nos filiales et nos partenariats peuvent être assujettis à des restrictions légales ou contractuelles qui limitent leur capacité à nous verser des distributions en espèces.

Risque lié à la cybersécurité

Nous sommes tributaires de nos technologies de l'information pour traiter, transmettre et stocker l'information électronique et les données que nous utilisons pour exploiter nos actifs de façon sécuritaire. Au cours des quelques dernières années, les tensions géopolitiques et la pandémie ont lourdement affecté l'écosystème de cybersécurité, augmentant la fréquence et la diversité des cyberattaques, y compris les menaces de cyberattaques en contexte de guerre (c.-à-d. le terrorisme) visant des infrastructures essentielles et les auteurs de menaces qui profitent de la pandémie (p. ex. les faux organismes de bienfaisance) et des environnements de travail hybrides. Nous prévoyons que les cybermenaces continueront à évoluer, et que les menaces de rançongiciel, les menaces internes liées à des comptes compromis, les attaques de la chaîne d'approvisionnement, les attaques d'hameçonnage ciblées complexes et les menaces liées à l'intelligence artificielle augmenteront.

Les cybermenaces proviennent de sources et de vecteurs divers, qu'il s'agisse d'États-nations, de groupes de piratage organisés ou de logiciels malveillants ou de rançongiciels. Les cybermenaces continuent à évoluer, les attaques traditionnelles contre les systèmes périmétriques de technologie de l'information cédant la place à des attaques plus efficaces, comme l'hameçonnage et les rançongiciels.

TransAlta a mis en place un programme complet de cybersécurité, pour gérer le risque lié à la cybersécurité par l'entremise de pratiques de sécurité efficaces, et des plans structurés et adaptés. Puisque les systèmes de technologie de l'information et de technologie opérationnelle font partie intégrante des activités de TransAlta, le risque d'un incident de cybersécurité menace la sécurité du public, mais aussi du personnel ou des fonctions d'affaires, de la prestation de services, de la réputation et de la rentabilité de TransAlta.

TransAlta se conforme aux exigences réglementaires, législatives et commerciales (p. ex. les normes de protection des infrastructures essentielles de la NERC, la loi Sarbanes-Oxley, les exigences relatives à la protection des renseignements personnels) en adoptant des normes et des cadres approuvés par l'industrie (p. ex. le National Institute of Standards and Technology («NIST»), les normes de protection des infrastructures essentielles / de fiabilité) pour mettre en œuvre un programme de cybersécurité pragmatique et adapté aux besoins, en mettant en œuvre des contrôles et des processus de cybersécurité dans les domaines suivants :

- Identifier : TransAlta effectue des évaluations exhaustives des risques pour identifier et documenter les actifs, les systèmes et les données de l'organisation, ainsi que les risques et les vulnérabilités potentiels.
- Protéger : TransAlta met en œuvre des contrôles, politiques et procédures de sécurité pour protéger les actifs, les systèmes et les données de l'organisation contre tout accès, utilisation, divulgation, perturbation, modification ou destruction non autorisés. Cela inclut la mise en place de contrôles d'accès, de chiffrement, de pare-feu et de systèmes de détection/prévention des intrusions pour protéger les réseaux et systèmes de l'organisation.
- Détecter : TransAlta met en œuvre des capacités de détection des cyberincidents et d'intervention en cas de cyberincident. Cela inclut la surveillance des systèmes, des réseaux et des données pour détecter toute activité suspecte.
- Intervenir : TransAlta a mis en place des plans, des procédures et des équipes d'intervention en cas d'incident, en plus d'avoir fourni de la formation et mené des exercices pour s'assurer que ces plans et procédures fonctionnent efficacement.
- Rétablir : TransAlta a élaboré des plans de reprise après sinistre et de continuité des activités, et effectue des exercices de test de ces plans pour en garantir l'efficacité. Il s'agit notamment d'identifier les systèmes, données et processus critiques pour assurer la continuité des activités commerciales, ainsi que de mettre en œuvre des solutions de sauvegarde et de récupération pour garantir que les données de l'organisation peuvent être restaurées en cas de sinistre.

Bien que l'élimination complète des cyberrisques ne soit pas réalisable étant donné les cybermenaces qui continuent d'évoluer, les contrôles de sécurité mis en œuvre pour détecter et prévenir les cyberincidents et pour intervenir en cas de cyberincident réduisent considérablement le cyberrisque que court TransAlta et l'incidence potentielle d'un incident, les ramenant à des niveaux acceptables. En outre, la cyberassurance est utilisée pour gérer et transférer le cyberrisque résiduel lié aux activités de TransAlta. Nous continuons à améliorer notre maturité globale en matière de sécurité et nos capacités de défense contre les cybermenaces et à aligner nos pratiques en matière de cybersécurité sur les normes du secteur, les objectifs d'affaires et les exigences de conformité réglementaire.

Conjoncture économique générale

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

coûts de financement, le risque de crédit et de liquidité, et le risque de contrepartie.

Risque lié à la croissance

Notre plan d'affaires vise notamment les objectifs de croissance des actifs de production de notre portefeuille, grâce à la réalisation d'acquisitions appropriées ou à l'obtention de nouveaux projets de construction. Rien ne garantit que nous serons en mesure de repérer des occasions de croissance à l'avenir, de mener à bien des occasions de croissance qui augmenteront le montant des liquidités disponibles à des fins de distribution ou de réussir à intégrer ces occasions de croissance dans nos activités existantes. La mise en œuvre réussie de notre stratégie de croissance exige non seulement qu'elle soit réalisée au moment opportun, mais aussi qu'elle fasse l'objet d'une appréciation commerciale prudente, et que des ressources suffisantes soient disponibles pour effectuer un contrôle préalable et une évaluation de telles occasions et pour acquérir et intégrer avec succès ces actifs dans notre entreprise.

Impôts

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

La Société 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 des impôts différés ou pourraient entraîner des changements au titre de la charge d'impôts sur le résultat ou de la charge d'impôts autre que sur le résultat. Récemment, l'accent a été mis davantage sur les enjeux liés à la fiscalité des sociétés multinationales. Une modification dans les lois, les conventions ou les réglementations fiscales ou à l'égard de leur interprétation pourrait se traduire par une charge d'impôts sur le résultat ou une charge d'impôts autre que sur le résultat nettement plus élevée et susceptible d'avoir un effet néfaste important sur la Société.

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

Facteur	Augmentation ou diminution (%)	Incidence approximative sur le résultat net (en millions)
Taux d'imposition	1	9 \$

Litiges éventuels

Nous sommes à l'occasion partie à divers litiges et à diverses réclamations et procédures fondés sur la loi ou la réglementation dans le cours normal de nos affaires. Nous examinons chacune de ces réclamations, y compris leur nature et leur bien-fondé, le montant en question et la disponibilité de garanties d'assurance. Il ne peut y avoir de garantie quant à l'issue favorable des litiges, réclamations et procédures ou au fait que nos obligations à l'égard de ces réclamations, le cas échéant, n'auront pas d'incidence négative importante sur la Société ou nos activités, nos résultats d'exploitation ou nos résultats financiers. Se reporter à la rubrique «Autre analyse consolidée» du présent rapport de gestion pour en savoir plus.

Autres éventualités

La Société souscrit des garanties d'assurance que la direction juge appropriées. Aucun changement important n'a été apporté à nos garanties d'assurance au moment du renouvellement des contrats d'assurance le 31 décembre 2023. Les garanties d'assurance de la Société ne seront peut-être pas offertes à l'avenir à des conditions raisonnables sur le plan commercial. Rien ne garantit que nos garanties d'assurance seront totalement suffisantes pour compenser les pertes subies. Dans l'éventualité d'un événement économique majeur, il se pourrait que les assureurs ne puissent pas payer la totalité des réclamations. Tous nos contrats d'assurance sont assujettis à des exclusions standard.

Contrôles et procédures de communication de l'information

La direction est responsable de l'établissement et du maintien d'un processus de contrôle interne à l'égard de l'information financière («CIIF») pertinent et de contrôles et procédures de communication de l'information («CPCI»). Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, 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 en vertu des lois sur les valeurs mobilières est constatée, traitée, résumée et présentée dans les délais prescrits dans les lois sur les valeurs mobilières applicables. Les CPCI comprennent, sans s'y limiter, les contrôles et procédures conçus pour nous assurer que l'information que nous devons communiquer dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu des lois sur les valeurs mobilières applicables est consignée et communiquée à la direction, y compris au chef de la direction et au chef des finances, selon le cas, pour permettre la prise de décisions en temps opportun se rapportant à l'obligation de communication de l'information.

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

La direction a évalué, avec la participation du chef de la direction et du chef des finances, l'efficacité du CIIF et des CPCI à la fin de la période visée par le présent rapport de gestion. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, le chef de la direction et le chef des finances ont conclu que, en date du 31 décembre 2023, fin de la période visée par le présent rapport de gestion, le CIIF et les CPCI étaient efficaces.

États financiers consolidés

Rapport de la direction

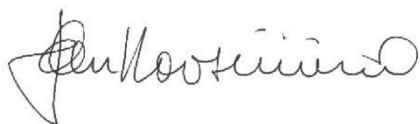
Aux actionnaires de TransAlta Corporation

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

La direction est aussi responsable de l'établissement et du maintien de contrôles et de procédures internes régissant la présentation de l'information financière. Le processus de contrôle interne comprend un service d'audit interne et une politique définie de conduite des affaires qui s'applique à tous les employés. De plus, TransAlta Corporation («TransAlta») a adopté un code d'éthique visant l'ensemble des employés, signé tous les ans. Le code de conduite de la Société peut être consulté sur le site Web de TransAlta (www.transalta.com). La direction estime que le processus de contrôle interne, les procédés d'examen et les conventions établies procurent une assurance raisonnable

quant à la fiabilité et à la pertinence des états financiers. La direction estime en outre que les activités de TransAlta sont menées conformément à la loi et à des normes strictes de conduite des affaires.

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



John Kousinioris

Président et chef de la direction



Todd Stack

Vice-président directeur, Finances et
chef des finances

Le 22 février 2024

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*.

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

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

En raison des limites qui lui sont inhérentes, le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne peut fournir une assurance absolue que les objectifs de la présentation de l'information financière sont atteints. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière repose sur un processus dont le résultat est directement lié à la diligence et à la conformité des personnes qui en sont responsables et, par conséquent, est assujéti à des erreurs de jugement ou des défaillances.

En outre, le contrôle interne à l'égard de l'information financière peut être compromis par une collusion ou par une dérogation abusive. En raison de ces limites, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies significatives à temps. Cependant, ces limites inhérentes font partie intégrante du processus de présentation de l'information financière, et il est possible de mettre au point des dispositifs de protection afin de réduire, sinon d'éliminer, ce risque.

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

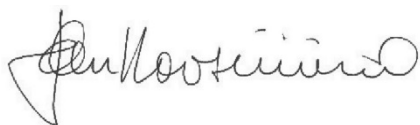
Les comptes des entreprises communes et des placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence inclus dans les états financiers consolidés de 2023 de TransAlta représentaient 3 % de l'actif total et 12 % des actifs nets de la Société au 31 décembre 2023, de même que 7 % des produits et 16 % du résultat net de la Société.

Modifications du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Aucun changement dans le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société survenu au cours de l'exercice visé dans le présent rapport annuel n'a influé de façon significative, ou n'est raisonnablement susceptible d'influer de façon significative, sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société.

La direction a évalué l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta au 31 décembre 2023 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 2023, a également délivré un rapport sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière dans le cadre des normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). Ce rapport se trouve à la page suivante du présent rapport annuel.



John Kousinioris

Président et chef de la direction



Todd Stack

Vice-président directeur, Finances et
chef des finances

Le 22 février 2024

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 2023 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 2023 selon les critères COSO.

Comme il est mentionné dans le rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière ci-joint, l'évaluation de la direction de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière et les conclusions qu'elle en a tirées ne visent pas les contrôles internes de l'entreprise commune Sheerness Generating Station et de la coentreprise SP Skookumchuck Investment, LLC comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence, qui sont comprises dans les états financiers consolidés de 2023 de la Société et qui représentaient 3 % de l'actif total et 12 % des actifs nets au 31 décembre 2023, et 7 % des produits et 16 % 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 l'entreprise commune Sheerness Generating Station et de la coentreprise SP Skookumchuck Investment, LLC comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board des États-Unis («PCAOB»), les états de la situation financière consolidés de TransAlta Corporation aux 31 décembre 2023 et 2022, 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 2023, ainsi que les notes annexes, et nous avons exprimé une opinion sans réserve à leur égard dans notre rapport daté du 22 février 2024.

Fondement de l'opinion

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

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

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

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

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

En raison des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de l'efficacité sur des périodes futures est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

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

Comptables professionnels agréés

Calgary, Canada

Le 22 février 2024

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 2023 et 2022, 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 2023, 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 2023 et 2022, ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour chacun des trois exercices de la période close le 31 décembre 2023, 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 2023 selon les critères établis dans le document intitulé *Internal Control – Integrated Framework* (2013), publié par le Committee of Sponsoring Organization de la Treadway Commission («COSO»), et nous avons exprimé une opinion sans réserve à cet égard dans notre rapport daté du 22 février 2024.

Fondement de l'opinion

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

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

Questions critiques de l'audit

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

Évaluation des actifs à long terme liés à certaines unités génératrices de trésorerie («UGT») et du goodwill lié au secteur Énergie éolienne et énergie solaire

Description de la question Comme il en est question aux notes 2 G), 2 H), 2 P) I), 7 et 21 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 2023, la valeur comptable du goodwill lié au secteur Énergie éolienne et énergie solaire s'élevait à 176 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 670 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 P) IV), 14 et 25 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 2023, la juste valeur des instruments financiers dérivés de la Société classés au niveau III consistait en un passif net de gestion du risque de 147 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.

Erist + Young S.R.L./S.E.N.C.R.L.

Comptables professionnels agréés

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

Calgary, Canada

Le 22 février 2024

Comptes de résultat consolidés

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Produits des activités ordinaires (note 5)	3 355	2 976	2 721
Coûts du combustible et des achats d'électricité (note 6)	1 060	1 263	1 054
Coûts de conformité liés au carbone (note 16)	112	78	178
Marge brute	2 183	1 635	1 489
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration (note 6)	539	521	511
Amortissement	621	599	529
Imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs (note 7)	(48)	9	648
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	29	33	32
Autres (produits) pertes d'exploitation, montant net (note 8)	(47)	(58)	8
Résultats d'exploitation	1 089	531	(239)
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence (note 9)	4	9	9
Produits tirés des contrats de location-financement	12	19	25
Produit d'intérêts	59	24	11
Charge d'intérêts (note 10)	(281)	(286)	(256)
Profit (perte) de change	(7)	4	16
Profit à la vente d'actifs et autres	4	52	54
Résultat avant impôts sur le résultat	880	353	(380)
Charge d'impôts sur le résultat (note 11)	84	192	45
Résultat net	796	161	(425)
Résultat net attribuable aux :			
Actionnaires de TransAlta	695	50	(537)
Participations ne donnant pas le contrôle (note 12)	101	111	112
	796	161	(425)
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	695	50	(537)
Dividendes sur actions privilégiées (note 28)	51	46	39
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	644	4	(576)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice (en millions)	276	271	271
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué (note 27)	2,33	0,01	(2,13)

Voir les notes jointes.

États du résultat global consolidés

(en millions de dollars canadiens)

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Résultat net	796	161	(425)
Autres éléments du résultat global			
Gains actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts ¹	(5)	37	37
Pertes de réévaluation à la juste valeur des placements de tiers, déduction faite des impôts (note 9)	—	(1)	—
Total des éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net	(5)	36	37
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts	(6)	21	(14)
Profits (pertes) sur les instruments financiers désignés comme couvertures des investissements dans des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts ²	9	(25)	—
Profits (pertes) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ³	41	(556)	(200)
Reclassement en résultat net des (profits) pertes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ⁴	58	100	(8)
Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net	102	(460)	(222)
Autres éléments du résultat global	97	(424)	(185)
Total du résultat global	893	(263)	(610)
Total du résultat global attribuable aux :			
Actionnaires de TransAlta	817	(318)	(693)
Participations ne donnant pas le contrôle (note 12)	76	55	83
	893	(263)	(610)

1) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 1 million de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (charge de 12 millions de dollars en 2022 et charge de 11 millions de dollars en 2021).

2) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 1 million de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (recouvrement de 3 millions de dollars en 2022 et néant en 2021).

3) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 10 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (recouvrement de 138 millions de dollars en 2022 et recouvrement de 55 millions de dollars en 2021).

4) Déduction faite du reclassement de la charge d'impôts sur le résultat de 17 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (charge de 26 millions de dollars en 2022 et recouvrement de 2 millions de dollars en 2021).

Voir les notes jointes.

États de la situation financière consolidés

(en millions de dollars canadiens)

Aux 31 décembre	2023	2022
Actifs courants		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	348	1 134
Liquidités soumises à restrictions (note 24)	69	70
Créances clients et autres débiteurs (note 13)	807	1 589
Charges payées d'avance et autres	48	55
Actifs de gestion du risque (notes 14 et 15)	151	709
Stocks (note 16)	157	157
	1 580	3 714
Actifs non courants		
Placements (note 9)	138	129
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 17)	171	129
Actifs de gestion du risque (notes 14 et 15)	52	161
Immobilisations corporelles (note 18)	5 714	5 556
Actifs au titre de droits d'utilisation (note 19)	117	126
Immobilisations incorporelles (note 20)	223	252
Goodwill (note 21)	464	464
Actifs d'impôt différé (note 11)	21	50
Autres actifs (note 22)	179	160
Total de l'actif	8 659	10 741
Passifs courants		
Découvert bancaire (note 14)	3	16
Dettes fournisseurs et charges à payer (note 13)	797	1 346
Partie courante de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 23)	35	70
Passifs de gestion du risque (notes 14 et 15)	314	1 129
Partie courante des passifs sur contrats	3	8
Impôts sur le résultat à payer	9	73
Dividendes à verser (notes 27 et 28)	49	68
Partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives (note 24)	532	178
	1 742	2 888
Passifs non courants		
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives (note 24)	2 934	3 475
Titres échangeables (note 25)	744	739
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 23)	654	659
Passifs d'impôt différé (note 11)	386	352
Passifs de gestion du risque (notes 14 et 15)	274	333
Passifs sur contrats	10	12
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants (note 26)	251	294
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 27)	3 285	2 863
Actions privilégiées (note 28)	942	942
Surplus d'apport	41	41
Déficit	(2 567)	(2 514)
Cumul des autres éléments du résultat global (note 29)	(164)	(222)
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	1 537	1 110
Participations ne donnant pas le contrôle (note 12)	127	879
Total des capitaux propres	1 664	1 989
Total du passif et des capitaux propres	8 659	10 741

Engagements et éventualités (note 36)

Voir les notes jointes.


John P. Dielwart
Administrateur

Bryan D. Pinney
Président du comité d'audit des finances et des risques

États des variations des capitaux propres consolidés

(en millions de dollars canadiens)

	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global ¹	Attribuables aux actionnaires	Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2021	2 901	942	46	(2 453)	146	1 582	1 011	2 593
Résultat net	—	—	—	50	—	50	111	161
Autres éléments du résultat global :								
Pertes nettes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts	—	—	—	—	(4)	(4)	—	(4)
Pertes nettes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(456)	(456)	—	(456)
Gains actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	37	37	—	37
Participations intersociétés et placements de tiers évalués à la JVAERG	—	—	—	—	55	55	(56)	(1)
Total du résultat global	—	—	—	50	(368)	(318)	55	(263)
Dividendes sur actions ordinaires (note 27)	—	—	—	(57)	—	(57)	—	(57)
Dividendes sur actions privilégiées (note 28)	—	—	—	(46)	—	(46)	—	(46)
Actions achetées dans le cadre de l'OPRA (note 27)	(46)	—	—	(8)	—	(54)	—	(54)
Régimes de paiements fondés sur des actions et options d'achat d'actions exercées (note 30)	8	—	(5)	—	—	3	—	3
Distributions déclarées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 12)	—	—	—	—	—	—	(187)	(187)
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 :								
Pertes nettes 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
Gains actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(5)	(5)	—	(5)
Participations intersociétés évaluées à la JVAERG	—	—	—	—	25	25	(25)	—
Total du résultat global	—	—	—	695	122	817	76	893
Dividendes sur actions ordinaires (note 27)	—	—	—	(65)	—	(65)	—	(65)
Dividendes sur actions privilégiées (note 28)	—	—	—	(51)	—	(51)	—	(51)
Actions achetées dans le cadre de l'OPRA (note 27)	(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 27)	(19)	—	—	—	—	(19)	—	(19)
Régimes de paiements fondés sur des actions et options d'achat d'actions exercées (note 30)	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

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

Voir les notes jointes.

Tableaux des flux de trésorerie consolidés

(en millions de dollars canadiens)

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Activités d'exploitation			
Résultat net	796	161	(425)
Amortissement (note 37)	621	599	719
Profit à la vente d'actifs et autres	(3)	(32)	(54)
Désactualisation des provisions (notes 10 et 23)	48	49	32
Frais de démantèlement et de remise en état réglés (note 23)	(37)	(35)	(18)
Charge (recouvrement) d'impôt différé (note 11)	34	127	(11)
Perte latente (profit latent) sur les activités de gestion du risque	(36)	385	(34)
Profit latent de change	(9)	(82)	(24)
Provisions et passifs sur contrat	(1)	19	(41)
Imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs (note 7)	(48)	9	648
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)	(5)
Autres éléments sans effet de trésorerie	(27)	(3)	40
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	1 340	1 193	827
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation (note 33)	124	(316)	174
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 464	877	1 001
Activités d'investissement			
Ajouts d'immobilisations corporelles (notes 18 et 37)	(875)	(918)	(480)
Ajouts d'immobilisations incorporelles (notes 20 et 37)	(13)	(31)	(9)
Liquidités soumises à restrictions (note 24)	1	—	(1)
Remboursements (avances) sur le prêt à recevoir (note 22)	11	18	(3)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	(10)	(120)
Placements (note 9)	(13)	(10)	—
Produit de la vente du gazoduc Pioneer	—	—	128
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	29	66	39
Profit réalisé (perte réalisée) sur les instruments financiers	18	27	(6)
Diminution des créances au titre des contrats de location financement	55	46	41
Divers	(25)	45	(16)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	(2)	26	(45)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(814)	(741)	(472)
Activités de financement			
Augmentation (diminution) nette des emprunts sur les facilités de crédit (notes 24 et 33)	(46)	449	(114)
Remboursement de la dette à long terme (notes 24 et 33)	(164)	(621)	(92)
Émission de dette à long terme (notes 24 et 33)	39	532	173
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 27)	(58)	(54)	(48)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 28)	(51)	(43)	(39)
Rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (note 27)	(87)	(52)	(4)
Produit tiré de l'émission d'actions ordinaires	5	3	8
Profit réalisé (perte réalisée) sur les instruments financiers	(30)	42	3
Acquisition de TransAlta Renewables (note 4)	(811)	—	—
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 12)	(223)	(187)	(156)
Diminution des obligations locatives (notes 24 et 33)	(10)	(9)	(8)
Frais de financement et autres	1	(13)	(4)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités de financement	3	(2)	(1)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(1 432)	45	(282)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement	(782)	181	247
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	(4)	6	(3)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(786)	187	244
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	1 134	947	703
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	348	1 134	947
Impôts au comptant payés	94	67	57
Intérêts au comptant payés	277	229	220
Intérêts au comptant reçus	54	20	7

Voir les notes jointes.

Notes des états financiers consolidés

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

1. Renseignements sur la Société

A. Description des activités

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

Secteurs opérationnels

Secteurs de production

Les quatre secteurs de production de la Société sont : Hydroélectricité, Énergie éolienne et énergie solaire, Gaz, et Transition énergétique. La Société, directement ou indirectement, détient et exploite des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens et solaires, des centrales alimentées au gaz naturel, une centrale au charbon, et exerce des activités liées à des gazoducs au Canada, aux États-Unis et en Australie. Les activités de transport de l'énergie au Canada sont incluses dans le secteur Hydroélectricité, tandis que les activités de transport en Australie sont incluses dans le secteur Gaz. 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 22 février 2024.

C. Périmètre de consolidation

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

2. Méthodes comptables significatives

La Société a révisé ses méthodes comptables significatives. Selon la définition du terme «significatif» que la direction a utilisée pour juger des informations à fournir, une information est significative si son omission ou son inexactitude pourrait influencer les décisions que les utilisateurs prennent en se fondant sur l'information financière.

A. Comptabilisation des produits des activités ordinaires

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

Les produits des activités ordinaires de la Société tirés des contrats conclus avec des clients sont essentiellement tirés de la vente de capacité de production, d'électricité, d'énergie thermique, d'attributs environnementaux et de sous-produits de la production d'électricité. La Société évalue si les contrats qu'elle conclut répondent à la définition d'un contrat conclu avec un client à la passation du contrat et sur une base continue s'il y a une indication de changements importants dans les faits et les circonstances. Les modifications de contrats sont comptabilisées comme des contrats distincts lorsque le montant de contrepartie des biens additionnels promis reflète un prix de vente spécifique. Dans le cas contraire, les modifications de contrats sont comptabilisées comme faisant partie du contrat existant. Si les biens additionnels ne sont pas considérés comme distincts, le prix de transaction peut être touché et des ajustements peuvent être apportés aux produits des activités ordinaires comptabilisés antérieurement peuvent se produire. Si les biens additionnels sont distincts, les contrats existants et modifiés sont traités ensemble comme un nouveau contrat, les incidences, 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 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, notamment : les produits des activités ordinaires peuvent être tributaires des volumes de production futurs, lesquels dépendent de la demande de la clientèle et du marché ou de la capacité opérationnelle de la centrale; les produits des activités ordinaires peuvent être tributaires du coût variable de la production d'énergie; les produits des activités ordinaires peuvent être tributaires des prix du marché; et les produits des activités ordinaires peuvent être assujettis à divers indices et indexations.

Lorsqu'un contrat renferme plusieurs obligations de prestation, la portion du prix de transaction qui est attribuée à chaque obligation de prestation reflète le montant de contrepartie auquel la Société s'attend à avoir droit en échange de la fourniture des biens ou des services. La Société évalue le montant du prix de transaction à attribuer à chaque obligation de prestation en proportion de son prix de vente spécifique, qui est principalement estimé en fonction des montants qui seraient facturés aux clients dans des conditions de marché similaires.

Comptabilisation

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

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

Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location

Dans certaines situations, un contrat de vente d'électricité et d'énergie thermique à long terme peut comprendre un contrat de location, ou être considéré comme tel. Les produits associés à des éléments ne relevant pas de contrats de location sont comptabilisés à titre de produits tirés de la

vente de biens ou de la prestation de services, comme il est mentionné ci-dessus. Lorsque les modalités du contrat font en sorte que le client assume les principaux risques et avantages liés à la possession de l'actif sous-jacent, l'accord est considéré comme un contrat de location-financement, ce qui donne lieu à la comptabilisation de produits. Lorsque la Société conserve les principaux risques et avantages, l'accord est un contrat de location simple. Les produits locatifs, y compris les loyers conditionnels, le cas échéant, sont comptabilisés sur la durée du contrat.

Produits des activités ordinaires tirés des instruments dérivés

Les instruments dérivés utilisés dans le cadre des activités de gestion du risque lié aux produits de base pour réaliser des produits et acquérir des renseignements sur le marché comprennent des swaps prévoyant la livraison et des swaps financiers, des contrats de vente à terme, des contrats à terme normalisés et des options. La Société conclut également des contrats fondés sur les écarts et des contrats d'achat d'électricité virtuels («CAÉV»). Les contrats fondés sur les écarts constituent des contrats financiers en vertu desquels la Société reçoit un prix fixe par MWh et paie le cours du marché en vigueur et en temps réel de l'énergie par MWh. Les CAÉV constituent des contrats en vertu desquels la Société reçoit la différence entre le prix contractuel fixe par MWh et le prix du marché établi. Ces contrats 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

L'IFRS 9 a introduit l'exigence de classer et d'évaluer les actifs financiers en fonction de leurs caractéristiques de flux de

trésorerie contractuels et du modèle économique de la Société pour l'actif financier. Tous les actifs financiers et les passifs financiers, y compris les instruments dérivés, sont comptabilisés à la juste valeur dans les états de la situation financière consolidés lorsque la Société devient partie aux clauses contractuelles d'un instrument financier ou d'un contrat sur dérivé non financier. Les actifs financiers doivent être classés et évalués au coût amorti, à la juste valeur par le biais du résultat net («JVRN») ou à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global («JVAERG»).

Les actifs financiers dont les flux de trésorerie contractuels, qui représentent uniquement des remboursements de principal et des versements d'intérêts, surviennent à des dates précises et dont la détention s'inscrit dans un modèle économique dont l'objectif est de détenir des actifs afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels sont par la suite évalués au coût amorti. Les actifs financiers évalués à la JVAERG sont ceux dont les flux de trésorerie contractuels, qui représentent uniquement des remboursements de principal et des versements d'intérêts, surviennent à des dates précises et dont la détention s'inscrit dans un modèle économique dont l'objectif est de détenir des actifs afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels et de vendre les actifs financiers et les placements en instruments de capitaux propres. Tous les autres actifs financiers sont par la suite évalués à la JVRN.

Les passifs financiers sont classés en tant que passifs évalués à la JVRN lorsqu'ils sont détenus à des fins de transaction. Tous les autres passifs financiers sont par la suite évalués au coût amorti.

Les fonds reçus aux termes d'accords de financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux sont classés à titre de dette à long terme. Ces accords sont utilisés aux États-Unis lorsque des investisseurs acquièrent une participation dans l'entité responsable du projet et, en contrepartie de leur investissement, se voient attribuer la quasi-totalité du résultat, des flux de trésorerie et des avantages fiscaux (tels que les crédits d'impôt à la production, les crédits d'impôt à l'investissement, l'amortissement fiscal 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 et la désignation de la dette en devises comme couverture des investissements nets dans des établissements à l'étranger.

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

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

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

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

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

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

Dépréciation des actifs financiers

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

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

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

II. Couvertures

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

Une relation de couverture remplit les conditions requises pour l'application de la comptabilité de couverture si, à l'origine de la couverture, il existe une désignation et une documentation officielles décrivant la relation de couverture et si la valeur de l'instrument de couverture et celle de l'élément couvert varient en sens inverse l'une de l'autre sous l'impulsion du risque couvert. La documentation comprend l'identification de l'instrument de couverture et de l'élément

ou de la transaction faisant l'objet de la couverture, la nature du risque couvert, les objectifs de la Société en matière de gestion du risque et de stratégie de couverture, et la manière dont l'efficacité de la couverture sera évaluée. Le processus de la comptabilité de couverture consiste notamment à rattacher tous les instruments dérivés à des actifs et à des passifs spécifiques comptabilisés, ou à des engagements fermes ou à des transactions prévues hautement probables spécifiques.

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

Couvertures de la juste valeur

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

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

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

Couvertures de flux de trésorerie

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

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

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

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

C. Trésorerie et équivalents de trésorerie

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

D. Stocks

I. Combustible

Le solde des stocks de la Société est constitué de combustibles tels que le charbon et le gaz naturel, qui sont évalués au plus faible du coût moyen pondéré et de la valeur nette de réalisation. Le coût des stocks de gaz naturel et de charbon comprend toutes les dépenses et les charges directement engagées afin que les stocks parviennent à leurs état et lieu existants.

II. Commercialisation de l'énergie

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

III. Pièces, matériaux et fournitures

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

IV. Crédits et quotas d'émission

Les crédits et quotas d'émission sont comptabilisés dans les stocks au coût. Ceux qui ont été achetés aux fins d'utilisation par la Société sont comptabilisés au coût et, par la suite, au moindre du coût moyen pondéré et de la valeur nette de réalisation. Pour les crédits d'émission qui ne sont pas habituellement fongibles, la Société comptabilise les crédits en utilisant la méthode d'identification spécifique. Les crédits consentis à TransAlta ou générés en interne sont comptabilisés à une valeur nulle. Les passifs au titre des émissions sont comptabilisés selon 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 dans les 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 commencement des activités commerciales. Les pièces de sécurité, désignées comme essentielles pour assurer le fonctionnement continu d'une centrale en particulier, sont amorties sur la durée d'utilité de la centrale, même si la pièce n'est pas en service. Les pièces de rechange, quant à elles, sont amorties à partir du moment où elles sont mises en service. Chaque composante importante d'un élément des immobilisations corporelles est amortie au montant de sa valeur résiduelle sur sa durée d'utilité estimée, généralement selon le mode linéaire ou le mode des unités de production. La durée d'utilité estimée, la valeur résiduelle et les modes d'amortissement sont examinés annuellement et peuvent être révisés sur la base de nouveaux renseignements ou de renseignements additionnels. L'effet d'un changement de la durée d'utilité, de la valeur résiduelle ou du mode d'amortissement est comptabilisé de façon prospective.

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

Production d'énergie hydroélectrique	De 1 an à 49 ans
Production d'énergie éolienne et d'énergie solaire	De 1 an à 30 ans
Production d'énergie au gaz	De 1 an à 34 ans
Transition énergétique	De 1 an à 9 ans
Pièces de rechange et autres	De 1 an à 49 ans

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

F. Immobilisations incorporelles

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

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

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

L'amortissement commence lorsque l'immobilisation incorporelle est prête à être utilisée et est comptabilisé selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimée de l'immobilisation incorporelle. La durée d'utilité estimée des immobilisations incorporelles peut être déterminée, par exemple, d'après la durée du contrat ou de l'accord de licence connexe. La durée d'utilité estimée et les modes d'amortissement sont examinés annuellement, et l'effet des changements est comptabilisé de façon prospective.

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

Logiciels	De 1 an à 7 ans
Contrats de vente d'électricité	De 1 an à 18 ans

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

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

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

Les activités, le marché et l'environnement d'affaires de la Société font l'objet d'un suivi régulier, et des jugements et des évaluations sont formulés pour déterminer s'il s'est produit un événement indiquant une dépréciation possible. En pareil cas, la Société doit estimer la valeur recouvrable de l'actif ou de l'unité génératrice de trésorerie («UGT») à laquelle l'actif appartient. La valeur recouvrable correspond à la juste valeur de l'actif diminuée des coûts de sortie ou à sa valeur d'utilité, selon le plus élevé des deux montants. La juste valeur est le prix qui serait reçu pour la vente d'un actif lors d'une transaction normale entre des intervenants du marché à la date d'évaluation. Les prix récents des transactions sont pris en compte dans le calcul de la juste valeur. Si aucune pareille transaction ne peut être relevée, un modèle d'évaluation approprié comme l'actualisation des flux de trésorerie est utilisé. La valeur d'utilité correspond à la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs devant être générés par l'utilisation continue de l'actif et par sa cession in fine. Si la valeur recouvrable est inférieure à la valeur comptable de l'actif ou de l'UGT, une imputation pour dépréciation d'actifs est comptabilisée en résultat net, et la valeur comptable de l'actif est ramenée à sa valeur recouvrable.

Chaque date de présentation de l'information financière, la Société évalue s'il existe un indice qu'une imputation pour dépréciation comptabilisée antérieurement n'existe plus ou a diminué. Dans un tel cas, la valeur recouvrable de l'actif ou de l'UGT à laquelle l'actif appartient est estimée et, si la valeur recouvrable a augmenté, l'imputation pour dépréciation comptabilisée antérieurement est reprise. Si une imputation

pour dépréciation est reprise, la valeur comptable de l'actif est accrue et est établie au moindre de sa valeur recouvrable estimée révisée et de la valeur comptable (diminuée des amortissements) qui aurait été calculée si aucune imputation pour dépréciation n'avait été comptabilisée antérieurement. La reprise d'une imputation pour dépréciation est comptabilisée en résultat net.

H. Goodwill

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

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

I. Impôts sur le résultat

La Société utilise la méthode du passif fiscal pour comptabiliser les impôts sur le résultat de ses activités. Selon cette méthode, les actifs et les passifs d'impôt différé sont comptabilisés d'après l'écart entre la valeur comptable des actifs et des passifs et leur valeur fiscale respective (différences temporaires). Un actif d'impôt différé peut également être comptabilisé pour réaliser l'avantage prévu au titre de crédits d'impôt et de pertes fiscales pouvant faire l'objet d'un report prospectif, dans la mesure où il est probable que l'entreprise disposera d'un résultat imposable futur auquel elle pourra imputer les crédits d'impôt et les pertes fiscales. Les actifs et les passifs d'impôt différé sont déterminés au moyen des taux d'imposition et en vertu des

lois fiscales en vigueur ou pratiquement en vigueur à la fin de la période, lesquelles devraient s'appliquer aux exercices au cours desquels il est prévu que les différences temporaires se réaliseront ou seront réglées. L'impôt différé est directement débité ou crédité au résultat net, sauf s'il est lié à des éléments débités ou crédités aux autres éléments du résultat global ou directement aux capitaux propres. La valeur comptable des actifs d'impôt différé est évaluée à la fin de chaque période et est réduite dans la mesure où il est improbable que l'entité dispose d'un résultat imposable suffisant pour que la totalité ou une partie de l'actif soit réalisé. Les actifs d'impôt différé non comptabilisés sont réévalués chaque date de clôture et sont comptabilisés dans la mesure où il est devenu probable que le résultat imposable futur permettra de recouvrer l'actif d'impôt différé.

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

Les impôts au comptant payés présentés dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés comprennent les impôts sur le résultat et les impôts payés relativement à l'impôt de la partie VI.1 au Canada pour la période.

J. Avantages futurs du personnel

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

Les profits ou les pertes découlant de la réduction ou de la liquidation d'un régime à prestations définies sont comptabilisés au moment où la réduction ou la liquidation survient. Lorsque la restructuration d'un régime d'avantages

sociaux donne lieu à une réduction ou à une liquidation d'obligations, la réduction est comptabilisée avant la liquidation.

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

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

K. Provisions

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

La Société comptabilise une provision pour frais de démantèlement et de remise en état de toutes les centrales de production et de toutes les mines à l'égard desquelles elle a l'obligation juridique ou implicite d'enlever les installations à la fin de leur durée d'utilité et de remettre le site des centrales et des mines en état. Pour certaines centrales hydroélectriques, la Société a l'obligation d'enlever le matériel de production, mais n'est pas légalement tenue de faire de même avec les structures.

Les provisions initiales pour frais de démantèlement sont comptabilisées à leur valeur actualisée lorsque le démantèlement a lieu. Chaque date de clôture, la Société détermine la valeur actualisée de la provision au moyen des taux d'actualisation courants, reflétant la valeur temps de l'argent et les risques connexes. La Société comptabilise les provisions initiales au titre du démantèlement et de la remise en état, ainsi que les variations découlant des révisions des estimations de coûts et des révisions de fin de période au

taux d'actualisation ajusté en fonction du risque et fondé sur le marché à titre de coût de l'immobilisation corporelle connexe (voir la note 2 E)), dans la mesure où l'immobilisation corporelle connexe est toujours utilisée. Lorsque l'immobilisation corporelle connexe a atteint la fin de sa durée d'utilité, les variations de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état sont comptabilisées en résultat net. 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 l'IFRS 16, un contrat renferme un contrat de location lorsqu'il confère au client le droit de contrôler l'utilisation d'un bien déterminé pour un certain temps moyennant une contrepartie.

I. Preneur

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

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

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

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

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

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

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

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

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

II. Bailleur

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

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

Si la Société détermine que les dispositions d'un contrat contiennent un contrat de location ou correspondent à un contrat de location et font en sorte que les principaux risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif sont conservés par la Société, l'accord est un contrat de location simple. Dans le cas des contrats de location simple, l'actif est inclus dans les immobilisations corporelles, ou continue de l'être, et est amorti sur sa durée d'utilité.

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. Regroupements d'entreprises

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

Le test facultatif pour déterminer s'il y a concentration de la juste valeur est appliqué transaction par transaction pour simplifier l'appréciation à porter pour pouvoir conclure qu'un ensemble d'activités et d'actifs acquis ne constitue pas une entreprise. Lorsque la quasi-totalité de la juste valeur de l'actif brut acquis se concentre dans un actif identifiable unique ou un groupe unique d'actifs identifiables similaires, la Société peut choisir de traiter l'acquisition comme une acquisition d'actifs au lieu d'un regroupement d'entreprises.

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

La préparation des états financiers exige de la direction qu'elle exerce son jugement, fasse des estimations et formule des hypothèses qui ont une incidence sur les montants comptabilisés des actifs, des passifs, des produits et des charges, et les informations à fournir sur les actifs et les passifs éventuels de la période. Ces estimations sont assujetties à une part d'incertitude. Les résultats réels

pourraient différer de ces estimations en raison de facteurs comme les variations des taux d'intérêt, des taux de change, des taux d'inflation et des prix des produits de base, les changements dans la conjoncture économique, et les modifications apportées aux lois et aux règlements.

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

I. Dépréciation des immobilisations corporelles et du goodwill

Il y a une dépréciation lorsque la valeur comptable d'un actif, d'une UGT ou d'un groupe d'UGT auxquels se rapporte le goodwill excède sa valeur recouvrable, soit sa juste valeur diminuée des coûts de sortie ou sa valeur d'utilité, selon le montant le plus élevé. Chaque date de présentation de l'information financière, la Société évalue s'il existe un signe qu'une imputation pour dépréciation existe ou qu'une imputation pour dépréciation comptabilisée antérieurement n'existe plus ou a diminué. Pour déterminer la juste valeur diminuée des coûts de 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 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 l'établissement des UGT, il faut faire appel à beaucoup de jugement pour déterminer ce qui constitue des flux de trésorerie indépendants entre les centrales qui sont reliées au même réseau. La Société évalue les mécanismes du marché, les contraintes liées au transport et le profil contractuel de chaque centrale, ainsi que ses propres plans et pratiques en matière de gestion du risque lié au prix des produits de base pour choisir les points à analyser.

Pour ce qui est de l'affectation ou de la réaffectation du goodwill, il faut beaucoup de jugement pour évaluer les synergies et leurs incidences. Il existe également des seuils minimums relativement aux activités de sectorisation et de surveillance interne. Dans le cadre de cet exercice, la Société évalue les synergies en ce qui concerne les possibilités sur le plan du regroupement des talents et des technologies, son organisation fonctionnelle et son potentiel de croissance future, et examine ses propres processus d'évaluation du rendement. De l'information sur les jugements et estimations importants relatifs à la dépréciation dans la période de 2021 à 2023 est présentée aux notes 7, 18 et 21.

II. Contrats de location

Pour déterminer si les contrats de la Société contiennent ou sont des contrats de location, la direction doit faire preuve de jugement pour évaluer si le contrat procure au client le droit à la quasi-totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation du bien pour la durée du contrat de location et s'il confère au client le droit de décider de l'utilisation du bien pour la durée du contrat de location. Pour les accords qui sont considérés comme contenant ou comme étant des contrats de location, la direction doit poser un jugement pour

déterminer la durée du contrat de location en évaluant si l'exercice des options de résiliation et de prolongation est raisonnablement certain. L'exercice du jugement est également nécessaire pour déterminer les paiements fixes en substance (inclus) et les paiements variables qui sont fonction de facteurs d'utilisation ou du rendement (exclus) et pour déterminer les composantes locatives et les composantes non locatives du contrat (services reçus du fournisseur) et affecter les paiements liés aux contrats aux composantes locatives et aux composantes non locatives.

Pour les contrats de location dont le bailleur est la Société, la direction doit poser un jugement pour déterminer si, en substance, tous les risques et avantages significatifs inhérents à la propriété sont transférés au client ou sont conservés par la Société afin de comptabiliser l'accord de façon appropriée à titre de contrat de location-financement ou de contrat de location simple. Ces jugements peuvent être importants et influencer sur la façon dont la Société classe les montants liés à l'accord à titre d'immobilisations corporelles ou de créances liées à un contrat de location-financement dans les états de la situation financière consolidés. Par conséquent, la valeur de certains éléments de produits et de charges dépend de ces classements. En 2023, des créances au titre des contrats de location-financement ont été comptabilisées puisqu'il a été déterminé que les risques et avantages significatifs inhérents à la propriété ont été transférés au client. Se reporter à la note 17.

III. Impôts sur le résultat

La préparation des états financiers consolidés requiert une estimation des impôts sur le résultat ou de la provision pour impôts sur le résultat pour chaque territoire où la Société exerce ses activités. Le processus suppose aussi une estimation des impôts exigibles et des impôts qui devraient être payables ou recouvrables dans l'avenir, qui sont appelés impôts différés. L'impôt différé découle des effets des différences temporaires attribuables à des éléments dont le traitement à des fins fiscales diffère du traitement à des fins comptables. L'incidence fiscale de ces différences est prise en compte dans les états de la situation financière consolidés à titre d'actifs et de passifs d'impôt différé. Il convient également de déterminer la probabilité que le résultat imposable futur de la Société sera suffisant pour permettre le recouvrement des actifs d'impôt différé. Dans la mesure où le recouvrement est improbable, les actifs d'impôt différé devront être réduits. La direction utilise les prévisions à long terme de la Société pour évaluer le recouvrement des actifs d'impôt différé. La direction doit avoir recours à son jugement pour évaluer les interprétations, les lois et les règlements fiscaux qui changent constamment, de façon à s'assurer de l'intégralité et de la présentation fiable des actifs et passifs d'impôt différé. L'utilisation d'évaluations et de traitements 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.

IV. Instruments financiers et instruments dérivés

Les instruments financiers et les instruments dérivés de la Société sont comptabilisés à la juste valeur, et les variations initiales et subséquentes de la juste valeur ont une incidence sur le résultat présenté au cours de la période où la variation a lieu. Les justes valeurs des instruments financiers et des instruments dérivés sont classées dans trois niveaux. Les justes valeurs du niveau III sont calculées en utilisant des données d'entrée relatives aux actifs ou aux passifs qui ne sont pas facilement observables. 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.

V. Frais de mise en valeur de projets

Les frais de mise en valeur de projets sont comptabilisés dans les charges d'exploitation jusqu'à ce qu'il soit probable que la construction d'une installation ou l'acquisition d'un placement ait lieu, lorsqu'il y a des raisons de croire que les coûts futurs pourront être recouverts et que les efforts fournis créeront de la valeur pour la Société. Dans ces cas-là, les coûts engagés par la suite sont inclus dans les immobilisations corporelles ou les autres actifs. Le caractère approprié de l'inscription à l'actif de ces coûts est évalué chaque période, et les montants inscrits à l'actif à l'égard de projets devenus improbables ou de projets dont le moment de la mise en œuvre est incertain sont passés en charges. La direction doit exercer son jugement pour déterminer s'il y a des raisons de croire que les frais futurs pourront être recouverts et que les efforts fournis seront une source de valeur future pour la Société, lors de la détermination du montant à incorporer dans le coût de l'actif. De l'information sur les frais de mise en valeur de projets est fournie à la note 22 et de l'information sur la radiation des frais de mise en valeur de projets est fournie à la note 7.

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

TransAlta comptabilise des provisions au titre des obligations de démantèlement et de remise en état comme il est décrit à la note 2 K). Les provisions initiales pour frais de démantèlement et leurs variations subséquentes sont déterminées selon la meilleure estimation de la Société des dépenses au comptant requises, ajustées pour tenir compte des risques et des incertitudes inhérents au calendrier et au montant du règlement. Les dépenses au comptant estimées sont évaluées à la valeur actualisée selon un taux d'actualisation avant impôts courant ajusté en fonction du risque et fondé sur le marché. Toute variation des flux de trésorerie estimés, des taux d'intérêt du marché ou du calendrier pourrait avoir une incidence importante sur la valeur comptable de la provision. De l'information sur les jugements et estimations importants de la Société dans la période de 2021 à 2023 relativement à la provision au titre du

démantèlement et de la remise en état est présentée aux notes 7, 18 et 23.

VII. Durée d'utilité des immobilisations corporelles

Chaque composante importante d'un élément des immobilisations corporelles est amortie sur sa durée d'utilité estimée. La durée d'utilité des immobilisations corporelles est estimée d'après les faits courants et les résultats passés, compte tenu de la durée matérielle prévue de l'actif, des ententes et des contrats de vente à long terme en cours, de la demande courante et prévue, de la désuétude technologique possible et de la réglementation. La durée d'utilité des immobilisations corporelles est examinée au moins une fois l'an afin d'assurer qu'elle continue d'être appropriée. De l'information sur les changements apportés à la durée d'utilité des installations est fournie à la note 18.

VIII. Avantages futurs du personnel

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

Le passif au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi, et les coûts connexes inclus dans la charge de rémunération annuelle sont touchés par les estimations relatives à ce qui suit :

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

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

IX. Autres provisions

Lorsqu'il y a lieu, la Société comptabilise les provisions découlant des activités d'exploitation continues, comme l'interprétation et l'application des modalités des contrats, les

litiges en cours et les réclamations pour cause de force majeure. Ces provisions et changements subséquents qui peuvent leur être apportés sont déterminés selon la meilleure estimation de la Société de l'issue de l'événement sous-jacent et peuvent également subir l'incidence des estimations formulées par des tiers, selon les exigences contractuelles. Le montant réel des provisions qui pourrait être requis peut être considérablement différent du montant comptabilisé. Pour en savoir plus sur les autres provisions, se reporter aux notes 8 et 23.

X. Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

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

Pour déterminer le prix de transaction et les estimations de la contrepartie variable, la direction prend en compte l'historique de l'utilisation passée du client afin d'évaluer les biens et services à fournir au client. La Société tient également compte des niveaux de production historiques et des conditions d'exploitation de ses actifs de production variables. Les contrats de la Société prévoient généralement un montant précis à facturer à un client associé à chaque obligation de prestation du contrat. Lorsque les contrats ne précisent pas de montants pour chacune des obligations de prestation, la Société estime le montant du prix de transaction à attribuer à chacune des obligations de prestation en fonction de son prix de vente spécifique, qui est principalement estimé en fonction des montants qui seraient facturés aux clients dans des conditions de marché similaires.

Pour remplir ses obligations de prestation, la direction doit faire preuve de jugement pour déterminer le moment où le contrôle du bien ou du service sous-jacent est transféré au client. La détermination du moment où une obligation de prestation est remplie influe sur le moment de la comptabilisation des produits des activités ordinaires. La direction tient compte à la fois de l'acceptation du bien ou du service par le client et de l'incidence des lois et des règlements, comme les exigences en matière de certification, pour déterminer à quel moment ce transfert a lieu.

Lorsque des contrats sont modifiés, la direction doit faire preuve de jugement pour déterminer, selon les faits et les circonstances relatifs aux changements apportés au contrat,

si la modification est comptabilisée comme un nouveau contrat ou comme faisant partie du contrat existant. Si elle doit être comptabilisée comme faisant partie du contrat existant, le prix de transaction peut être touché et des ajustements peuvent être apportés aux produits des activités ordinaires comptabilisés antérieurement peuvent se produire, ou les incidences peuvent être reflétées de façon cumulative à partir de la date de la modification.

La direction fait également preuve de jugement pour déterminer si la mesure de simplification liée au montant facturé permet la comptabilisation des produits des activités ordinaires au montant de la facture, sous réserve que ce montant corresponde directement à la prestation de l'entité effectuée jusqu'à la date considérée.

XI. Classement des partenariats

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

XII. Influence notable

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

XIII. Changements dans les estimations

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 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 18), à la provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 23) et aux obligations au titre des prestations définies (note 26). Au

cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, 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 18), à la provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 23) et aux obligations au titre des prestations définies (note 26).

3. Modifications comptables

A. Modifications comptables de la période considérée

Modifications de l'IAS 12 : Impôt différé rattaché à des actifs et des passifs issus d'une même transaction

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

Ces modifications sont en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2023 et ont été adoptées par la Société à cette date. Les méthodes comptables de la Société sont conformes aux modifications et aucune incidence financière n'a découlé de leur application.

Modifications de l'IAS 12 : Réforme fiscale internationale – Modèle de règles du Pilier 2

L'Organisation de coopération et de développement économiques («OCDE») a publié le modèle de règles du Pilier 2 en décembre 2021 pour faire en sorte que les grandes sociétés multinationales soient assujetties à un taux d'imposition minimal de 15 %. En mai 2023, l'IASB a publié des modifications à l'IAS 12, *Impôts sur le résultat*, octroyant aux sociétés un allègement immédiat temporaire concernant la comptabilisation de l'impôt différé découlant de la réforme fiscale internationale proposée par l'OCDE. Les modifications précisent que l'IAS 12 s'applique aux impôts sur le résultat qui découlent d'une loi fiscale adoptée ou quasi adoptée dans le but de mettre en œuvre le modèle de règles du Pilier 2 publié par l'OCDE. Les règles du Pilier 2 ne sont pas considérées comme adoptées ou quasi adoptées dans aucun des territoires dans lesquels la Société exerce ses activités, et ne sont donc pas reflétées dans la provision d'impôt au 31 décembre 2023.

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 l'IAS 1 ayant trait aux passifs non courants assortis de 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 l'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 l'IAS 1, *Présentation des états financiers*, en ce qui concerne le classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants afin de préciser 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 entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2024 et doivent être appliquées rétrospectivement. Le 1^{er} janvier 2024, la Société reclassera les titres échangeables des passifs non courants aux passifs courants, car l'option de conversion peut être exercée en tout temps après le 1^{er} janvier 2025, même s'il n'y a aucune obligation de remettre des équivalents de trésorerie et le porteur ne peut pas exiger de remboursement. Cette méthode comptable est conforme à la modification.

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

TransAlta Corporation fera l'acquisition de Heartland Generation

Le 2 novembre 2023, la Société a annoncé qu'elle avait conclu un accord d'achat d'actions définitif (l'«accord») avec une société membre du même groupe qu'Energy Capital Partners, la société mère de Heartland Generation Ltd. et d'Alberta Power (2000) Ltd. (collectivement «Heartland»), en vertu duquel TransAlta fera l'acquisition de Heartland et de la totalité de ses activités en Alberta et en Colombie-Britannique. Le prix de l'acquisition s'élève à 390 millions de dollars, sous réserve d'ajustements du fonds de roulement et autres ajustements, et comprend la prise en charge d'une dette de 268 millions de dollars, pour un coût total de 658 millions de dollars. La Société financera la transaction au moyen de fonds en caisse et d'emprunts sur ses facilités de crédit. La clôture de la transaction est sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires.

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 été par la suite résiliées, ce qui 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 24.

5. Produits des activités ordinaires

A. Ventilation des produits des activités ordinaires

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

Exercice clos le 31 décembre 2023	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	30	190	400	12	—	—	632
Attributs environnementaux ¹	14	26	—	—	—	—	40
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	44	216	400	12	—	—	672
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ²	—	—	32	—	—	—	32
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation ³	44	(2)	(172)	251	220	—	341
Produits tirés des activités de détail	434	104	1 247	488	—	—	2 273
Autres ⁴	11	18	7	—	—	1	37
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	190	400	—	—	—	620
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	44	216	400	12	—	—	672

1) Les attributs environnementaux représentent les ventes d'attributs environnementaux qui ne sont pas combinées aux ventes d'électricité et autres.

2) Total des produits tirés des contrats de location provenant des contrats à long terme qui respectent les critères des contrats de location simple.

3) Représentent les profits ou les pertes réalisés et latents des positions de couverture et de dérivés. 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 et de diverses autres sources.

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 ¹	1	50	—	—	—	—	51
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	34	270	462	10	—	—	776
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ²	—	—	32	—	—	—	32
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation ³	—	(121)	(821)	243	160	(2)	(541)
Produits tirés des activités de détail	564	119	1 529	461	—	—	2 673
Autres ⁴	8	21	7	—	—	—	36
Total des produits des activités ordinaires	606	289	1 209	714	160	(2)	2 976
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires							
À un moment précis	1	50	—	12	—	—	63
Au fil du temps	33	220	462	(2)	—	—	713
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	34	270	462	10	—	—	776

1) Les attributs environnementaux représentent les ventes d'attributs environnementaux qui ne sont pas combinées aux ventes d'électricité et autres.

2) Total des produits tirés des contrats de location provenant des contrats à long terme qui respectent les critères des contrats de location simple.

3) Représentent les profits ou les pertes réalisés et latents des positions de couverture et de dérivés. 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 et de diverses autres sources.

Exercice clos le 31 décembre 2021	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Électricité et autres	28	207	395	24	—	—	654
Attributs environnementaux ¹	—	28	—	—	—	—	28
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	28	235	395	24	—	—	682
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ²	—	—	19	—	—	—	19
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation ³	—	(22)	(118)	138	211	4	213
Produits tirés des activités de détail	345	35	808	546	—	—	1 734
Autres ⁴	10	57	5	1	—	—	73
Total des produits des activités ordinaires	383	305	1 109	709	211	4	2 721
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires							
À un moment précis	—	28	2	23	—	—	53
Au fil du temps	28	207	393	1	—	—	629
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	28	235	395	24	—	—	682

- 1) Les attributs environnementaux représentent les ventes d'attributs environnementaux qui ne sont pas combinées aux ventes d'électricité et autres.
- 2) Total des produits tirés des contrats de location provenant des contrats à long terme qui respectent les critères des contrats de location simple.
- 3) Représentent les profits ou les pertes réalisés et latents des positions de couverture et de dérivés. 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 et de diverses autres sources.

B. Obligations de prestation

Les obligations de prestation en vertu des contrats de la Société conclus avec ses clients comprennent la fourniture de capacités en électricité et en vapeur, la livraison d'électricité, l'énergie thermique, les attributs environnementaux, la prestation des services d'exploitation et d'entretien et des services de gestion de l'eau, et la fourniture de sous-produits de la production au charbon.

Le montant total des prix de transaction affecté aux obligations de prestation qui restent à remplir (produits des activités ordinaires tirés de contrats qui n'ont pas encore été comptabilisés) au 31 décembre 2023 s'élevait à environ 2 700 millions de dollars, un montant d'environ 510 millions de dollars devant être comptabilisé au cours de la période 2024-2026, un montant de 505 millions de dollars au cours de la période 2027-2029, un montant de 725 millions de

dollars au cours de la période 2030-2034, et un montant de 960 millions de dollars pour 2035 et par la suite.

Ces montants ne tiennent pas compte des produits des activités ordinaires liés aux contrats admissibles à la mesure de simplification liée au droit de facturer et des produits des activités ordinaires futurs liés à la contrepartie variable faisant l'objet de limitations. Dans de nombreux contrats de la Société, les éléments du prix de transaction font l'objet d'une limitation, notamment pour les produits des activités ordinaires variables qui sont tributaires des volumes de production futurs découlant de la demande des clients ou du marché ou les prix du marché qui sont assujettis à des facteurs hors du contrôle de la Société. Par conséquent, les montants des produits des activités ordinaires futurs présentés ci-dessus ne reflètent qu'une tranche des produits des activités ordinaires futurs que la Société s'attend à tirer de son portefeuille de contrats.

6. Charges selon leur nature

Charges liées aux coûts du combustible et des achats d'électricité, ainsi qu'aux activités d'exploitation, d'entretien et d'administration

Les charges liées aux coûts du combustible et des achats d'électricité, ainsi qu'aux activités d'exploitation, d'entretien et d'administration sont classées selon leur nature comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2023		2022		2021	
	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	384	—	578	—	306	—
Coûts du combustible – charbon ¹	177	—	146	—	164	—
Redevances, coûts de location des terrains et autres coûts directs	25	—	25	—	19	—
Achats d'électricité	474	—	514	—	339	—
Amortissement minier ²	—	—	—	—	190	—
Salaires et avantages sociaux	—	254	—	263	36	234
Autres charges d'exploitation ³	—	285	—	258	—	277
Total	1 060	539	1 263	521	1 054	511

- 1) Le poste Coûts du combustible – charbon pour l'exercice 2021 comprend un montant de 17 millions de dollars lié à la dépréciation des stocks de charbon.
- 2) Le poste Amortissement minier pour l'exercice 2021 comprend un montant de 48 millions de dollars lié à l'amortissement minier qui avait été initialement comptabilisé comme composante du coût standard des stocks de charbon et qui avait ensuite subi une réduction de valeur en 2021.
- 3) 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. Pour l'exercice 2021, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration comprennent un montant de 28 millions de dollars lié à la réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux liés à la mine de Highvale et aux activités de combustion du charbon dans nos centrales converties au gaz naturel.

7. Imputations pour (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	2023	2022	2021
Secteurs :			
Hydroélectricité	(10)	21	5
Énergie éolienne et énergie solaire	(4)	43	12
Gaz	—	—	5
Transition énergétique	—	—	540
Siège social	—	(2)	27
Variations de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état d'actifs mis hors service ¹	(34)	(53)	32
Imputations pour dépréciation des immobilisations incorporelles – droits relatifs aux mines de charbon	—	—	17
Frais de mise en valeur de projets	—	—	10
Imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs	(48)	9	648

1) Variations liées aux variations des taux d'actualisation et aux révisions des flux de trésorerie des actifs mis hors service en 2023 et en 2022 et aux révisions des flux de trésorerie des actifs mis hors service en 2021. Se reporter à la note 23 pour plus de précisions.

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.

Au cours de l'exercice, des évaluations internes ont révélé que la juste valeur diminuée des coûts de sortie des actifs dépassait la valeur comptable en raison des modifications apportées aux hypothèses sur les prix de l'électricité pour trois centrales éoliennes, 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 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 43 millions de dollars pour cinq parcs éoliens et un parc solaire à la suite des modifications apportées aux principales hypothèses, qui comprenaient des augmentations importantes des taux d'actualisation, des changements dans la tarification et dans les flux de trésorerie futurs estimatifs. La valeur recouvrable totale de 754 millions de dollars pour ces six actifs était fondée sur la juste valeur diminuée des coûts de sortie obtenue en utilisant la méthode d'actualisation des flux de trésorerie et est classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs.

En 2021, la Société a comptabilisé des imputations pour dépréciation de 10 millions de dollars à l'égard d'un actif éolien pour tenir compte d'une augmentation des frais de démantèlement estimés par suite de la revue d'une étude technique commandée à l'égard des parcs éoliens. La valeur recouvrable de 65 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, au moyen d'un taux d'actualisation de 5,0 %, et a été classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs.

De plus, en 2021, la Société a comptabilisé des imputations pour dépréciation de 2 millions de dollars attribuables à la défaillance de la tour de Kent Hills Wind LP. Kent Hills Wind LP, une filiale de la Société, a déclaré que l'une des tours du parc éolien de Kent Hills d'une capacité de 167 MW, située à Kent Hills, au Nouveau-Brunswick, avait subi une défaillance. La défaillance est liée à l'effondrement d'une tour située dans l'unité 2 du parc éolien de Kent Hills.

Le calcul de la juste valeur diminuée des coûts de sortie de toutes les installations susmentionnées est surtout sensible aux hypothèses suivantes :

	Emplacement des actifs	Partie courante des taux d'actualisation des actifs visés par contrat et des actifs marchands de l'exercice considéré	Taux d'actualisation des actifs visés par contrat et des actifs marchands de l'exercice précédent
Énergie éolienne et énergie solaire	Canada	6,4 % et 7,0 %	6,4 % et 7,1 %
	États-Unis	6,9 % et 7,5 %	6,5 % et 7,7 %
Hydroélectricité	Canada	6,1 % et 6,4 %	5,9 % et 6,4 %

Transition énergétique

En 2021, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation d'actifs dans le secteur Transition énergétique en raison de la décision d'interrompre le projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance (191 millions de dollars) et de la mise hors service prévue de l'unité 1 de la centrale de Keephills, le 31 décembre 2021 (94 millions de dollars), et de l'unité 4 de la centrale de Sundance, le 1^{er} avril 2022 (56 millions de dollars). Les tests de dépréciation de l'unité 1 de la centrale de Keephills et de l'unité 4 de la centrale de Sundance étaient fondés sur les valeurs de récupération estimatives de ces unités, qui étaient supérieures aux avantages économiques attendus de celles-ci. En ce qui a trait au projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance, la valeur recouvrable a été calculée d'après la juste valeur

estimative diminuée des coûts de sortie à la vente des actifs en construction et d'après la valeur de récupération estimative pour ce qui est du reste des coûts. L'évaluation de la juste valeur des actifs en construction est classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs. Le total de la valeur recouvrable estimée et de la valeur de récupération estimative restantes du projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance s'établissait à 33 millions de dollars. L'actualisation n'a pas eu d'incidence importante sur ces dépréciations d'actifs. La Société a décidé de mettre hors service les actifs et d'interrompre le projet après avoir évalué les conditions futures du marché, l'âge et l'état des unités en service, et en tenant compte de l'orientation stratégique de TransAlta vers des solutions d'énergie renouvelable.

En 2021, compte tenu de la fermeture de la mine de Highvale prévue pour la fin de 2021, il a été déterminé que la valeur de récupération estimative de la mine Highvale dépassait l'avantage économique procuré à l'UGT marchande de l'Alberta. L'actif a été retiré de l'UGT marchande de l'Alberta pour les besoins des tests de dépréciation et a été soumis à un test de dépréciation séparément, ce qui a entraîné la comptabilisation d'une imputation pour dépréciation de 195 millions de dollars dans le secteur Transition énergétique, l'actif ayant été ramené à sa valeur de récupération.

Siège social

Energy Transfer Canada, auparavant SemCAMS Midstream ULC, a voulu mettre fin aux ententes liées à la

mise en valeur et à la construction du projet de centrale de cogénération de Kaybob. Par conséquent, au premier trimestre de 2021, la Société a comptabilisé des imputations pour dépréciation de 27 millions de dollars dans le secteur Siège social étant donné que cette centrale n'était pas encore en service. La valeur recouvrable était fondée sur la juste valeur estimative diminuée des coûts de sortie à la revente du matériel acheté à ce jour. Au quatrième trimestre de 2022, le différend a été réglé. La Société a repris un montant de 2 millions de dollars de la perte de valeur comptabilisée antérieurement.

8. Autres (produits) pertes d'exploitation, montant net

Les autres (produits) pertes d'exploitation, montant net comprennent ce qui suit :

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Entente sur l'élimination du charbon en Alberta	(40)	(40)	(40)
Dommages-intérêts prédéterminés recouvrables	(6)	(12)	—
Recouvrements d'assurance	(1)	(7)	—
Règlements avec des fournisseurs, règlements d'autres contrats et autres	—	1	34
Provisions pour contrats déficitaires	—	—	14
Autres (produits) pertes d'exploitation, montant net	(47)	(58)	8

Entente sur l'élimination du charbon en Alberta

La Société reçoit des paiements du gouvernement de l'Alberta pour l'élimination des émissions de ses centrales alimentées au charbon au plus tard le 31 décembre 2030. Aux termes de l'entente, la Société reçoit des paiements de transition annuels au comptant d'environ 40 millions de dollars (37 millions de dollars, déduction faite de la participation ne donnant pas le contrôle liée à Sheerness) au plus tard le 31 juillet, à compter du 1^{er} janvier 2017 et jusqu'à la fin de 2030. La Société comptabilise uniformément les paiements en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon tout au long de l'exercice. La réception des paiements est sous réserve du respect de certaines modalités et conditions. La principale condition de l'entente sur l'élimination du charbon est l'élimination de toutes les émissions des centrales alimentées au charbon au plus tard le 31 décembre 2030. Cette condition a été satisfaite le 31 décembre 2021. Toutefois, les centrales touchées pourront en tout temps continuer à produire de l'électricité en utilisant une autre méthode que la production d'électricité à partir du charbon qui entraîne des émissions après le 31 décembre 2030.

Dommages-intérêts prédéterminés recouvrables

En 2023, la Société a comptabilisé un montant de 3 millions de dollars de dommages-intérêts prédéterminés recouvrables découlant des exigences que l'entrepreneur doit respecter en matière de disponibilité des éoliennes à la centrale éolienne de Windrise (12 millions de dollars en 2022) et 3 millions de dollars pour des garanties de disponibilités à d'autres centrales (néant en 2022).

Recouvrements d'assurance

En 2023, la Société a reçu une indemnité d'assurance de 1 million de dollars liée aux coûts de remplacement relatifs à la défaillance de la tour du parc éolien de Kent Hills (7 millions de dollars en 2022).

Règlements avec des fournisseurs, règlements d'autres contrats et autres

En 2021, un montant de 34 millions de dollars a été passé en charges relativement aux décisions d'interrompre le projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance et de mettre hors service l'unité 1 de la centrale de Keephills, y compris un actif reporté de 10 millions de dollars (8 millions de dollars américains) puisqu'il est peu probable que la Société engage suffisamment de dépenses d'investissement ou charges d'exploitation pour utiliser le montant restant.

Provisions pour contrats déficitaires

En 2021, une provision pour contrat déficitaire concernant les paiements de redevances futurs de 14 millions de dollars a été comptabilisée à la suite de la fermeture de la mine de Highvale.

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 2021	12	93	—	—	—	105
Placement	—	—	—	10	2	12
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	(1)	10	—	—	—	9
Distributions reçues	—	(5)	—	—	—	(5)
Variation des taux de change	1	7	—	1	—	9
Variation nette de la juste valeur comptabilisée dans les autres éléments du résultat global	—	—	—	—	(1)	(1)
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

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 et Tent Mountain Renewable Energy Complex («Tent Mountain»).

EMG International, LLC («EMG»)

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. En 2022, la contrepartie éventuelle du prix d'achat de 3,5 millions de dollars américains a été versée, laquelle a été calculée en fonction des résultats réellement obtenus en 2021 et ne variait pas du montant estimé inclus dans le prix d'achat initial.

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 de Evolve Power Ltd. («Evolve»), anciennement appelé 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 environ 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. 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	2023	2022	2021
Résultats des activités d'exploitation			
Produits des activités ordinaires et autres produits d'exploitation	22	24	19
Charges	(18)	(15)	(10)
Quote-part du résultat net	4	9	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 permettra de soutenir 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 :

	2023	2022	2021
Intérêt sur la dette	203	164	163
Intérêt sur les débentures échangeables (note 25)	29	29	29
Intérêt sur les actions privilégiées échangeables (note 25)	28	28	28
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif (note 18)	(57)	(16)	(14)
Intérêts sur les obligations locatives	9	7	7
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	21	27	20
Réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux (note 24)	—	(2)	(9)
Désactualisation des provisions (note 23)	48	49	32
Charge d'intérêts	281	286	256

11. Impôts sur le résultat

Comptes de résultat consolidés

I. Rapprochement des taux

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Résultat avant impôts sur le résultat	880	353	(380)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, non assujéti à l'impôt	(80)	(94)	(33)
Résultat ajusté avant impôts sur le résultat	800	259	(413)
Taux d'impôt canadien, fédéral et provincial, prévu par la loi (%)	23,4 %	23,4 %	23,6 %
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat prévu	187	61	(98)
Augmentation (diminution) des impôts sur le résultat résultant des éléments suivants :			
Écarts de taux d'impôt effectifs étrangers	9	(1)	4
Charge non déductible ¹	58	130	—
(Gain) perte en capital imposable	(2)	18	—
Recouvrement d'impôt différé lié aux différences temporaires relatives au placement dans des filiales	(3)	(2)	—
Réduction (reprise de réduction) de valeur des actifs d'impôt différé non comptabilisés	(178)	(24)	134
Différences avec les taux prévus par la loi et autres différences	1	(3)	4
Ajustements au titre de l'impôt différé d'exercices antérieurs	1	6	(4)
Divers	11	7	5
Charge d'impôts sur le résultat	84	192	45
Taux d'impôt effectif (%)	11 %	74 %	(11) %

1) Ce montant se rapporte aux ajustements fiscaux de la période considérée et des périodes précédentes aux États-Unis afin d'atténuer l'impôt au comptant lié à l'impôt anti-abus pour lutter contre l'érosion de la base d'imposition (Base Erosion and Anti-Abuse Tax).

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	2023	2022	2021
Charge d'impôt exigible	50	65	56
Charge (recouvrement) d'impôt différé lié à la naissance et à la résorption des différences temporaires	215	153	(145)
Recouvrement d'impôt différé lié aux différences temporaires relatives au placement dans des filiales	(3)	(2)	—
Réduction (reprise de réduction) de valeur des actifs d'impôt différé non comptabilisés ¹	(178)	(24)	134
Charge d'impôts sur le résultat	84	192	45
Charge d'impôt exigible	50	65	56
Charge (recouvrement) d'impôt différé	34	127	(11)
Charge d'impôts sur le résultat	84	192	45

1) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, la Société a comptabilisé des actifs d'impôt différé de 178 millions de dollars (24 millions de dollars en 2022 et réduction de valeur de 134 millions de dollars en 2021). 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 supplémentaires de 157 millions de dollars au motif qu'il n'est pas probable qu'ils pourront générer un résultat imposable futur suffisant pour lui 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	2023	2022	2021
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat lié à :			
Incidence nette liée aux couvertures de flux de trésorerie	27	(112)	(57)
Incidence nette liée aux couvertures des investissements dans des établissements à l'étranger	1	(3)	—
Incidence nette liée aux gains actuariels nets (pertes actuarielles nettes)	(1)	12	11
Coûts de transaction pour l'acquisition de TransAlta Renewables	(2)	—	—
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat comptabilisé dans les capitaux propres	25	(103)	(46)

États de la situation financière consolidés

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

Aux 31 décembre	2023	2022
Pertes autres qu'en capital ¹	88	244
Frais de démantèlement et de remise en état futurs	111	119
Immobilisations corporelles	(605)	(553)
Actifs et passifs de gestion du risque, montant net	144	193
Régimes d'avantages du personnel et de rémunération	50	48
Écarts de change au titre de la dette libellée en dollars américains	12	13
Autres différences temporaires imposables	(8)	(5)
Actif (passif) d'impôt différé, montant net, avant réduction de valeur des actifs d'impôt différé	(208)	59
Actifs d'impôt différé non comptabilisés	(157)	(361)
Passifs d'impôt différé, montant net, après réduction de valeur des actifs d'impôt différé	(365)	(302)

1) Les pertes autres qu'en capital arrivent à échéance entre 2033 et 2043. Les pertes d'exploitation nettes tirées des activités aux États-Unis n'ont pas d'échéance.

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

Aux 31 décembre	2023	2022
Actifs d'impôt différé ¹	21	50
Passifs d'impôt différé	(386)	(352)
Passifs d'impôt différé, montant net	(365)	(302)

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 2023, la Société avait comptabilisé un passif net de néant (néant en 2022) 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 2023	Participation ne donnant pas le contrôle au 31 décembre 2022
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 ¹	39,9 %

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 une centrale au bicarburant.

Kent Hills Wind LP détient et exploite le parc éolien de Kent Hills (unités 1, 2 et 3) d'une capacité de 167 MW situé au Nouveau-Brunswick. Kent Hills Wind LP est une filiale de TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables»).

TransAlta Renewables détient un portefeuille de centrales alimentées au gaz et d'installations de production d'énergie renouvelable au Canada, et détient des participations financières dans d'autres centrales alimentées au gaz et à

partir d'énergies renouvelables de la Société. 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. 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.

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	2023	2022	2021
Produits des activités ordinaires	290	347	265
Résultat net et total du résultat global	121	143	103
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :			
Résultat net	80	91	62
Total du résultat global	80	91	62
Distributions versées à Canadian Power Holdings Inc.	148	87	56

Aux 31 décembre	2023	2022
Actifs courants	43	127
Actifs non courants	193	253
Passifs courants	(41)	(62)
Passifs non courants	(34)	(27)
Total des capitaux propres	(161)	(291)
Capitaux propres attribuables à Canadian Power Holdings Inc.	(79)	(147)
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.

Exercice clos le 31 décembre	2023 ¹
Produits des activités ordinaires	7
Résultat net et total du résultat global	2
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :	
Résultat net et total du résultat global	—

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	2023
Actifs courants	35
Actifs non courants	481
Passifs courants	(42)
Passifs non courants	(188)
Total des capitaux propres	(285)
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	(48)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)	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.

Exercices clos les 31 décembre	2023 ¹	2022	2021
Produits des activités ordinaires	303	560	470
Résultat net	56	74	139
Total du résultat global	(7)	(67)	66
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :			
Résultat net	21	20	50
Total du résultat global	(4)	(36)	21
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	75	100	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.

Aux 31 décembre	2022
Actifs courants	240
Actifs non courants	2 989
Passifs courants	(306)
Passifs non courants	(1 118)
Total des capitaux propres	(1 805)
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	(732)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)	39,9

13. Créances clients et autres débiteurs, et dettes fournisseurs

Aux 31 décembre	2023	2022
Créances clients	600	1 165
Garanties fournies (note 15)	145	304
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 17)	19	52
Prêt à recevoir (note 22)	1	4
Impôts sur le résultat à recevoir	42	64
Créances clients et autres débiteurs	807	1 589

Aux 31 décembre	2023	2022
Dettes fournisseurs et charges à payer	772	1 069
Intérêts à payer	16	17
Garanties détenues (note 15)	9	260
Dettes fournisseurs et charges à payer	797	1 346

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 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	—	—	807	—	—	807
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	171	—	—	171
Partie non courante du prêt à recevoir ²	—	—	25	—	—	25
Autres placements ³	—	—	—	15	1	16
Actifs de gestion du risque						
Courants	—	151	—	—	—	151
Non courants	—	52	—	—	—	52
Passifs financiers						
Découvert bancaire	—	—	3	—	—	3
Dettes fournisseurs et charges à payer	—	—	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 ⁴	—	—	3 466	—	—	3 466
Titres échangeables	—	—	744	—	—	744

1) Comprennent des équivalents de trésorerie de néant.

2) Incluse dans les autres actifs. Se reporter à la note 22.

3) Inclus dans les placements. Se reporter à la note 9.

4) Comprend la partie courante.

Valeur comptable au 31 décembre 2022	Instruments dérivés utilisés à des fins de couverture	Instruments dérivés détenus à des fins de transaction (JVRN)	Coût amorti	Autres actifs financiers (JVRN)	Autres actifs financiers (JVAERG)	Total
Actifs financiers						
Trésorerie et équivalents de trésorerie ¹	—	—	1 134	—	—	1 134
Liquidités soumises à restrictions	—	—	70	—	—	70
Créances clients et autres débiteurs	—	—	1 589	—	—	1 589
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	129	—	—	129
Partie non courante du prêt à recevoir ²	—	—	33	—	—	33
Autres placements ³	—	—	—	11	1	12
Actifs de gestion du risque						
Courants	—	709	—	—	—	709
Non courants	—	161	—	—	—	161
Passifs financiers						
Découvert bancaire	—	—	16	—	—	16
Dettes fournisseurs et charges à payer	—	—	1 346	—	—	1 346
Dividendes à verser	—	—	68	—	—	68
Passifs de gestion du risque						
Courants	271	858	—	—	—	1 129
Non courants	76	257	—	—	—	333
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives ⁴	—	—	3 653	—	—	3 653
Titres échangeables	—	—	739	—	—	739

1) Comprennent des équivalents de trésorerie de néant.

2) Incluse dans les autres actifs. Se reporter à la note 22.

3) Inclus dans les placements. Se reporter à la note 9.

4) 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 2023 : niveau I – passif net de 13 millions de dollars (actif net de 23 millions de dollars au 31 décembre 2022), niveau II – passif net de 244 millions de dollars (actif net de 173 millions de dollars au 31 décembre 2022) et niveau III – passif net de 147 millions de dollars (passif net de 782 millions de dollars au 31 décembre 2022).

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 2023 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 2023 et 2022 :

	Exercice clos le 31 déc. 2023			Exercice clos le 31 déc. 2022		
	Éléments autres que de			Éléments autres que de		
	Couvertures	couverture	Total	Couvertures	couverture	Total
Solde d'ouverture	(347)	(435)	(782)	285	(126)	159
Variations attribuables aux :						
Variations des prix du marché pour les contrats existants	(123)	(6)	(129)	(611)	(298)	(909)
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	—	18	18	—	(124)	(124)
Contrats réglés	256	269	525	(38)	118	80
Variation des taux de change	9	7	16	17	(5)	12
Transferts depuis le niveau III ¹	205	—	205	—	—	—
Actifs (passifs) nets de gestion du risque à la fin de l'exercice	—	(147)	(147)	(347)	(435)	(782)
Informations supplémentaires sur le niveau III :						
Pertes comptabilisées dans les autres éléments du résultat global	(114)	—	(114)	(594)	—	(594)
Total des profits (pertes) compris dans le résultat avant impôts sur le résultat	(256)	19	(237)	38	(427)	(389)
Profits (pertes) latents compris dans le résultat avant impôts sur le résultat liés aux actifs (passifs) nets détenus à la fin de l'exercice	—	288	288	—	(309)	(309)

1) 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 de cet instrument a été transférée depuis le niveau III au niveau II puisque la courbe de prix à terme est maintenant 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 2023, le solde total des actifs de gestion du risque de niveau III s'élevait à 56 millions de dollars (31 millions de dollars au 31 décembre 2022) et le solde total des passifs de gestion du risque de niveau III s'élevait à 203 millions de dollars (813 millions de dollars au 31 décembre 2022). Les passifs nets de gestion du risque ont diminué principalement en raison des variations des prix du marché et des 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 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
Contrats d'approvisionnement exclusif – est des États-Unis	Analyse de scénarios	Volume	96 % à 104 %	+3
		Coût de l'approvisionnement	Baisse de 2,30 \$ par MWh ou hausse de 2,40 \$ par MWh	-3
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 \$ CA ou hausse de 5 \$ CA	+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.

Au

31 décembre 2022

Description	Valuation technique	Données d'entrée non observables	Variation raisonnablement possible	Sensibilité ¹
Livraison de charbon – États-Unis	Évaluation numérique des instruments dérivés	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	Baisse du prix de 5 \$ US ou hausse de 55 \$ US	+14
		Volatilité	80 % à 120 %	
		Augmentation du tarif ferroviaire	Zéro à 10 %	-13
Ventes d'électricité à long terme – États-Unis	Analyse de scénarios	Volume	96 % à 104 %	+3
		Coût de l'approvisionnement	Baisse de 0,50 \$ US par MWh ou hausse de 3,30 \$ US par MWh	-21
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	+22
		Prix des crédits d'énergie renouvelable à terme non liquides (par unité)	Baisse ou hausse du prix de 2 \$ US	-18
		Escomptes sur l'énergie éolienne	Baisse de 0 % ou hausse de 5 %	
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 85 \$ CA ou hausse de 5 \$ CA	+47
		Escomptes sur l'énergie éolienne	Baisse de 28 % ou hausse de 5 %	-25
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 ou hausse du prix de 2 \$ US	+74
		Escomptes sur l'énergie éolienne	Baisse de 2 % ou hausse de 5 %	-28
Ventes d'électricité à long terme – États-Unis	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	Baisse du prix de 5 \$ US ou hausse de 55 \$ US	+15 -163

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.

Au cours des trois premiers trimestres de 2023, les prix de l'électricité non liquides étaient aussi utilisés à titre de principale donnée d'entrée non observable. Au 31 décembre

2023, les prix de l'électricité à terme pertinents étaient observables sur le marché.

b. Contrats d'approvisionnement exclusif – est des États-Unis

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

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

c. 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 comme un dérivé. Les variations de la juste valeur sont présentées dans les produits des activités ordinaires.

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

d. 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 énergies de ces contrats sont comptabilisées comme des dérivés. 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.

e. 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 de ses projets de parcs éoliens White Rock East et White Rock West de 300 MW. Les CAÉV, jumelés à la vente d'électricité produite sur le marché 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, les clients paient la différence à la Société et si le prix du SPP est plus élevé que le prix contractuel fixe, la Société rembourse la différence aux clients. Le client est également autorisé à prendre physiquement livraison des attributs environnementaux. Au cours du quatrième trimestre de 2023, la Société et le client des projets de parcs éoliens White Rock ont modifié les CAÉV connexes. Les CAÉV entrent en vigueur à la date de mise en service des parcs éoliens.

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 200 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 reste autorisé à prendre physiquement livraison des attributs environnementaux. Au cours du deuxième trimestre de 2023, la Société et le client du projet de parc éolien Horizon Hill ont modifié le CAÉV connexe. Le CAÉV entre en vigueur dès la mise en service du parc éolien. La mise en service du parc éolien Horizon Hill est prévue au premier trimestre de 2024.

Les composantes énergies de ces contrats sont comptabilisées comme des dérivés. Les variations de la juste valeur sont présentées dans les produits des activités ordinaires. Les modifications apportées aux CAÉV de Horizon Hill et de White Rock n'ont pas changé la nature des contrats et les composantes énergies continuent d'être comptabilisées comme des dérivés.

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.

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

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

Au 31 décembre 2023, le contrat a été transféré au niveau II puisque toutes les principales données d'entrée étaient observables. Au cours des trois premiers trimestres de 2023, la durée du contrat s'échelonnait sur une période plus longue que celle pour laquelle les prix de l'électricité à terme pertinents étaient observables sur le marché.

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 actif net d'une juste valeur de 19 millions de dollars au 31 décembre 2023 (passif net de 6 millions de dollars au 31 décembre 2022), sont classés au niveau II de la hiérarchie des justes valeurs. Les variations importantes dans les autres actifs et passifs nets de gestion du risque au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023 sont attribuables aux variations favorables des prix du marché pour les contrats existants, aux taux de change favorables pour les nouveaux contrats conclus en 2023 et aux contrats réglés en 2023.

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 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
Titres échangeables au 31 décembre 2022	—	685	—	685	739
Dette à long terme au 31 décembre 2022	—	3 200	—	3 200	3 518
Prêt à recevoir au 31 décembre 2022	—	37	—	37	37

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	2023	2022	2021
Perte nette non amortie au début de l'exercice	(213)	(131)	(33)
Nouveaux profits (pertes) initiaux ¹	47	(37)	(79)
Variations découlant de la modification de contrats ²	190	—	—
Variation des taux de change	6	(10)	—
Amortissement comptabilisé dans le résultat net au cours de l'exercice	(27)	(35)	(19)
Profit net non amorti (perte nette non amortie) à la fin de l'exercice	3	(213)	(131)

1) En 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 et, par conséquent, a comptabilisé des profits initiaux, lesquels sont fondés sur la courbe des prix à terme à la passation du contrat. En 2022, la Société a conclu un CAÉ portant sur le projet de parc éolien Horizon Hill (CAÉ pour les projets de parcs éoliens White Rock en 2021), lequel a entraîné 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'étalement 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 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 actifs nets de gestion du risque	—	19	19
Total des passifs nets de gestion du risque	(205)	(180)	(385)

Au 31 décembre 2022

	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base			
Courants	(271)	(143)	(414)
Non courants	(76)	(96)	(172)
Passifs nets de gestion du risque lié aux produits de base	(347)	(239)	(586)
Divers			
Courants	—	(6)	(6)
Non courants	—	—	—
Autres passifs nets de gestion du risque	—	(6)	(6)
Total des passifs nets de gestion du risque	(347)	(245)	(592)

Conventions de compensation

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

Au 31 décembre 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)

Au 31 décembre 2022	Montants bruts des actifs (passifs) financiers comptabilisés	Montants compensés	Montants nets présentés à l'état de la situation financière	Conventions- cadres de compensation¹	Montant net
Actifs courants de gestion du risque	1 602	(883)	719	(62)	657
Actifs non courants de gestion du risque	204	(43)	161	(7)	154
Passifs courants de gestion du risque	(1 953)	883	(1 070)	62	(1 008)
Passifs non courants de gestion du risque	(449)	43	(406)	7	(399)
Créances clients et autres débiteurs ²	1 330	(934)	396	(176)	220
Dettes fournisseurs et charges à payer ²	(1 344)	934	(410)	176	(234)

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, les activités de négociation pour compte propre sont assujetties à des limites et à des contrôles, y compris la limite de la VaR. Le conseil approuve la limite pour la VaR totale découlant des activités de négociation pour compte propre. La VaR est la mesure la plus fréquemment employée pour faire le suivi et gérer le risque de marché associé aux positions de négociation.

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

Les fluctuations des prix du marché associés aux activités de négociation pour compte propre influent sur le résultat net de la période au cours de laquelle elles se produisent. La VaR au 31 décembre 2023 liée aux activités de négociation pour compte propre de la Société était de 4 millions de dollars (4 millions de dollars en 2022 et 2 millions de dollars en 2021).

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 2023, 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 23 millions de dollars (97 millions de dollars en 2022 et 33 millions de dollars en 2021). 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 2023, la VaR liée à ces transactions s'établissait à 16 millions de dollars (45 millions de dollars en 2022 et 34 millions de dollars en 2021). 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 2023, la Société ne détenait aucun instrument dérivé désigné comme instrument de couverture au titre des produits de base en cours de la Société, sauf le contrat de vente d'électricité à long terme – États-Unis. Se reporter à la note 14 B) II) i) pour en savoir plus sur ce contrat.

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

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

Aux 31 décembre	2023		2022	
Type (en milliers)	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Notionnel vendu	Notionnel acquis
Électricité (MWh)	54 043	12 628	55 821	13 934
Gaz naturel (GJ)	50 949	209 348	23 464	162 384
Transport (MWh)	—	856	—	1 643
Émissions (MWh)	212	804	274	2 297
Émissions (tonnes)	4 450	5 125	300	300
Charbon (tonnes)	—	5 172	—	7 746

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») et l'obligation sans recours de Poplar Creek sont les seuls instruments d'emprunt assujettis à des taux d'intérêt variables, ce qui représentait 14 % de la dette totale à long terme de la Société au 31 décembre 2023 (15 % en 2022). Le risque de taux d'intérêt est géré au moyen d'instruments dérivés.

La réforme des taux interbancaires offerts pourrait avoir une incidence sur le risque de taux d'intérêt en ce qui concerne les facilités de crédit de la Société et l'obligation sans recours de Poplar Creek détenue par une filiale de TransAlta. Les facilités de crédit et les facilités à terme d'un montant de 400 millions de dollars en cours (433 millions de dollars en 2022) utilisent comme taux de référence le taux offert en dollars canadiens («CDOR») pour les emprunts en dollars canadiens, mais incluent des libellés de remplacement appropriés pour ce taux de référence en cas de changement de taux de référence. L'obligation sans recours de Poplar Creek d'une valeur nominale au 31 décembre 2023 de 86 millions de dollars (95 millions de dollars en 2022) verse des intérêts fondés sur le taux CDOR à trois mois. La cessation du taux CDOR à trois mois devrait avoir lieu à la mi-2024.

c. Risque de change

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

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

- Des contrats de change à terme afin de réduire les variations défavorables des taux de change sur les dépenses liées aux projets et les distributions reçues en devises

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

La cible de la Société est de couvrir un minimum de 60 % des flux de trésorerie des activités à l'étranger prévus sur une période de quatre ans. L'exposition au dollar américain sera gérée au moyen d'une combinaison de charges d'intérêts sur notre dette libellée en dollars américains et de contrats de change à terme. L'exposition au dollar australien sera gérée au moyen d'une combinaison de charges d'intérêts sur notre dette libellée en dollars australiens et de contrats de change à terme.

i. Couvertures de l'investissement net

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

Les couvertures de l'investissement net de la Société dans des établissements à l'étranger comprenaient la dette à long terme libellée en dollars américains d'une valeur nominale de 370 millions de dollars américains (370 millions de dollars américains en 2022).

ii. Éléments autres que de couverture

La Société a aussi recours aux contrats de change pour gérer ses flux de trésorerie d'exploitation prévus à l'étranger ainsi qu'à des contrats de change à terme pour gérer l'exposition au risque de change au titre de la dette libellée en monnaies étrangères non désignée à titre de couverture de l'investissement net. La comptabilité de couverture n'est pas appliquée à ces contrats de change.

Aux 31 décembre 2023				2022			
Notionnel vendu	Notionnel acquis	Actif (passif) à la juste valeur	Échéance	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Actif (passif) à la juste valeur	Échéance
Contrats de change à terme – encaissements et dépenses libellés en monnaies étrangères							
125 \$ AU	113 \$ CA	(1)	2024-2027	183 \$ AU	168 \$ CA	(1)	2023-2026
828 \$ US	1 113 \$ CA	19	2024-2027	573 \$ US	761 \$ CA	(12)	2023-2025
100 \$ US	152 \$ AU	5	2024	66 \$ US	102 \$ AU	4	2023
Contrats de change à terme – dette libellée en monnaies étrangères							
190 \$ CA	140 \$ US	(4)	2024	159 \$ CA	120 \$ US	3	2023

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 2022 et 0,03 \$ en 2021) de ces monnaies étrangères par rapport au dollar canadien est une variation raisonnablement possible au cours du prochain trimestre.

Exercices clos les 31 décembre

	2023			2022			2021
Monnaie étrangère	Diminution du résultat net ¹	Profit au titre des autres éléments du résultat global ^{1,2}	Augmentation (diminution) du résultat net ¹	Profit au titre des autres éléments du résultat global ^{1,2}	Diminution du résultat net ¹	Profit au titre des autres éléments du résultat global ^{1,2}	
Dollar américain	(11)	—	(12)	—	(13)	1	
Dollar australien	(3)	—	(2)	—	1	—	
Total	(14)	—	(14)	—	(12)	1	

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

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

II. Risque de crédit

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

qui comprennent fréquemment des provisions pour marges. Si les limites de crédit sont dépassées, TransAlta exigera une garantie de la contrepartie ou suspendra ses activités de négociation avec cette dernière.

La Société utilise des notes de solvabilité externes, ainsi que des notes de solvabilité internes lorsque des notes de solvabilité externes ne sont pas disponibles, pour établir les limites de crédit des contreparties et des clients. Le tableau

suivant décrit l'exposition maximale au risque de crédit de la Société, compte non tenu des garanties détenues, y compris l'attribution des notes de solvabilité, au 31 décembre 2023 :

	Note de qualité investissement (en pourcentage)	Note de qualité inférieure (en pourcentage)	Total (en pourcentage)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs ¹	95	5	100	807
Créances au titre de contrats de location financement non courantes	100	—	100	171
Actifs de gestion du risque ¹	75	25	100	203
Prêts à recevoir ²	—	100	100	26
Total				1 207

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

2) Comprennent des prêts à recevoir de 26 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 2023, la Société n'avait pas de pertes de crédit attendues importantes.

L'exposition maximale au risque de crédit de la Société au 31 décembre 2023, compte non tenu de la garantie détenue ou du droit de compensation, est représentée par les valeurs comptables actuelles des créances clients et des actifs de gestion du risque figurant dans les états de la situation financière consolidés. Les lettres de crédit et les liquidités sont les principaux types de garanties détenues à titre de sûreté relativement à ces montants. L'exposition maximale au risque de crédit à l'égard d'un seul client sur le plan des activités et des couvertures liées aux produits de base compte tenu de la juste valeur des positions de négociation ouvertes, déduction faite des garanties détenues, était de

23 millions de dollars au 31 décembre 2023 (64 millions de dollars au 31 décembre 2022).

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 2023, 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 2024 et 2026, un montant de 400 millions de dollars de la dette contractée par la Société viendra à échéance, ainsi qu'un montant supplémentaire de 411 millions de dollars sera exigible pour des paiements de principal prévus de la dette sans recours.

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

TransAlta gère le risque de liquidité en surveillant la liquidité des positions de négociation, en préparant des programmes de financement à long terme et en les passant en revue pour qu'ils tiennent compte des modifications apportées aux plans d'affaires et de la disponibilité de capitaux sur le marché, en fournissant régulièrement des rapports au comité de gestion des risques, à la haute direction, au comité d'audit, des finances et des risques (au nom du conseil d'administration);

et en maintenant des lignes de crédit consenties non utilisées suffisantes pour soutenir les besoins de liquidités possibles. La Société n'a pas recours à des instruments dérivés ou à la

comptabilité de couverture pour gérer le risque de liquidité. L'analyse des échéances des passifs financiers de la Société se présente comme suit :

	2024	2025	2026	2027	2028	2029 et par la suite	Total
Découvert bancaire	3	—	—	—	—	—	3
Dettes fournisseurs et charges à payer	797	—	—	—	—	—	797
Dettes à long terme ¹							
Facilités de crédit ¹	400	—	—	—	—	—	400
Débentures	—	—	—	—	—	251	251
Billets de premier rang	—	—	—	—	—	924	924
Dettes sans recours – Hydroélectricité	—	—	—	—	—	39	39
Dettes sans recours – Énergie éolienne et énergie solaire	66	69	67	70	75	289	636
Dettes sans recours – Gaz	46	58	61	65	66	707	1 003
Financement donnant droit à des avantages fiscaux	14	15	15	18	21	27	110
Titres échangeables ²	—	—	—	—	—	750	750
Passifs de gestion du risque lié aux produits de base	169	123	15	12	12	73	404
Autres actifs de gestion du risque	(16)	(3)	—	—	—	—	(19)
Obligations locatives ³	4	4	4	4	4	123	143
Intérêts sur la dette à long terme et les obligations locatives ⁴	186	167	158	151	143	711	1 516
Intérêt sur les titres échangeables ^{2, 4}	53	53	53	53	53	13	278
Dividendes à verser	49	—	—	—	—	—	49
Total	1 771	486	373	373	374	3 907	7 284

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

2) Les paiements en espèces pourront avoir lieu après le 31 décembre 2028 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 être échangés, au plus tôt, le 1^{er} janvier 2025 (note 25).

3) Les obligations locatives ne tiennent pas compte d'un incitatif à la location de 12 millions de dollars qui devrait être reçu en 2024, et qui est comptabilisé dans les créances clients et autres débiteurs.

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

IV. Risque lié au prix des capitaux propres

Swaps sur rendement total

La Société a des programmes de rémunération, d'unités d'actions différées et d'unités d'actions restreintes dont les valeurs dépendent du prix des actions ordinaires de la Société. La Société a fixé une partie du montant du règlement

de ces programmes en concluant un swap sur rendement total pour lequel la comptabilité de couverture n'a pas été appliquée. Le swap sur rendement total est réglé au comptant tous les trimestres d'après la différence existant entre le prix fixe et le prix du marché des actions ordinaires de la Société à la fin de chaque trimestre.

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

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

	Échéance					
	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Couvertures de flux de trésorerie						
Instruments de couverture au titre des produits de base						
Électricité						
Notionnel (en milliers de MWh)	3 338	2 628	—	—	—	—
Prix moyen (\$ par MWh)	78,18	80,13	—	—	—	—

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 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.

Au 31 décembre 2022	Notionnel	Valeur comptable	Poste dans l'état de la situation financière	Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité
Risque lié au prix des produits de base				
Couvertures de flux de trésorerie				
Ventes d'énergie prévoyant la livraison ¹	9 295	(347)	Passifs de gestion du risque	(594)
Risque de change				
Couvertures de l'investissement net				
Dette libellée en monnaies étrangères	370 \$ US	502 \$ CA	Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives	—

1) En milliers de MWh.

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

	2023		2022	
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)	(129)	(594)	(279)
	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	—	(36)	—	(39)

1) Déduction faite des impôts. Inclus dans le cumul des autres éléments du résultat global.

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

L'incidence des couvertures de flux de trésorerie désignées sur les autres éléments du résultat global et le résultat net se présente comme suit :

Exercice clos le 31 décembre 2023					
	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	(Profit) perte avant impôts comptabilisé dans les résultats
Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie					
Contrats sur les produits de base	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	—

Au cours des 12 prochains mois, la Société estime que des pertes après impôts d'environ 89 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 2022

	Partie efficace			Partie inefficace	
	Profit (perte) avant impôts comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts reclassé à partir des autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts comptabilisé dans les résultats
Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie					
Contrats sur les produits de base	(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	—

Exercice clos le 31 décembre 2021

	Partie efficace			Partie inefficace	
	Profit (perte) avant impôts comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts reclassé à partir des autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts comptabilisé dans les résultats
Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie					
Contrats sur les produits de base	(268)	Produits des activités ordinaires	(13)	Produits des activités ordinaires	—
Contrats de change à terme sur les couvertures de projets	—	Immobilisations corporelles	1	(Profit) perte de change	—
Swaps de taux d'intérêt différés	13	Charge d'intérêts	4	Charge d'intérêts	—
Incidence sur les autres éléments du résultat global	(255)	Incidence sur les autres éléments du résultat global	(8)	Incidence sur le résultat net	—

II. Incidence des éléments autres que de couverture

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, la Société a comptabilisé une perte latente nette de 44 millions de dollars (perte de 384 millions de dollars en 2022 et profit de 97 millions de dollars en 2021) liée aux instruments dérivés sur les produits de base.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, un profit de 11 millions de dollars (profit de 20 millions de dollars en 2022 et profit de 6 millions de dollars en 2021) sur des dérivés de change et autres dérivés a été comptabilisé et comprend

respectivement des profits latents nets de 27 millions de dollars (pertes de 11 millions de dollars en 2022 et profits de 4 millions de dollars en 2021) et des pertes réalisées nettes de 16 millions de dollars (profits de 31 millions de dollars en 2022 et profits de 2 millions de dollars en 2021).

F. Garanties

I. Actifs financiers donnés en garantie

Au 31 décembre 2023, la Société avait fourni 145 millions de dollars (304 millions de dollars au 31 décembre 2022) en trésorerie et 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 2023, la Société avait fourni 19 millions de dollars (6 millions de dollars au 31 décembre 2022) en cautionnement à titre de garantie pour des activités liées aux produits de base.

II. Actifs financiers détenus en garantie

Au 31 décembre 2023, la Société détenait un montant de 9 millions de dollars (260 millions de dollars au 31 décembre 2022) 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 2023, la Société avait fourni une garantie de 392 millions de dollars (820 millions de dollars au 31 décembre 2022) sous la forme de lettres de crédit sur les transactions prévoyant la livraison et les transactions de dérivés financiers dans une position de passif net. Certains contrats de dérivés contiennent des clauses conditionnelles liées au risque de crédit qui, si elles étaient appliquées, obligeraient la Société à fournir une garantie additionnelle de 154 millions de dollars à ses contreparties (594 millions de dollars au 31 décembre 2022).

16. Stocks

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

Aux 31 décembre	2023	2022
Pièces et matériaux	72	83
Charbon	38	43
Crédits d'émission	45	27
Gaz naturel	2	4
Total	157	157

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

Au 31 décembre 2023, la Société disposait de 962 548 crédits d'émission en stock qui ont été achetés en externe d'une valeur comptable de 45 millions de dollars (963 068 crédits d'émission d'une valeur comptable de 27 millions de dollars au 31 décembre 2022). La Société dispose également de 3 121 837 crédits d'émission admissibles des secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Hydroélectricité d'une valeur comptable de néant générés en interne (3 619 450 crédits d'émission au 31 décembre 2022). Cela comprend les crédits de rendement en matière d'émissions admissibles gagnés par les centrales hydroélectriques de l'Alberta qui faisaient auparavant l'objet d'un différend, lequel a depuis été résolu. Se reporter à la note 36 pour plus de précisions.

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.

En juin 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. Ils ont augmenté pour passer à 65 \$ la tonne en 2023.

En 2022, la Société a utilisé 1 169 333 crédits d'émission ayant une valeur comptable de 35 millions de dollars afin de régler son obligation de conformité liée au carbone de 2021 d'un montant de 47 millions de dollars. L'écart de 12 millions de dollars a été comptabilisé en réduction des coûts de conformité liés au carbone de la Société pour 2022.

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 des installations d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields (2023), de la centrale de cogénération de Poplar Creek (2023 et 2022) et des centrales de SCE (2022), se présentent comme suit :

	2023		2022	
	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	28	28	62	55
De deux à cinq ans inclusivement	112	98	81	75
Plus de cinq ans	117	64	60	51
	257	190	203	181
Moins : produits tirés des contrats de location-financement non gagnés	67	—	22	—
Total des créances au titre des contrats de location-financement	190	190	181	181

Compris dans les états de la situation financière consolidés :

Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 13)	19	52
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	171	129
Total des créances au titre des contrats de location-financement	190	181

Les installations d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields ont été mises en service le 22 novembre 2023. Par conséquent, la Société a décomptabilisé les actifs en construction et a comptabilisé une créance au titre des contrats de location-financement de 61 millions de dollars.

18. 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 2021	184	96	867	3 276	4 087	4 513	366	13 389
Ajouts ²	891	—	—	—	—	—	6	897
Ajouts découlant de projets de mise en valeur	17	—	—	—	—	—	12	29
Cessions	—	(3)	—	—	(1)	(216)	—	(220)
(Imputations) reprises de dépréciation (note 7)	2	—	(21)	(43)	—	—	—	(62)
Variations des frais de démantèlement et de remise en état (note 23)	—	—	(15)	(59)	(12)	10	2	(74)
Mise hors service d'actifs	—	—	(9)	(9)	(12)	(7)	(2)	(39)
Variation des taux de change	13	—	—	45	(4)	97	2	153
Transferts d'actifs ³	(144)	—	18	23	472	(423)	(7)	(61)
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 (note 23)	—	—	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 (note 17)	—	—	—	(61)	(4)	—	—	(65)
Au 31 décembre 2023	1 234	90	884	3 593	4 423	3 914	306	14 444
Amortissement cumulé								
Au 31 décembre 2021	—	—	468	1 093	2 178	4 150	180	8 069
Amortissement	—	—	21	130	308	63	16	538
Mise hors service d'actifs	—	—	(8)	(6)	(10)	(7)	(2)	(33)
Cessions	—	—	—	—	(1)	(211)	—	(212)
Variation des taux de change	—	—	—	11	2	89	—	102
Transferts d'actifs ³	—	—	(3)	—	335	(340)	—	(8)
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 dans les (hors des) immobilisations corporelles ³	—	—	—	—	(1)	2	—	1
Au 31 décembre 2023	—	—	499	1 337	3 049	3 743	102	8 730
Valeur comptable								
Au 31 décembre 2021	184	96	399	2 183	1 909	363	186	5 320
Au 31 décembre 2022	963	93	362	2 005	1 718	230	185	5 556
Au 31 décembre 2023	1 234	90	385	2 256	1 374	171	204	5 714

1) Comprennent les pièces de rechange importantes et les pièces de sécurité disponibles, mais non encore en service.

2) En 2023, la Société a incorporé des intérêts de 57 millions de dollars (16 millions de dollars en 2022) dans le coût des immobilisations corporelles à un taux moyen pondéré de 6,3 % (6,0 % en 2022).

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 le parc éolien Garden Plain et l'installation d'énergie solaire et de stockage par batteries dans le nord de la région de Goldfields. Les coûts ont été transférés des actifs en construction au secteur Énergie éolienne et énergie solaire. De plus, le projet de réfection des fondations au parc éolien de Kent Hills a été en grande partie achevé et les coûts ont été transférés au secteur Énergie éolienne et énergie solaire.

Changement dans l'estimation – Durée d'utilité

En 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 92 millions de dollars de la dotation aux amortissements qui a été comptabilisée dans le compte de résultat consolidé en 2023.

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

19. 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 2021	68	20	1	6	95
Ajouts	36	—	1	3	40
Amortissement	(4)	(5)	—	(2)	(11)
Variation des taux de change	2	—	—	—	2
Au 31 décembre 2022	102	15	2	7	126
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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, TransAlta a payé un montant de 19 millions de dollars (16 millions de dollars en 2022) relativement aux obligations locatives comptabilisées, dont 10 millions de dollars (9 millions de dollars en 2022) en remboursements du principal et 9 millions de dollars (7 millions de dollars en 2022) 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 2023, la Société a passé en charges un montant de 1 million de dollars (2 millions de dollars en 2022 et néant en 2021) 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 2023, la Société a passé en charges des paiements de loyers variables de 8 millions de dollars (8 millions de dollars en 2022 et 6 millions de dollars en 2021) au titre de ces contrats de location de terrains.

20. Immobilisations incorporelles

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

	Contrats de vente d'électricité	Logiciels et autres	Immobilisations incorporelles en cours de développement	Droits relatifs aux mines de charbon	Total
Coût					
Au 31 décembre 2021	269	422	4	132	827
Ajouts	—	—	31	—	31
Variation des taux de change	3	3	1	—	7
Transferts	—	12	(9)	—	3
Au 31 décembre 2022	272	437	27	132	868
Ajouts	—	—	13	—	13
Imputations pour dépréciation d'actifs	—	(1)	—	—	(1)
Variation des taux de change	(2)	(2)	(1)	—	(5)
Transferts	—	12	(12)	—	—
Au 31 décembre 2023	270	446	27	132	875
Amortissement cumulé					
Au 31 décembre 2021	140	299	—	132	571
Amortissement	17	26	—	—	43
Variation des taux de change	1	1	—	—	2
Au 31 décembre 2022	158	326	—	132	616
Amortissement	17	21	—	—	38
Variation des taux de change	(1)	(1)	—	—	(2)
Au 31 décembre 2023	174	346	—	132	652
Valeur comptable					
Au 31 décembre 2021	129	123	4	—	256
Au 31 décembre 2022	114	111	27	—	252
Au 31 décembre 2023	96	100	27	—	223

21. 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	2023	2022
Hydroélectricité	258	258
Énergie éolienne et énergie solaire	176	176
Commercialisation de l'énergie	30	30
Total du goodwill	464	464

Aux fins du test de dépréciation du goodwill de l'exercice 2023, 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 2023, la Société a utilisé la valeur recouvrable des secteurs Hydroélectricité et Commercialisation de l'énergie déterminée en 2022 pour le test de dépréciation du goodwill de l'exercice 2023. 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 principales hypothèses ayant une incidence sur le calcul de la juste valeur du secteur Hydroélectricité, du secteur Énergie éolienne et énergie solaire, et du secteur Commercialisation de l'énergie sont les suivantes :

- Des taux d'actualisation variant de 5,9 % à 8,2 % ont été utilisés (5,9 % à 8,2 % en 2022).

- Les prévisions au titre de la production d'électricité de chaque centrale sont établies en tenant compte des contrats de vente d'électricité, de la production passée, de l'équilibre entre l'offre et la demande dans les régions, et des projets d'entretien et d'expansion des immobilisations.
- Les prix de vente prévus pour chaque centrale sont déterminés en tenant compte des prix des contrats pour les centrales faisant l'objet de contrats à long ou à court terme, des courbes des prix à terme des centrales marchandes, et de l'équilibre entre l'offre et la demande dans les régions. Lorsque les courbes des prix à terme ne sont pas disponibles pour la durée d'utilité de la centrale, les prix sont établis au moyen de techniques d'extrapolation qui reposent sur les données historiques du secteur ainsi que sur les données propres à la Société. Les prix marchands de l'électricité utilisés dans ces modèles Hydroélectrique et Énergie éolienne et énergie solaire variaient entre 20 \$ et 238 \$ par MWh au cours de la période de prévision (28 \$ à 233 \$ par MWh en 2022).

22. Autres actifs

Les composantes des autres actifs sont comme suit :

Aux 31 décembre	2023	2022
Coûts de transport et de distribution relatifs à la centrale de South Hedland payés d'avance	60	61
Charges payées d'avance à long terme et autres actifs	41	40
Frais de mise en valeur de projets	35	10
Prêts à recevoir	26	37
Infrastructure de transport	18	16
Total des autres actifs	180	164
Compris dans les états de la situation financière consolidés :		
Total des autres actifs courants (note 13)	1	4
Total des autres actifs non courants	179	160
Total des autres actifs	180	164

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

Les charges payées d'avance à long terme et autres actifs incluent l'engagement lié au projet de loi intitulé *TransAlta Energy Transition* et d'autres charges payées d'avance et dépôts exigés aux termes de contrats. Dans le cadre du projet de loi *TransAlta Energy* promulgué dans l'État de Washington et du protocole d'entente qui a suivi, la Société s'est engagée à fournir des fonds totalisant 55 millions de dollars américains sur la durée de vie résiduelle de la centrale alimentée au charbon de Centralia afin de soutenir le développement économique et communautaire, de promouvoir l'efficacité énergétique et d'élaborer de nouvelles technologies énergétiques aux fins de protection de l'environnement. Le protocole d'entente contient certaines clauses de résiliation et, dans l'éventualité d'une résiliation 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.

Les frais de mise en valeur de projets comprennent principalement les coûts de préconstruction des projets.

Au 31 décembre 2023, le prêt à recevoir de 25 millions de dollars (37 millions de dollars en 2022) 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. Toutefois, le remboursement des montants associés aux dépenses d'investissement liées au remplacement des fondations et du financement des comptes d'exploitation pourrait être requis, comme il est décrit dans la modification apportée aux obligations de Kent Hills. En 2023, la Société a reçu des remboursements de 12 millions de dollars qui étaient exigés en vertu de la renonciation et de la modification apportée aux obligations de Kent Hills (18 millions de dollars en 2022).

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 seront amortis dans le résultat net sur la durée d'utilité des parcs.

23. Provision pour frais de démantèlement et autres provisions

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

	Démantèlement et remise en état	Autres provisions	Total
Solde au 31 décembre 2021	793	34	827
Passifs contractés	1	23	24
Passifs réglés	(35)	(12)	(47)
Désactualisation	49	—	49
Cessions	(5)	—	(5)
Révisions des flux de trésorerie estimés	95	5	100
Révisions des taux d'actualisation	(225)	—	(225)
Reprises	—	(9)	(9)
Variation des taux de change	15	—	15
Solde au 31 décembre 2022	688	41	729
Passifs contractés	1	4	5
Passifs réglés	(37)	(13)	(50)
Désactualisation (note 10)	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

Compris dans les états de la situation financière consolidés :

Aux	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Partie courante	35	70
Partie non courante	654	659
Total de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions	689	729

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 1,7 milliard de dollars le montant non actualisé des flux de trésorerie nécessaires pour s'acquitter de ces coûts qui seront engagés entre 2024 et 2072. La grande partie des coûts sera engagée entre 2024 et 2050.

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.

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

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

Au 31 décembre 2023, la Société a fourni un cautionnement de 147 millions de dollars américains (147 millions de dollars américains en 2022) pour soutenir ses obligations futures liées au démantèlement à la mine de charbon de Centralia. Au 31 décembre 2023, la Société avait fourni un cautionnement et des lettres de crédit d'un montant de 188 millions de dollars (187 millions de dollars en 2022) 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.

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

A. Sommes impayées

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

	2023						2022		
Aux 31 décembre	Secteur	Échéance	Monnaie étrangère	Valeur comptable	Valeur nominale	Taux d'intérêt ¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Taux d'intérêt
Facilités de crédit									
Facilité bancaire consortiale consentie ²	Siège social	2027	Dollar canadien	—	—	—	32	33	4,7 %
Facilité à terme	Siège social	2024	Dollar canadien	397	400	7,4 %	396	400	6,5 %
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 rang ³									
Billets de premier rang de 7,8 % ⁴	Siège social	2029	Dollar américain	520	528	7,8 %	533	542	7,8 %
Billets de premier rang à 6,5 %	Siège social	2040	Dollar américain	391	396	6,5 %	401	407	6,5 %
Dette sans recours									
Obligation de Melancthon Wolfe Wind LP	Énergie éolienne et énergie solaire	2028	Dollar canadien	168	169	3,8 %	202	203	3,8 %
Obligation de New Richmond Wind LP	Énergie éolienne et énergie solaire	2032	Dollar canadien	103	104	4,0 %	112	113	4,0 %
Obligation de Kent Hills Wind LP	Énergie éolienne et énergie solaire	2033	Dollar canadien	193	196	4,5 %	206	209	4,5 %
Obligation de Windrise Wind LP	Énergie éolienne et énergie solaire	2041	Dollar canadien	164	167	3,4 %	170	173	3,4 %
Obligation de la centrale de Pingston	Hydroélectricité	2043	Dollar canadien	39	39	6,2 %	45	45	3,0 %
Obligation de TAPC Holdings LP (Poplar Creek)	Gaz	2030	Dollar canadien	85	86	9,4 %	94	95	8,9 %
Obligation de TEC Hedland PTY Ltd ⁵	Gaz	2042	Dollar australien	691	699	4,1 %	711	720	4,1 %
Obligation de TransAlta OCP LP	Gaz	2030	Dollar canadien	217	218	4,5 %	241	242	4,5 %
Financement donnant droit à des avantages fiscaux									
Parcs éoliens Big Level et d'Antrim ⁶	Énergie éolienne et énergie solaire	2029	Dollar américain	91	97	6,6 %	102	108	6,6 %
Parc éolien Lakeswind ⁷	Énergie éolienne et énergie solaire	2029	Dollar américain	10	10	10,5 %	15	15	10,5 %
Parcs solaires en Caroline du Nord ⁸	Énergie éolienne et énergie solaire	2028	Dollar américain	3	3	7,3 %	6	6	7,3 %
Divers ⁹	Siège social		Dollar canadien	—	—	—	1	1	5,9 %
Total de la dette à long terme				3 323	3 363		3 518	3 563	
Obligations locatives ¹⁰				143			135		
Total de la dette à long terme et des obligations locatives				3 466			3 653		
Moins : partie courante de la dette à long terme				(526)			(170)		
Moins : partie courante des obligations locatives				(6)			(8)		
Total de la partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives				(532)			(178)		
Total de la partie non courante des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives				2 934			3 475		

- 1) Le taux d'intérêt reflète le taux stipulé ou le taux moyen pondéré en fonction de l'encours du principal et est calculé avant l'effet de la couverture.
- 2) Composées d'acceptations bancaires et d'autres emprunts commerciaux en vertu de facilités de crédit consenties à long terme.
- 3) Valeur nominale de 700 millions de dollars américains au 31 décembre 2023 (700 millions de dollars américains en 2022).
- 4) Le taux d'intérêt effectif pour les billets de premier rang est de 5,98 % après l'effet des profits réalisés sur les instruments de couverture de taux d'intérêt réglés.
- 5) Valeur nominale de 773 millions de dollars australiens au 31 décembre 2023 (786 millions de dollars australiens en 2022).
- 6) Valeur nominale de 73 millions de dollars américains au 31 décembre 2023 (79 millions de dollars américains en 2022).
- 7) Valeur nominale de 8 millions de dollars américains au 31 décembre 2023 (11 millions de dollars américains en 2022).
- 8) Valeur nominale de 2 millions de dollars américains au 31 décembre 2023 (5 millions de dollars américains en 2022).
- 9) Les autres dettes étaient constituées d'une obligation liée à un emprunt commercial non garanti qui est arrivée à échéance et a été remboursée en 2023.
- 10) Au 31 décembre 2023, les obligations locatives ne tiennent pas compte d'un incitatif à la location de 12 millions de dollars qui devrait être reçu en 2024, et qui est comptabilisé dans les créances clients et autres débiteurs.

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

Au 31 décembre 2023		Crédit utilisé			
	Montant total	Lettres de crédit en cours ¹	Emprunts en trésorerie	Capacité disponible	Date d'échéance
Facilité de crédit					
Facilités de crédit consenties					
Facilité de crédit consortiale de TransAlta	1 950	417	—	1 533	T2 2027
Facilités de crédit bilatérales de TransAlta	240	178	—	62	T2 2025
Facilité à terme de TransAlta	400	—	400	—	T3 2024
Total des facilités consenties	2 590	595	400	1 595	
Facilités de crédit sans engagement					
Facilités à vue de TransAlta	400	187	—	213	s. o.
Total des facilités sans engagement	400	187	—	213	

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 2023, TransAlta avait consenti des garanties au comptant de 145 millions de dollars.

Ces facilités constituent la première source de liquidités à court terme après les flux de trésorerie provenant des activités de la Société.

L'acquisition de TransAlta Renewables a entraîné une augmentation de 700 millions de dollars de la facilité de crédit consortiale de TransAlta, pour la porter à environ à 2,0 milliards de dollars, découlant de la consolidation de la facilité de crédit consortiale de TransAlta Renewables avec la facilité de crédit consortiale de TransAlta. Se reporter à la note 4 pour plus de précisions.

La Société respecte les modalités des facilités de crédit, et toute tranche non utilisée est entièrement disponible. Les lettres de crédit de 187 millions de dollars sont émises de facilités à vue sans engagement; ces obligations sont soutenues et réduisent la capacité disponible sur la facilité de crédit consentie. Outre la capacité consentie disponible de 1,4 milliard de dollars aux termes des facilités de crédit, la Société disposait de 345 millions de dollars en trésorerie et équivalents de trésorerie, déduction faite du découvert bancaire.

Billets de premier rang

Le 15 novembre 2022, la Société a remboursé les billets de premier rang non garantis à 4,5 % de 400 millions de dollars américains à leur échéance en sus des frais et charges connexes.

Le 17 novembre 2022, la Société a émis des billets de premier rang d'un montant de 400 millions de dollars américains, à un taux nominal de 7,75 % par année et venant à échéance le 15 novembre 2029. Y compris les effets des swaps de taux d'intérêt réglés, les billets ont un rendement effectif d'environ 5,982 %. Les billets sont des obligations non garanties, sont

de rang égal quant au droit de paiement de toutes nos dettes de premier rang actuelles et futures, et ont un droit de premier rang quant au paiement de toutes nos dettes subordonnées ultérieures. Les paiements d'intérêts sur les obligations se font deux fois par année, soit le 15 novembre et le 15 mai, le premier paiement étant effectué le 15 mai 2023. La Société doit affecter un montant égal au produit net de ce placement au financement ou au refinancement de projets verts admissibles, nouveaux et existants, conformément à son cadre des obligations vertes.

Un montant de 370 millions de dollars américains (370 millions de dollars américains en 2022) des billets de premier rang a été désigné comme couverture de l'investissement net de la Société dans des établissements américains.

Dettes sans recours

Le 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 décembre 2029 pour Big Level et Antrim; en mars 2029 pour Lakeswind; et en décembre 2028 pour les parcs solaires en Caroline du Nord.

Divers

La dette de TransAlta comporte des modalités et conditions, y compris des clauses restrictives financières, qui sont considérées comme normales et courantes. Au 31 décembre 2023, la Société se conformait à toutes les clauses restrictives de la dette.

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

Les obligations sans recours de Melancthon Wolfe Wind LP, de Pingston Power Inc., de TAPC Holdings LP, de New Richmond Wind LP, de Kent Hills Wind LP, de TEC Hedland Pty Ltd et de Windrise Wind LP, et de l'obligation de TransAlta OCP LP, dont la valeur comptable totale s'élevait à 1,7 milliard de dollars au 31 décembre 2023 (1,8 milliard de dollars en 2022) 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 2023, à l'exception de Kent Hills Wind LP et de TAPC Holdings LP. Kent Hills Wind ne peut pas verser de distributions à ses partenaires tant que les travaux de remplacement des fondations ne seront pas terminés. TAPC Holdings LP a été touchée par la hausse des taux d'intérêt en 2023. Les fonds de ces entités qui se sont accumulés depuis le test du quatrième trimestre ne seront pas distribués jusqu'à ce que le prochain ratio de couverture du service de la dette soit calculé au premier trimestre de 2024. Au 31 décembre 2023, un montant de 79 millions de dollars (50 millions de dollars en 2022) en trésorerie était assujetti à ces restrictions financières.

Au 31 décembre 2023, les autres entités de la Société sont dans l'incapacité d'avoir accès à une tranche de 3 millions de dollars (3 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

Des dettes sans recours totalisant 1,4 milliard de dollars au 31 décembre 2023 (1,4 milliard de dollars en 2022) sont garanties chacune par une charge de premier rang sur les actifs respectifs des filiales de la Société qui ont émis les obligations, y compris des immobilisations corporelles dont la valeur comptable totale s'élevait à 1,5 milliard de dollars au 31 décembre 2023 (1,5 milliard de dollars en 2022) et des immobilisations incorporelles dont la valeur comptable totale s'élevait à 61 millions de dollars (70 millions de dollars en 2022). Au 31 décembre 2023, une obligation sans recours d'environ 85 millions de dollars (94 millions de dollars en 2022) était garantie par une charge de premier rang sur les capitaux propres de l'émetteur qui a émis l'obligation sans recours.

Les obligations de TransAlta OCP ont une valeur comptable de 217 millions de dollars (241 millions de dollars en 2022) et sont garanties par les actifs de TransAlta OCP, y compris par le droit à des apports annuels de capital et par les paiements effectués par le gouvernement de l'Alberta en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon. Conformément à l'entente sur l'élimination du charbon, la Société reçoit des paiements de transition annuels au comptant d'environ 40 millions de dollars (environ 37 millions de dollars, montant net revenant à la Société) au plus tard le 31 juillet, à compter du 1^{er} janvier 2017 jusqu'à la fin de 2030.

D. Remboursements de principal

	2024	2025	2026	2027	2028	2029 et par la suite	Total
Remboursements de principal ¹	526	142	143	153	162	2 237	3 363
Obligations locatives ²	4	4	4	4	4	123	143

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

2) Les obligations locatives ne tiennent pas compte d'un incitatif à la location de 12 millions de dollars qui devrait être reçu en 2024, et qui est comptabilisé dans les créances clients et autres débiteurs.

E. Liquidités soumises à restrictions

Au 31 décembre 2023, la Société détenait une tranche de 17 millions de dollars (17 millions de dollars en 2022) de liquidités soumises à restrictions liées aux obligations de TransAlta OCP, laquelle doit être détenue dans un compte réservé au service de la dette en vue de financer les futurs remboursements prévus sur la dette. La Société détenait également des liquidités soumises à restrictions de 52 millions de dollars (53 millions de dollars en 2022) 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

Les lettres de crédit émises par TransAlta sont prélevées de sa facilité de crédit consortiale consentie de 2,0 milliards de dollars, de ses facilités de crédit bilatérales consenties de 240 millions de dollars et de ses facilités à vue sans engagement de 400 millions de dollars. TransAlta a prélevé 417 millions de dollars sur sa facilité de crédit consortiale consentie, 178 millions de dollars sur ses facilités de crédit consenties bilatérales et 187 millions de dollars sur ses facilités à vue sans engagement.

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 2023 totalisaient 782 millions de dollars (1 175 millions de dollars en 2022) et aucun montant (néant en 2022) n'avait été exercé par des tiers en vertu de ces arrangements.

G. Incidences du risque de change

Au 31 décembre 2023, l'affaiblissement du dollar américain avait fait diminuer de 27 millions de dollars les soldes de dette à long terme libellés en dollars américains, principalement les billets de premier rang et le financement donnant droit à des avantages fiscaux (augmentation de 41 millions de dollars en raison du renforcement du dollar américain en 2022). 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 2023, l'affaiblissement du dollar australien avait fait diminuer d'environ 9 millions de dollars le solde des billets garantis de premier rang sans recours libellés en dollars australiens (9 millions de dollars en 2022). 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.

25. Titres échangeables

Le 22 mars 2019, la Société a conclu une convention d'investissement aux termes de laquelle Brookfield Renewable Partners et des membres du même groupe (collectivement «Brookfield») ont accepté d'investir 750 millions de dollars dans TransAlta par l'entremise de l'achat de titres échangeables, titres qui pourront être

échangés contre une participation dans les capitaux propres des actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta dans le futur selon une valeur établie en fonction d'un multiple du BAIIA futur généré par les actifs hydroélectriques en Alberta («option d'échange»).

A. Émission de 750 millions de dollars de titres échangeables

Aux	31 déc. 2023			31 déc. 2022		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Taux d'intérêt	Valeur comptable	Valeur nominale	Taux d'intérêt
Débetures échangeables échéant le 1 ^{er} mai 2039 ¹	344	350	7 %	339	350	7 %
Actions privilégiées échangeables ²	400	400	7 %	400	400	7 %
Total des titres échangeables	744	750		739	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 11 décembre 2023, la Société a déclaré un dividende de 7 millions de dollars sur les actions privilégiées échangeables au taux fixe de 1,764 % par action payable le 28 février 2024. Aux fins comptables, les actions privilégiées échangeables

sont considérées comme une dette et, par conséquent, les dividendes sont comptabilisés à titre de charge d'intérêts (note 10).

B. Option d'échange

Aux	31 déc. 2023		31 déc. 2022	
Description	Juste valeur de base	Sensibilité	Juste valeur de base	Sensibilité
Option d'échange – dérivé incorporé	—	+néant -25	—	+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 pouvant aller jusqu'à 49 % dans une entité constituée pour détenir les actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta. La juste valeur de l'option d'échange est classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs étant donné qu'il n'y a aucune donnée du marché observable disponible. Par conséquent, l'option d'échange est évaluée en utilisant un modèle d'évaluation axé sur les prévisions avec des données d'entrée fondées sur les données historiques et les variations des taux d'actualisation sous-jacents, uniquement lorsque ces variations représentent un changement à long terme dans la valeur de l'option d'échange.

La fourchette de sensibilité de la juste valeur de base est établie à l'aide d'autres hypothèses raisonnablement possibles pour les principales données d'entrée non observables, hypothèses qui ont trait principalement à la

variation du taux d'actualisation implicite des flux de trésorerie futurs. L'analyse de sensibilité a été préparée selon l'estimation, par la Société, qu'une variation du taux d'actualisation implicite des flux de trésorerie futurs de 1 % du taux d'actualisation est une variation raisonnablement possible.

La participation maximale que Brookfield peut détenir relativement aux actifs hydroélectriques est de 49 %. Si la participation de Brookfield au moment de la conversion est inférieure à 49 %, Brookfield dispose d'une option non récurrente payable en espèces, pouvant être exercée jusqu'au 31 décembre 2028, pourvu que Brookfield détienne au moins 8,5 % des actions ordinaires de TransAlta, lui permettant d'augmenter sa participation jusqu'à 49 %. En vertu de cette option complémentaire, Brookfield pourra acquérir une participation supplémentaire de 10 % dans l'entité détenant les actifs hydroélectriques, à condition que le cours moyen pondéré en fonction du volume sur 20 jours

(«CMPV») des actions ordinaires de TransAlta ne soit pas inférieur à 14 \$ l'action avant l'exercice de l'option, et jusqu'à 49 % si le CMPV sur 20 jours des actions ordinaires de TransAlta n'est pas inférieur à 17 \$ l'action. Si la valeur de l'investissement dépassait une participation de 49 %,

Brookfield aurait droit à un paiement en espèces égal au solde du prix de rachat.

Dans le cadre de la convention d'investissement, Brookfield a le droit de proposer deux administrateurs pour l'élection au conseil.

26. Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants

Les composantes des obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants sont les suivantes :

Aux 31 décembre	2023	2022
Obligations au titre des prestations définies (note 31)	155	150
Passif sur contrat d'électricité au détail	83	126
Divers	13	18
Total	251	294

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 augmenté de 5 millions de dollars pour s'établir à 155 millions de dollars au 31 décembre 2023, contre 150 millions de dollars au 31 décembre 2022.

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.

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

Une hausse de 1 % des taux d'actualisation entraînerait une diminution de 40 millions de dollars des obligations au titre des prestations définies. Se reporter à la note 31 pour d'autres sensibilités ayant une incidence sur les obligations au titre des prestations définies.

Le 1^{er} décembre 2022, la Société a conclu un contrat d'achat et de vente pour des contrats au détail visant la livraison d'électricité et de gaz conclus avec des clients, ainsi que des swaps financiers sur l'électricité et le gaz. La Société a comptabilisé l'achat comme une acquisition d'actif et a affecté des valeurs aux actifs de gestion du risque de 139 millions de dollars (évaluation de niveau II) et aux passifs sur contrats d'électricité au détail de 129 millions de dollars dans le secteur Gaz. Les passifs sur contrats d'électricité au détail acquis représentent certains contrats d'électricité au détail hors marché conclus avec des clients, pour lesquels la juste valeur a été déterminée comme la valeur actualisée du montant de l'écart entre les modalités du contrat et celles qu'un participant du marché aurait pu respecter à la date de clôture. Le passif sur contrat au détail est amorti dans les amortissements sur la durée résiduelle des contrats en fonction des volumes qui seront livrés chaque mois.

27. Actions ordinaires

A. Émises et en circulation

TransAlta est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires avec droit de vote sans valeur nominale.

	2023		2022	
	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant
Aux 31 décembre				
Émises et en circulation au début de la période	268,1	2 863	271,0	2 901
Rachetées et annulées dans le cadre de l'OPRA	(7,5)	(80)	(4,3)	(46)
Régimes de paiements fondés sur des actions	0,8	6	0,9	5
Options d'achat d'actions exercées	0,7	5	0,5	3
Émises dans le cadre de l'acquisition de TransAlta Renewables ¹ (note 4)	46,5	510	—	—
Émises et en circulation à la fin de l'exercice, avant le RAAA	308,6	3 304	268,1	2 863
Provisions pour rachat d'actions ordinaires dans le cadre du RAAA	(1,7)	(19)	—	—
Émises et en circulation à la fin de la période	306,9	3 285	268,1	2 863

1) 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	2023	2022
Total des actions rachetées ¹	7 537 500	4 342 300
Prix de rachat moyen par action	11,49	12,48
Coût total (en millions)	87	54
Valeur comptable des actions annulées	80	46
Montant comptabilisé dans le déficit	(7)	(8)

1) Au 31 décembre 2023, comprend 181 800 actions (164 300 actions en 2022) qui ont été rachetées, mais qui n'ont pas été annulées en raison du délai entre la date de la transaction et la date de règlement. Par conséquent, un montant de 2 millions de dollars (2 millions de dollars en 2022) a été versé après la fin de l'exercice.

2023

Le 26 mai 2023, la Bourse de Toronto («TSX») a accepté l'avis déposé par la Société en vue de renouveler son OPRA pour une partie de ses actions ordinaires. Dans le cadre de l'OPRA, TransAlta peut racheter jusqu'à concurrence de 14 millions d'actions ordinaires, soit environ 7,29 % du flottant au 17 mai 2023. Les actions ordinaires rachetées dans le cadre de l'OPRA sont annulées. La période au cours de laquelle TransAlta est autorisée à effectuer des rachats dans le cadre de l'OPRA a commencé le 31 mai 2023 et se termine le 30 mai 2024.

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.

Les actions rachetées par la Société dans le cadre de l'OPRA sont comptabilisées en réduction du capital-actions correspondant à la valeur comptable moyenne des actions ordinaires. Tout écart entre le prix de rachat total et la valeur comptable moyenne des actions ordinaires est comptabilisé dans le déficit.

2022

Le 24 mai 2022, la TSX a accepté l'avis déposé par la Société en vue de renouveler son OPRA pour une partie de ses actions ordinaires. Dans le cadre de l'OPRA, TransAlta peut racheter jusqu'à concurrence de 14 millions d'actions ordinaires, soit environ 7,16 % du flottant au 17 mai 2022.

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	2023	2022	2021
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	644	4	(576)
Nombre moyen pondéré de base et dilué d'actions ordinaires, en circulation (en millions)	276	271	271
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	2,33	0,01	(2,13)

E. Dividendes

Le 21 novembre 2023, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,06 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} avril 2024.

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.

28. Actions privilégiées

A. Émises et en circulation

La totalité des actions émises et en circulation sont des actions privilégiées rachetables de premier rang à taux fixe ou variable et à dividende cumulatif sans droit de vote.

Aux 31 décembre	2023		2022	
	Nombre d'actions (en millions)	Montant	Nombre d'actions (en millions)	Montant
Série¹				
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 25.

I. Conversion d'actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série C

Le 30 juin 2022, la Société a converti 1 044 299 des 11,0 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série C (les «actions de série C»), à raison de une pour une, en actions privilégiées de premier rang rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série D (les «actions de série D»).

Les actions de série C versent des dividendes en espèces privilégiés fixes cumulatifs trimestriellement, pour la période de cinq ans allant du 30 juin 2022, inclusivement, au 30 juin 2027, exclusivement, lorsqu'ils sont déclarés par le conseil d'administration. Le taux de dividende fixe annuel de 5,854 % correspond au rendement d'une obligation de cinq ans du gouvernement du Canada de 2,754 %, déterminé au 31 mai 2022, majoré de 3,10 %, conformément aux modalités des actions de série C.

Les actions de série D versent des dividendes en espèces privilégiés variables cumulatifs trimestriellement, pour la période de cinq ans allant du 30 juin 2022, inclusivement, au 30 juin 2027, exclusivement, lorsqu'ils sont déclarés par le conseil d'administration. Le taux de dividende trimestriel des actions de série D est établi chaque trimestre et correspond au taux annuel pour la mise aux enchères des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours, majoré de 3,10 %, conformément aux modalités des actions de série D.

II. Conversion d'actions privilégiées rachetables à taux fixe rajusté et à dividende cumulatif de série E

Le 21 septembre 2022, la Société a annoncé que, compte tenu de tous les avis de choix reçus pour la conversion d'actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série E (les «actions de série E») en actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série F (les «actions de série F»), un total de 89 945 actions de série E ont été déposées en vue de leur conversion, soit moins que le million d'actions requis pour donner effet aux conversions en actions de série F. Par conséquent, aucune des actions de série E n'a été convertie en action de série F.

Par conséquent, les actions de série E auront le droit de recevoir des dividendes en espèces privilégiés fixes cumulatifs versés trimestriellement lorsque le conseil d'administration en déclare. Le taux de dividende annuel pour les actions de série E pour la période de cinq ans allant du 30 septembre 2022, inclusivement au 30 septembre 2027, exclusivement, sera de 6,894 % qui correspond au rendement d'une obligation de cinq ans du gouvernement du Canada de 3,244 %, déterminé au 31 août 2022, majoré de 3,65 %, conformément aux modalités des actions de série E.

Information sur les séries d'actions privilégiées

Les porteurs ont le droit de recevoir des dividendes en espèces fixes trimestriels à des taux donnés, sur approbation du conseil. Après une période initiale d'environ cinq ans à partir de la date d'émission et tous les cinq ans par la suite («date de rajustement du taux»), le taux fixe est rajusté pour correspondre à la somme du rendement des obligations à cinq ans du gouvernement du Canada (le taux d'intérêt fixe «de référence») alors en vigueur, majoré d'un écart donné. À chacune des dates de rajustement du taux :

- les actions privilégiées sont rachetables au gré de la Société, en totalité ou en partie, à 25,00 \$ par action, plus la totalité des dividendes déclarés et non versés au moment du rachat;

- les actions privilégiées sont convertibles au gré du porteur d'une série donnée d'actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif rachetables sans droit de vote qui donne droit à des dividendes en espèces cumulatifs à taux variable trimestriels, sur approbation du conseil, selon la somme du rendement des bons du Trésor à 90 jours du gouvernement du Canada (le taux variable «de référence») alors en vigueur, majoré d'un écart donné. Les actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif sont également rachetables au gré de la Société et reconvertibles en chacune des séries initiales d'actions privilégiées de premier rang à taux fixe et à dividende cumulatif, à chacune des dates de rajustement du taux ultérieures, selon les mêmes modalités susmentionnées.

Les caractéristiques propres à chacune des séries d'actions privilégiées de premier rang au 31 décembre 2023 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 %)	Convertible en séries
A	Taux fixe	0,71924	31 mars 2026	2,03	B
B	Taux variable	1,718910	31 mars 2026	2,03	A
C	Taux fixe	1,46352	30 juin 2027	3,10	D
D	Taux variable	1,98695	30 juin 2027	3,10	C
E	Taux fixe	1,72352	30 sept. 2027	3,65	F
G	Taux fixe	1,24700	30 sept. 2024	3,80	H

1) Les actions privilégiées de série I sont comptabilisées comme une dette à long terme. Se reporter à la note 25.

2) Le taux de dividende annuel par action représente les dividendes déclarés en 2023.

B. Dividendes

Les tableaux suivants résument la valeur des dividendes déclarés sur actions privilégiées en 2023 et 2022 :

Série	Total des dividendes déclarés	
	2023 ¹	2022 ¹
A	7	7
B ²	4	3
C	15	14
D ³	2	1
E	15	13
G	8	8
Total pour l'exercice	51	46

1) Au premier trimestre de l'exercice, la Société n'a déclaré aucun dividende, le dividende trimestriel pour la période correspondant au premier trimestre ayant été déclaré en décembre de l'exercice précédent.

2) Les actions privilégiées de série B versent des dividendes à taux variable sur une base trimestrielle déterminés selon le taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours majoré de 2,03 %.

3) Les actions privilégiées de série D versent des dividendes à taux variable sur une base trimestrielle déterminés selon le taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours majoré de 3,10 %.

Le 11 décembre 2023, la Société a déclaré un dividende trimestriel, payable le 31 mars 2024, de 0,17981 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, de 0,43958 \$ par action sur les actions privilégiées de série B, de 0,36588 \$ par action sur les actions privilégiées de

série C, de 0,50609 \$ par action sur les actions privilégiées de série D, de 0,43088 \$ par action sur les actions privilégiées de série E et de 0,31175 \$ par action sur les actions privilégiées de série G.

29. Cumul des autres éléments du résultat global

Les composantes et les variations du cumul des autres éléments du résultat global sont présentées ci-dessous :

	2023	2022
Ajustement au titre de l'écart de conversion		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	(39)	(35)
(Pertes) profits à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, compte tenu du reclassement en résultat net, déduction faite des impôts	(6)	21
Profits (pertes) sur les instruments financiers désignés comme couvertures des investissements dans des établissements à l'étranger, compte tenu du reclassement en résultat net, déduction faite des impôts ¹	9	(25)
Solde aux 31 décembre	(36)	(39)
Couvertures de flux de trésorerie		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	(228)	228
Profits (pertes) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, compte tenu du reclassement en résultat net et dans les actifs non financiers, déduction faite des impôts ²	99	(456)
Solde aux 31 décembre	(129)	(228)
Avantages du personnel		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	8	(29)
Gains actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts ³	(5)	37
Solde aux 31 décembre	3	8
Divers		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	37	(18)
Changement de propriétaire de TransAlta Renewables	(64)	—
Participations intersociétés et placements de tiers évalués à la JVAERG	25	55
Solde aux 31 décembre	(2)	37
Cumul des autres éléments du résultat global	(164)	(222)

1) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 1 million de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (recouvrement de 3 millions de dollars en 2022).

2) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 27 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (recouvrement de 112 millions de dollars en 2022).

3) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 1 million de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (12 millions de dollars en 2022).

30. Régimes de paiements fondés sur des actions

La Société a établi les régimes de paiements fondés sur des actions suivants :

A. Régime d'unités d'actions axées sur la performance et d'unités d'actions incessibles

Les attributions 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 2023 s'est élevée à 21 millions de dollars (20 millions de dollars en 2022 et 14 millions de dollars en 2021), montant qui est comptabilisé dans les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration dans les comptes de résultat consolidés.

B. Régime d'unités d'actions différées

Le régime d'unités d'actions différées permet aux membres du conseil et aux dirigeants d'acheter à leur discrétion des

unités d'actions différées en contrepartie de certaines composantes de leurs honoraires ou de leur salaire. Une unité d'action différée est une action fictive de même valeur qu'une action ordinaire de la Société, et sa valeur varie comme celle des actions ordinaires de la Société sur le marché. Les unités d'actions différées donnent droit à des dividendes sous forme d'unités supplémentaires au même taux que les dividendes versés sur les actions ordinaires de la Société. Les unités d'actions différées sont rachetables au comptant, mais elles ne peuvent être rachetées avant la cessation d'emploi ou le départ à la retraite de l'administrateur ou du dirigeant.

La Société comptabilise un passif et une charge au titre de l'appréciation de la valeur des actions ordinaires en sus du prix d'achat des unités d'actions différées et des équivalents de dividendes gagnés. La charge de rémunération avant impôts relative aux unités d'actions différées a été de 1 million de dollars en 2023 (néant en 2022 et charge de 3 millions de dollars en 2021).

C. Régime d'options sur actions

En 2023, la Société a attribué aux membres de la haute direction 0,4 million d'options sur actions assorties d'un prix d'exercice moyen pondéré de 12,02 \$. Les droits rattachés aux options sur actions s'acquièrent sur une période de trois ans et les options expirent sept ans après leur attribution (0,3 million d'options sur actions à 12,66 \$ en 2022 et 0,7 million d'options sur actions à 9,86 \$ en 2021). La charge comptabilisée au titre de ces attributions en 2023 s'est chiffrée à environ 1 million de dollars (environ 1 million de dollars en 2022 et environ 2 millions de dollars en 2021).

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 2023 :

Options en cours

Fourchette des prix d'exercice ¹ (\$ par action)	Nombre d'options (en millions)	Durée contractuelle moyenne pondérée résiduelle (en années)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$ par action)
5,00-12,00	2,5	3,60	9,17

1) Options pouvant actuellement être exercées au 31 décembre 2023.

31. Avantages futurs du personnel

A. Description

La Société offre, au Canada et aux États-Unis, des régimes de retraite agréés qui couvrent essentiellement tous ses employés dans ces pays et certains employés désignés travaillant dans les établissements à l'étranger. Ces régimes comprennent des composantes à prestations définies et à cotisations définies et, au Canada, un régime de prestations complémentaires non agréé est offert également aux employés admissibles dont la rémunération annuelle excède la limite fixée par la Loi de l'impôt sur le revenu du Canada. À l'exception du régime de retraite de Highvale acquis en 2013, les régimes de retraite à prestations définies au Canada et aux États-Unis ne sont pas offerts aux nouveaux participants. Le régime de retraite à prestations définies des États-Unis a été gelé en date du 31 décembre 2010; par conséquent, aucune prestation future n'a été acquise. Il a été mis fin au régime complémentaire de retraite le 31 décembre 2015 et, le 1^{er} janvier 2016, un nouveau régime complémentaire de retraite à cotisations définies a été institué à l'intention des membres de la direction. Les membres de la direction en fonction au 31 décembre 2015 ont bénéficié d'un droit acquis à l'égard de l'ancien régime complémentaire.

La dernière évaluation actuarielle à des fins comptables du régime de retraite aux États-Unis a été effectuée au 1^{er} janvier 2022. La dernière évaluation actuarielle à des fins comptables du régime de retraite de Highvale et du régime de retraite au Canada a été effectuée au 31 décembre 2021. La date d'évaluation utilisée pour déterminer la juste valeur des actifs des régimes et la valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies est le 31 décembre 2023.

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 2023, la Société a émis une lettre de crédit de 88 millions de dollars pour garantir les obligations au titre du régime complémentaire, et a fourni un cautionnement de 70 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 jusqu'à l'âge de 65 ans pour les employés invalides et les participants retraités grâce à ses régimes d'avantages postérieurs à l'emploi. Les dernières évaluations actuarielles à des fins comptables de ces régimes au Canada et aux États-Unis ont été effectuées respectivement au 31 décembre 2021 et au 1^{er} janvier 2022. La date d'évaluation pour calculer la valeur actualisée de l'obligation au titre des deux régimes est le 31 décembre 2023.

La Société offre plusieurs régimes à cotisations définies, dont un régime de retraite gouvernemental en Australie et un régime d'épargne 401(k) aux États-Unis, qui prévoient des cotisations de la part de la Société de l'ordre de 5 % à 11 %, selon le régime. Les cotisations optionnelles des salariés sont permises dans tous les régimes à cotisations définies.

B. Coûts comptabilisés

Les coûts comptabilisés en résultat net au cours de l'exercice pour les régimes de retraite à prestations définies, les régimes de retraite à cotisations définies et les régimes d'avantages postérieurs à l'emploi se présentent comme suit :

Exercice clos le 31 décembre 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

Exercice clos le 31 décembre 2021	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Coût des services rendus au cours de l'exercice	3	2	1	6
Frais d'administration	1	—	—	1
Coût financier des obligations au titre des prestations définies	12	2	—	14
Intérêts sur les actifs des régimes	(8)	—	—	(8)
Profit découlant des réductions et des modifications	(7)	—	—	(7)
Charge au titre de la composante à prestations définies	1	4	1	6
Charge au titre de la composante à cotisations définies	8	—	—	8
Charge nette	9	4	1	14

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 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)

Exercice clos le 31 décembre 2022	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Juste valeur des actifs des régimes	274	15	—	289
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies	(345)	(85)	(17)	(447)
Situation de capitalisation – déficit	(71)	(70)	(17)	(158)

Montants comptabilisés dans les états financiers consolidés :

Charges à payer courantes	(1)	(6)	(1)	(8)
Autres passifs non courants	(70)	(64)	(16)	(150)
Total des montants comptabilisés	(71)	(70)	(17)	(158)

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 2021	339	14	—	353
Intérêts sur les actifs des régimes	9	—	—	9
Perte nette sur les actifs des régimes	(55)	—	—	(55)
Cotisations ¹	38	6	—	44
Prestations versées	(57)	(5)	—	(62)
Frais d'administration	(1)	—	—	(1)
Variation des taux de change	1	—	—	1
Au 31 décembre 2022	274	15	—	289
Intérêts sur les actifs des régimes	13	1	—	14
Rendement net des actifs des régimes	15	(1)	—	14
Cotisations ²	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

1) La Société a versé une cotisation volontaire de 35 millions de dollars en vue d'améliorer la situation de capitalisation du régime de retraite de Sunhills Mining Ltd. pour la mine de Highvale. La cotisation réduit le montant des obligations de financement futures de la Société, notamment les montants garantis par les lettres de crédit.

2) La Société a versé une cotisation volontaire de 4 millions de dollars 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 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
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.

Au 31 décembre 2022¹	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total
Titres de capitaux propres				
Canada	—	18	—	18
États-Unis	—	17	—	17
International	—	79	—	79
Privé	—	—	1	1
Obligations				
A – AAA	—	27	61	88
BBB	1	6	12	19
Inférieur à BBB	—	—	6	6
Prêts²	—	2	—	2
Autres fonds ³	—	—	39	39
Marché monétaire et trésorerie et équivalents de trésorerie	—	20	—	20
Total	1	169	119	289

1) Les classements de niveaux de la juste valeur de certains placements dans des fonds communs de placement ont été révisés aux fins d'uniformité avec les classements de 2023.

2) Comprennent les prêts de 1 million de dollars ayant une note de solvabilité de A et les prêts de 1 million de dollars ayant une note de solvabilité de BBB.

3) 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 2023 ni au 31 décembre 2022.

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 2021	469	101	23	593
Coût des services rendus au cours de l'exercice	1	1	—	2
Coût financier	13	3	—	16
Prestations versées	(57)	(5)	1	(61)
Gain actuariel découlant des hypothèses financières	(83)	(22)	(5)	(110)
Gain actuariel découlant des ajustements liés aux résultats passés	1	7	(2)	6
Variation des taux de change	1	—	—	1
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies au 31 décembre 2022	345	85	17	447
Coût des services rendus au cours de l'exercice	1	1	—	2
Coût financier	16	4	1	21
Prestations versées	(36)	(6)	(2)	(44)
Perte actuarielle découlant des hypothèses démographiques	1	—	—	1
Perte actuarielle découlant des hypothèses financières	12	4	1	17
Perte actuarielle 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

1) La durée moyenne pondérée des obligations au titre des prestations définies au 31 décembre 2023 est de 10,4 ans.

F. Cotisations

Les cotisations de l'employeur prévues pour les régimes de retraite à prestations définies et les régimes d'avantages postérieurs à l'emploi pour 2024 s'établissent comme suit :

	Régimes agrés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Cotisations de l'employeur prévues	3	5	1	9

G. Hypothèses

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour évaluer les obligations au titre des prestations définies de la Société pour les régimes de retraite à prestations définies et les régimes d'avantages postérieurs à l'emploi sont comme suit :

Aux 31 décembre (en %)	2023			2022		
	Régimes agréés	Régimes complé-mentaires	Divers	Régimes agréés	Régimes complé-mentaires	Divers
Obligations au titre des prestations définies						
Taux d'actualisation	4,6	4,6	4,7	4,7	5,0	5,0
Taux de croissance de la rémunération	2,9	3,0	—	2,6	3,0	—
Taux tendanciel hypothétique des coûts des soins de santé						
Croissance des coûts des soins de santé ^{1, 3}	—	—	6,8	—	—	7,1
Croissance des coûts des soins dentaires	—	—	4,2	—	—	4,2
Coût des prestations pour l'exercice						
Taux d'actualisation	5,0	5,0	5,0	2,8	2,8	2,7
Taux de croissance de la rémunération	2,7	3,0	—	2,9	3,0	—
Taux tendanciel hypothétique des coûts des soins de santé						
Croissance des coûts des soins de santé ^{2, 4}	—	—	7,1	—	—	6,8
Croissance des coûts des soins dentaires	—	—	4,7	—	—	4,7

1) 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.

2) 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.

3) Prestations antérieures et postérieures à 65 ans en 2022 : Réduction graduelle à 4,5 % d'ici 2032, et maintien à ce niveau par la suite pour les régimes américains et réduction graduelle de 0,3 % par année pour atteindre 4,5 % en 2030 pour les régimes canadiens.

4) Prestations antérieures et postérieures à 65 ans en 2022 : Réduction graduelle à 4,5 % d'ici 2031, et maintien à ce niveau par la suite pour les régimes américains et réduction graduelle de 0,3 % par année pour atteindre 4,5 % en 2030 pour les régimes canadiens.

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 2023	Régimes canadiens			Régimes américains
	Régimes agréés	Régimes complé-mentaires	Divers	Régime de retraite
Diminution de 1 % du taux d'actualisation	30	10	1	2
Hausse de 1 % des échelles salariales	1	—	—	—
Hausse de 1 % du taux tendanciel des coûts des soins de santé	—	—	1	—
Amélioration de 10 % des taux de mortalité	13	3	—	1

32. Partenariats

Au 31 décembre 2023, les partenariats comprenaient ce qui suit :

Entreprises communes	Secteur	Propriété (en %)	Description
Sheerness	Gaz	50	Centrale au bicarburant en Alberta, dont TA Cogen détient une participation de 50 %, exploitée par Heartland Generation Ltd., société membre du même groupe qu'Energy Capital Partners
Goldfields Power	Gaz	50	Centrale alimentée au gaz en Australie, exploitée par TransAlta
Fort Saskatchewan	Gaz	60	Centrale de cogénération en Alberta, dont TA Cogen détient une participation de 60 %, exploitée par TransAlta
Gazoduc de Fortescue River	Gaz	43	Gazoduc en Australie-Occidentale exploité par DBP Development Group
McBride Lake	Énergie éolienne et énergie solaire	50	Centrale d'énergie éolienne en Alberta, exploitée par TransAlta
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

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	50	Projet de stockage d'énergie hydroélectrique par pompage en Alberta

33. Information liée aux flux de trésorerie

A. Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
(Utilisation) source de la trésorerie :			
Créances clients	715	(869)	(28)
Charges payées d'avance	—	—	9
Impôts sur le résultat à recevoir	27	(61)	—
Stocks	(2)	6	42
Dettes fournisseurs, charges à payer et provisions	(550)	548	153
Impôts sur le résultat à payer	(66)	60	(2)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	124	(316)	174

B. Variation des passifs liés aux activités de financement

	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
Dette 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.

	Solde au 31 déc. 2021	Émissions de trésorerie ¹	Rembour- sements et dividendes versés ²	Nouveaux contrats de location	Dividendes déclarés	Incidence du change	Divers	Solde au 31 déc. 2022
Dette à long terme et obligations locatives ³	3 267	981	(630)	40	—	39	(28)	3 669
Titres échangeables	735	—	—	—	—	—	4	739
Dividendes à verser (sur actions ordinaires et privilégiées)	62	—	(97)	—	103	—	—	68
Total des passifs liés aux activités de financement	4 064	981	(727)	40	103	39	(24)	4 476

- 1) Comprennent une augmentation nette de 449 millions de dollars des emprunts sur les facilités de crédit et une augmentation de 532 millions de dollars de l'émission de dette à long terme.
- 2) Comprennent une diminution de 621 millions de dollars liée au remboursement de la dette à long terme et une diminution de 9 millions de dollars des obligations au titre des contrats de location-financement.
- 3) Comprend le découvert bancaire de 16 millions de dollars.

34. Capital

Les composantes du capital de TransAlta sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux 31 décembre	2023	2022	Augmentation (diminution)
Dettes à long terme ¹	3 466	3 653	(187)
Titres échangeables	744	739	5
Découvert bancaire	3	16	(13)
Capitaux propres			
Actions ordinaires	3 285	2 863	422
Actions privilégiées	942	942	—
Surplus d'apport	41	41	—
Déficit	(2 567)	(2 514)	(53)
Cumul des autres éléments du résultat global	(164)	(222)	58
Participations ne donnant pas le contrôle	127	879	(752)
Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie disponibles ²	(348)	(1 134)	786
Moins : principal des liquidités soumises à restrictions des obligations de TransAlta OCP ³	(17)	(17)	—
Moins : juste valeur négative (positive) des instruments de couverture de la dette à long terme ⁴	5	(3)	8
Total du capital	5 517	5 243	274

1) Inclut les obligations locatives, les montants dus aux termes des facilités de crédit, les obligations liées à la masse fiscale et la tranche courante de la dette à long terme.

2) La Société inclut la trésorerie et les équivalents de trésorerie dont elle dispose à titre de réduction dans le calcul du capital, le capital étant géré 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 (perspectives stables). En 2023, Moody's a renouvelé la note à long terme de la Société de Ba1 avec 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 une perspective stable, 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 d'atteindre les ratios cibles susmentionnés et de respecter les exigences en matière de dividendes et de dépenses en immobilisations corporelles.

B. Liquidités

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022, les rentrées et sorties de fonds sont résumées comme suit. La Société gère les variations du fonds de roulement au moyen des liquidités existantes en vertu des facilités de crédit pour assurer la disponibilité de fonds et d'emprunts suffisants pour

financer les activités, verser les dividendes, effectuer des distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales et investir dans les immobilisations corporelles.

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	Augmentation (diminution)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 464	877	587
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement	(124)	316	(440)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	1 340	1 193	147
Dividendes versés sur actions ordinaires	(58)	(54)	(4)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(51)	(43)	(8)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(223)	(187)	(36)
Dépenses en immobilisations corporelles	(875)	(918)	43
Rentrées (sorties) de fonds	133	(9)	142

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 2023, un montant de 1,4 milliard de dollars (1,0 milliard de dollars en 2022) au titre des facilités de crédit de la Société était entièrement disponible.

De temps à autre, TransAlta accède aux marchés financiers, au besoin, afin de financer certaines de ces sorties de fonds nettes et de maintenir ses liquidités disponibles ainsi que sa structure du capital et ses mesures de crédit dans les fourchettes visées.

35. Transactions entre parties liées

Le tableau ci-dessous donne des précisions sur les principales filiales opérationnelles de la Société au 31 décembre 2023 :

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 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 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. Au 31 décembre 2023, TransAlta Renewables était une filiale en propriété exclusive de la Société (60,1 % en 2022). 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	2023	2022	2021
Rémunération totale	21	23	30
Composée des éléments suivants :			
Avantages du personnel à court terme	11	11	14
Avantages postérieurs à l'emploi	1	1	1
Indemnités de cessation d'emploi	1	—	—
Paielements fondés sur des actions	8	11	15

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 25, la Société peut, dans le cours normal des activités, conclure

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.

Les transactions avec Brookfield comprennent ce qui suit :

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Ventes d'électricité	135	127	27
Achats d'électricité	2	12	3
Frais de gestion d'actifs payés	1	2	2

36. 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 :

	2024	2025	2026	2027	2028	2029 et par la suite	Total
Contrats de gaz naturel, contrats de livraison et autres contrats	55	49	50	48	57	436	695
Transport	9	9	6	4	5	93	126
Contrats d'approvisionnement en charbon	86	71	—	—	—	—	157
Ententes de service à long terme	60	57	42	44	37	184	424
Contrats de location simple	3	3	2	2	2	25	37
Croissance	47	—	—	—	—	—	47
Total	260	189	100	98	101	738	1 486

Engagements

Contrats de gaz naturel, contrats de livraison et autres contrats

La Société a des contrats d'achat et de livraison de gaz naturel à prix ou à volume fixes, lesquels comprennent des contrats de 15 ans pour la livraison d'une capacité pouvant aller jusqu'à 400 térajoules («TJ»)/jour de gaz naturel sur une base ferme se terminant entre 2036 et 2038, et des contrats de huit ans pour la livraison de 75 TJ/jour de gaz naturel liés à la centrale de Sheerness se terminant entre 2030 et 2031.

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.

Contrats d'approvisionnement en charbon

Plusieurs contrats d'approvisionnement en charbon et contrats de transport ferroviaire connexes ont été conclus pour fournir du charbon à la centrale thermique de Centralia aux fins de production. Les contrats d'approvisionnement en charbon permettent à TransAlta de prendre livraison du charbon à des volumes fixes, à des dates allant jusqu'à 2025.

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 de l'IFRS 16 et les engagements découlant des contrats de location simple qui n'ont pas encore débuté, principalement liés aux bâtiments, aux véhicules et aux terrains.

Croissance

Les engagements liés à la croissance se rapportent aux projets suivants : le projet de parc éolien Horizon Hill, les projets de parcs éoliens White Rock, les projets d'expansion visant la capacité et le réseau de transport en Australie, le projet d'expansion de 132 kV à Mount Keith et divers autres projets de croissance.

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 jusqu'en avril 2025. Les autres parties à l'audience, dont la Société, ont appuyé l'ajournement.

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). La durée prévue du procès est de deux semaines à compter du 26 février 2024. Les parties à l'instance, ainsi que Cenovus Energy Inc., ont demandé un ajournement lorsque la procédure 379 de l'AER a été ajournée. Le procès devrait

reprenre en février 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 49 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.

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

Le Balancing Pool a prétendu avoir droit à 1 750 000 CRE gagnés de 2018 à 2020 inclusivement par les centrales hydroélectriques de l'Alberta par suite de la décision de TransAlta d'assujettir ces dernières au règlement intitulé *Carbon Competitiveness Incentives Regulation* et au règlement intitulé *Technology Innovation and Emissions Reduction Regulation*. Les CRE faisant l'objet d'un différend ont une valeur comptable de néant, car ils ont été générés en interne. Le Balancing Pool a revendiqué la propriété des CRE, car, à son avis, aux termes des dispositions relatives aux modifications législatives prévues dans les CAÉ des centrales hydroélectriques, les CRE devaient être transférés au Balancing Pool. TransAlta a contesté cette réclamation. Les parties ont conclu un accord confidentiel et cette affaire est maintenant résolue.

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. Le Balancing Pool et le Utilities Consumer Advocate participent en tant qu'intervenants, car ils contestent les coûts de démantèlement réclamés par TransAlta. La demande sera entendue au cours du premier trimestre de 2024 et une décision devrait être rendue au cours du troisième trimestre de 2024.

37. Informations sectorielles

A. Description des secteurs à présenter

La Société comporte six secteurs à présenter qui sont décrits à la note 1.

Les tableaux qui suivent présentent distinctement les résultats sectoriels selon la structure établie par le président et chef de la direction de TransAlta (le «principal décideur opérationnel») dans le cadre de l'examen des secteurs de la Société pour prendre des décisions opérationnelles et évaluer le rendement. Le principal décideur opérationnel évalue le rendement des secteurs opérationnels au moyen d'une mesure du BAIIA ajusté. Cette mesure d'évaluation correspond au résultat avant impôts sur le résultat, ajusté pour exclure l'incidence des éléments suivants : l'amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles, l'amortissement des actifs au titre de droits d'utilisation, les produits tirés des contrats de location-financement, les profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché, les profits et les pertes liés aux positions de change dénouées qui sont réglées en les compensant avec des positions de change connexes et dont l'échange est comptabilisé dans la période au cours de laquelle les positions sont réglées, les profits ou pertes latents de change associés aux transactions sur des produits de base, l'amortissement du matériel minier compris au poste Coûts du combustible et des achats d'électricité, les produits d'intérêts générés par les paiements anticipés effectués, 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 Centralia, les imputations pour dépréciation, la quote-part du résultat net de la coentreprise, et d'autres ajustements des coûts ou des produits. Les tableaux ci-après présentent le rapprochement du total des résultats sectoriels et du BAIIA ajusté avec le compte de résultat présenté selon les IFRS.

À des fins de présentation de l'information financière interne, l'information sur le résultat du placement de la Société dans Skookumchuck a été présentée dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire au prorata. L'information au prorata reflète la quote-part de la Société de chacun des éléments du compte de résultat de Skookumchuck, poste par poste. L'information financière au prorata n'est pas présentée et n'est pas destinée à être présentée conformément aux IFRS. Selon les IFRS, le placement dans Skookumchuck a été comptabilisé comme une coentreprise selon la méthode de la mise en équivalence.

B. Résultat sectoriel et actifs sectoriels ajustés présentés

I. Rapprochement du BAIIA ajusté avec le résultat avant impôts sur le résultat

Exercice clos le 31 décembre 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)	—
Perte latente 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)
BAIIA ajusté²	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
Produit d'intérêts										59
Charge d'intérêts										(281)
Perte 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.

Notes des états financiers consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2022	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz	Transition énergétique	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Ajustements de reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	606	303	1 209	714	160	(2)	2 990	(14)	—	2 976
Reclassements et ajustements :										
Perte latente liée à la réévaluation à la valeur de marché	1	104	251	10	12	—	378	—	(378)	—
Profit (perte) 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)	—
Profit latent de change sur les produits de base	—	—	—	—	(1)	—	(1)	—	1	—
Produits des activités ordinaires ajustés	607	407	1 521	724	218	(2)	3 475	(14)	(485)	2 976
Coûts du combustible et des achats d'électricité	22	31	641	566	—	3	1 263	—	—	1 263
Reclassements et ajustements :										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(4)	—	—	—	(4)	—	4	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	22	31	637	566	—	3	1 259	—	4	1 263
Coûts de conformité liés au carbone	—	1	83	(1)	—	(5)	78	—	—	78
Marge brute	585	375	801	159	218	—	2 138	(14)	(489)	1 635
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	55	68	195	69	35	101	523	(2)	—	521
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	12	15	4	—	1	35	(2)	—	33
Autres produits d'exploitation, montant net	—	(23)	(38)	—	—	—	(61)	3	—	(58)
Reclassements et ajustements :										
Recouvrement d'assurance	—	7	—	—	—	—	7	—	(7)	—
Autres produits d'exploitation ajustés, montant net	—	(16)	(38)	—	—	—	(54)	3	(7)	(58)
BALIA ajusté ²	527	311	629	86	183	(102)	1 634			
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.

Exercice clos le 31 décembre 2021	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz	Transition énergétique	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Ajustements de reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	383	323	1 109	709	211	4	2 739	(18)	—	2 721
Reclassements et ajustements :										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	—	25	(40)	19	(38)	—	(34)	—	34	—
Profit (perte) de change réalisé(e) sur les positions de change dénouées	—	—	(6)	—	29	—	23	—	(23)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	41	—	—	—	41	—	(41)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	25	—	—	—	25	—	(25)	—
Profit latent de change sur les produits de base	—	—	(3)	—	—	—	(3)	—	3	—
Produits des activités ordinaires ajustés	383	348	1 126	728	202	4	2 791	(18)	(52)	2 721
Coûts du combustible et des achats d'électricité	16	17	457	560	—	4	1 054	—	—	1 054
Reclassements et ajustements :										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(4)	—	—	—	(4)	—	4	—
Amortissement minier	—	—	(79)	(111)	—	—	(190)	—	190	—
Réduction de valeur des stocks de charbon	—	—	—	(17)	—	—	(17)	—	17	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	16	17	374	432	—	4	843	—	211	1 054
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	118	60	—	—	178	—	—	178
Marge brute	367	331	634	236	202	—	1 770	(18)	(263)	1 489
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	42	59	175	117	36	84	513	(2)	—	511
Reclassements et ajustements :										
Réduction de valeur de pièces et de matériaux	—	—	(2)	(26)	—	—	(28)	—	28	—
Profit découlant de la réduction	—	—	—	6	—	—	6	—	(6)	—
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées	42	59	173	97	36	84	491	(2)	22	511
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	10	13	6	—	1	33	(1)	—	32
Autres pertes (produits) d'exploitation, montant net	—	—	(40)	48	—	—	8	—	—	8
Reclassements et ajustements :										
Contrat de redevances déficitaire et frais de résiliation de contrat	—	—	—	(48)	—	—	(48)	—	48	—
Autres pertes (produits) d'exploitation ajustés, montant net	—	—	(40)	—	—	—	(40)	—	48	8
BAIIA ajusté ²	322	262	488	133	166	(85)	1 286			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										9
Produits tirés des contrats de location-financement										25
Amortissement										(529)
Imputations pour dépréciation d'actifs										(648)
Produit d'intérêts										11
Charge d'intérêts										(256)
Profit de change										16
Profit à la vente d'actifs et autres										54
Résultat avant impôts sur le résultat										(380)

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

2) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS.

II. Principales informations des états de la situation financière consolidés

Au 31 décembre 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

Au 31 décembre 2022	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total
Immobilisations corporelles	437	2 837	1 858	313	—	111	5 556
Actifs au titre de droits d'utilisation	6	98	6	2	—	14	126
Immobilisations incorporelles	2	157	49	5	8	31	252
Goodwill	258	176	—	—	30	—	464

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 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

Exercice clos le 31 décembre 2021	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	29	166	167	90	—	28	480
Immobilisations incorporelles	—	—	—	1	—	8	9

IV. Amortissement selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés

Le rapprochement entre l'amortissement selon les comptes de résultat consolidés et celui selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés est présenté dans le tableau qui suit :

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Amortissement selon les comptes de résultat consolidés	621	599	529
Amortissement compris dans les coûts du combustible et des achats d'électricité (note 6)	—	—	190
Amortissement selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés	621	599	719

C. Information géographique

I. Produits des activités ordinaires

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Canada	2 218	1 905	1 854
États-Unis	987	940	731
Australie	150	131	136
Total des produits des activités ordinaires	3 355	2 976	2 721

II. Actifs non courants

Aux 31 décembre	Immobilisations corporelles		Actifs au titre de droits d'utilisation		Immobilisations incorporelles		Autres actifs	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Canada	3 578	3 817	43	49	108	123	68	62
États-Unis	1 749	1 307	71	74	88	101	42	34
Australie	387	432	3	3	27	28	69	64
Total	5 714	5 556	117	126	223	252	179	160

D. Client important

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, les ventes à l'AESO ont représenté 46 % du total des produits des activités ordinaires de la Société (les ventes à l'AESO ont représenté 60 % du total des produits des activités ordinaires de la Société en 2022). 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	2023	2022	2021
Résumé des données financières			
COMPTES DE RÉSULTAT			
Produits des activités ordinaires	3 355	2 976	2 721
Résultats d'exploitation	1 089	531	(239)
Résultat avant impôts sur le résultat	880	353	(380)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	644	4	(576)
ÉTATS DE LA SITUATION FINANCIÈRE			
Total de l'actif	8 659	10 741	9 226
Tranche courante de la dette à long terme, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	184	(940)	(103)
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement	2 934	3 475	2 423
Titres échangeables	744	739	735
Participations ne donnant pas le contrôle	127	879	1 011
Actions privilégiées	942	942	942
Capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires ¹	595	168	640
Principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP et juste valeur (positive) négative des instruments de couverture sur la dette ¹	(12)	(20)	(19)
Total du capital ²	5 517	5 243	5 629
FLUX DE TRÉSORERIE			
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 464	877	1 001
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(814)	(741)	(472)
INFORMATIONS SUR LES ACTIONS ORDINAIRES (par action)			
Résultat net	2,33	0,01	(2,13)
Résultat aux fins de comparaison ¹	s. o.	s. o.	s. o.
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	0,22	0,21	0,19
Valeur comptable par action ordinaire (à la fin de l'exercice) ¹	2,16	0,62	2,37
Cours :			
Haut	13,97	15,28	14,61
Bas	10,02	10,52	9,57
Clôture (Bourse de Toronto aux 31 décembre)	11,02	12,11	14,05
RATIOS (en pourcentage, sauf indication contraire)			
Dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté ^{1, 3, 4} (multiple)	2,5	2,2	2,2
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires ¹	84,8	1,0	(116,6)
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	17,6	9,2	(4,5)
Rendement du capital investi aux fins de comparaison ¹	s. o.	s. o.	s. o.
Couverture par le résultat (multiple) ¹	4,3	2,2	(1,0)
Ratio de distribution fondé sur les fonds provenant des activités d'exploitation ^{1, 4}	4,4	4,1	5,1
BAIIA ajusté ^{1, 3, 4} (en millions de dollars canadiens)	1 632	1 634	1 286
Couverture des dividendes ^{1, 4} (multiple)	24,6	18,3	23,0
Rendement des actions ¹	2,0	1,7	1,3
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires pour l'exercice (en millions)	276	271	271
Actions ordinaires en circulation aux 31 décembre (en millions)	307	268	271
RÉSUMÉ DES DONNÉES STATISTIQUES			
Nombre d'employés	1 257	1 282	1 282
CAPACITÉ INSTALLÉE BRUTE (MW)⁵			
Transition énergétique ⁷	671	671	1 472
Gaz ^{6, 8}	3 084	3 084	3 084
Énergies renouvelables (énergies éolienne, solaire et hydroélectrique)	3 006	2 828	2 694
Placement en titres de capitaux propres	67	67	67
Capacité de production totale	6 828	6 650	7 387
Production totale (GWh)	22 029	21 258	22 105

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.

2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013
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	2 292 195 (12) (71)
9 747 (598) 3 256 730 1 084 942 1 410 (13)	9 508 102 2 699 326 1 101 942 2 019 (17)	9 428 59 3 119 — 1 137 942 2 055 (10)	10 304 433 2 960 — 1 059 942 2 384 (30)	10 996 334 3 722 — 1 152 942 2 569 (163)	10 947 33 4 408 — 1 029 942 2 419 (190)	9 833 708 3 305 — 594 942 2 342 (96)	9 624 175 4 130 — 517 781 2 125 (16)
6 811	7 172	7 275	7 748	8 556	8 641	7 795	7 712
702 (687)	849 (512)	820 (394)	626 87	744 (327)	432 (573)	796 (292)	765 (703)
(1,22) s. o. 0,22 5,13	0,18 s. o. 0,12 7,14	(0,86) s. o. 0,20 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	(0,27) 0,31 1,16 7,92
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	16,86 12,91 13,48
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	4,6 (3,2) 3,7 2,8 5,2 0,8 43,1 1 023 6,3 8,6 264 268
1 476	1 543	1 883	2 228	2 341	2 380	2 786	2 772
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	3 693 3 197 2 202 396 9 488 42 482

- 2) Le total du capital pour 2013 et 2014 a été révisé en fonction de la méthode de calcul de 2015.
- 3) 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.
- 4) Les montants des exercices 2016 et 2015 ont été révisés en raison d'autres révisions apportées au BAIIA ou aux mesures des fonds provenant des activités d'exploitation dans le rapport de gestion.
- 5) La capacité installée brute de 2012 à 2020 correspond à la capacité sur laquelle sont fondés les résultats sous-jacents. Les chiffres des exercices antérieurs n'ont pas été retraités.
- 6) Comprend les créances au titre des contrats de location-financement.
- 7) En 2021, le secteur Gaz a été ajusté pour inclure les secteurs auparavant connus sous les noms de Gaz en Australie et Gaz en Amérique du Nord, ainsi que les actifs de production de gaz du secteur auparavant connus sous le nom d'Énergie thermique en Alberta. Les chiffres des exercices antérieurs ont été retraités.
- 8) En 2021, le secteur Transition énergétique a été ajusté pour inclure le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia et les actifs alimentés au charbon du secteur auparavant 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 2023	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 24 centrales	Barrier, AB	13	100 %	13	100 %	13	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	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	2023
	Upper Mamquam, BC	25	100 %	25	100 %	25	Ouest du Canada	CLT ¹²	2025
	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 29 installations	Ardenville, AB	69	100 %	69	100 %	69	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Blue Trail et Macleod Flats, AB	69	100 %	69	100 %	69	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Castle River, AB ³	44	100 %	44	100 %	44	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	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	CLT	2024
	Oldman, AB	4	100 %	4	100 %	4	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Sinnott, AB	7	100 %	7	100 %	7	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
	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

Tableau récapitulatif des centrales

Au 31 décembre 2023	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
	Antrim, NH	29	100 %	29	100 %	29	États-Unis	CLT	2039
	Big Level, PA	90	100 %	90	100 %	90	États-Unis	CLT	2034
	Lakeswind, MN	50	100 %	50	100 %	50	États-Unis	CLT	2034
	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		2 046		1 904		1 876			
Énergie solaire	Mass Solar, MA ⁶	21	100 %	21	100 %	21	États-Unis	CLT	2032-2045
4 installations	Parcs solaires en Caroline du Nord, NC ⁷	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			
Gaz	Fort Saskatchewan, AB	118	60 %	71	50 %	35	Ouest du Canada	CLT / capacité marchande	2029
17 installations	Unité 2 de Keephills, AB	395	100 %	395	100 %	395	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Unité 3 de Keephills, AB	463	100 %	463	100 %	463	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Poplar Creek, AB ⁹	230	100 %	230	100 %	230	Ouest du Canada	CLT	2030
	Sheerness, AB ⁴	800	50 %	400	50 %	200	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	Unité 6 de Sundance, AB	401	100 %	401	100 %	401	Ouest du Canada	Capacité marchande	—
	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	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		3 586		3 084		2 775			
Transition énergétique	Centralia, WA	670	100 %	670	100 %	670	États-Unis	CLT / capacité marchande	2025 ¹³
2 installations	Skookumchuck, WA	1	100 %	1	100 %	1	États-Unis	CLT	2025
Total Transition énergétique		671		671		671			
Total		7 428		6 761		6 425			

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) Le contrat est en vigueur jusqu'en 2025. Toutefois, l'unité 1 de la centrale de Centralia a été mise hors service le 31 décembre 2020, et la capacité a diminué pour se fixer à 670 MW le 1^{er} janvier 2021.

Indicateurs de performance en matière de développement durable

Statistiques de la Société

Systèmes de gestion de l'environnement, et de gestion de la santé et de la sécurité	2023	2022	2021
Audits de systèmes de gestion de l'environnement et de gestion de la santé et de la sécurité ¹	5	4	4
Audits de conformité en matière de santé et de sécurité ²	3	9	11
Total des audits en matière d'environnement, de santé et de sécurité	8	13	15

Performance environnementale ³	2023	2022	2021
Utilisation de ressources ou d'énergie⁴			
Combustion du charbon (tonnes)	2 492 000	2 181 000	4 094 000
Combustion de gaz naturel (GJ)	123 067 000	130 023 000	106 768 000
Combustion de diesel (L)	6 950 000	6 706 000	7 596 000
Consommation d'essence : véhicules (L)	610 000	609 000	864 000
Consommation de diesel : véhicules (L)	2 324 000	3 275 000	6 705 000
Consommation de propane : véhicules (L)	12 000	12 000	6 000
Électricité : exploitation des bâtiments (MWh)	126 000	152 000	174 000
Gaz naturel : exploitation des bâtiments (GJ)	89 000	35 000	119 000
Propane : exploitation des bâtiments (L)	110 000	169 000	189 000
Kérosène : exploitation des bâtiments (L)	0	3 000	65 000
Total de l'utilisation de ressources ou d'énergie (GJ)	197 028 000	194 954 000	203 716 000
Émissions de gaz à effet de serre («GES»)⁵			
Dioxyde de carbone (tonnes d'éq. CO ₂)	10 846 000	10 169 000	12 420 000
Méthane (tonnes d'éq. CO ₂)	26 000	24 000	25 000
Oxyde d'azote (tonnes d'éq. CO ₂)	36 000	41 000	59 000
Hexafluorure de soufre (tonnes d'éq. CO ₂)	80	150	370
Total des émissions de GES de portée 1 et de portée 2 (tonnes d'éq. CO₂)⁶	10 908 000	10 233 000	12 505 000
Intensité des émissions de GES (tonnes d'éq. CO ₂ /MWh) ⁷ ✓	0,41	0,40	0,53
Émissions de portée 1 (tonnes d'éq. CO ₂) ✓	10 871 000	10 179 000	12 447 000
Émissions de portée 1 (% du total des émissions de GES)	100	99	99
Émissions de portée 1 déclarées aux organismes de réglementation nationaux (%)	100	100	100
Émissions de portée 2 (tonnes d'éq. CO ₂) ✓	37 000	54 000	58 000
Émissions de portée 2 (% du total des émissions de GES)	0	1	1
Total des émissions de GES évitées (tonnes d'éq. CO ₂) ⁸	2 280 000	2 744 000	2 602 000
Émissions atmosphériques⁹			
Total des émissions de dioxyde de soufre (tonnes) ✓	1 100	1 200	7 300
Intensité des émissions de dioxyde de soufre (kg/MWh) ✓	0,04	0,05	0,31
Total des émissions d'oxyde d'azote (tonnes) ✓	11 000	11 000	15 000
Intensité des émissions d'oxyde d'azote (kg/MWh) ✓	0,40	0,43	0,65
Total des émissions de particules fines (tonnes) ✓	460	360	2 200
Intensité des émissions de particules fines (kg/MWh) ✓	0,02	0,02	0,09

Performance environnementale (suite)	2023	2022	2021
Total des émissions de mercure (kilogrammes)¹⁰ ✓	18	21	41
Intensité des émissions de mercure (mg/MWh) ¹⁰ ✓	0,67	0,83	1,72
Gestion de l'eau¹¹			
Prélèvement d'eau – services des eaux / municipalités / clients (en millions de m ³)	273	233	241
Prélèvement d'eau – eaux de surface (en millions de m ³)	0	0	0
Eau prélevée – toutes les sources (en millions de m³) ✓	273	233	241
Déversement d'eau – toutes les sources (en millions de m³) ✓	239	207	209
Consommation d'eau (en millions de m³) ✓	34	26	32
Intensité de la consommation d'eau (m ³ /MWh) ¹² ✓	1,25	1,03	1,34
Gestion des déchets			
Détournés de l'élimination – Non dangereux¹³			
Recyclés (tonnes)	2 600	1 600	4 400
Recyclés (L)	137 000	2 093 000	1 705 000
Réutilisés (tonnes)	457 000	151 000	176 000
Stockés (tonnes) ¹⁴	1 400	26 000	31 000
Compostés (tonnes)	1	0	10
Total des déchets non dangereux détournés de l'élimination (tonnes)	461 000	180 000	212 000
Détournés de l'élimination – Dangereux¹⁵			
Recyclés (tonnes)	10	0	8
Recyclés (L)	18 915 000	21 019 000	22 837 000
Total des déchets dangereux détournés de l'élimination (tonnes)	17 000	18 000	20 000
Total des déchets détournés de l'élimination (tonnes) ✓	478 000	199 000	232 000
Acheminés à l'élimination – Non dangereux¹⁶			
Décharges (tonnes)	1 300	1 800	1 100
Décharges (L)	45 000	76 000	55 000
Élimination de cendres : mines (tonnes) ¹⁷	0	2 900	232 000
Élimination de cendres : bassins (tonnes) ¹⁸	0	0	44 000
Compostables (tonnes)	0	0	10
Total des déchets non dangereux acheminés à l'élimination (tonnes)	1 300	4 800	277 000
Acheminés à l'élimination – Dangereux¹⁹			
Décharges (tonnes)	0	80	220
Décharges (L)	4 600	52 000	26 000
Total des déchets dangereux acheminé à l'élimination (tonnes)	10	130	250
Total des déchets acheminé à l'élimination (tonnes) ✓	1 300	4 900	277 000
Utilisation et remise en état des terrains²⁰			
Terrains utilisés dans des activités minières – perturbés (hectares cumulés) ✓	12 600	12 600	12 600
Terrains utilisés dans des activités minières – remis en état (hectares cumulés) ✓	4 900	4 800	4 800
Remise en état de terrains utilisés dans des activités minières (% de terrains perturbés) ✓	39	38	38
Terrains utilisés dans des activités minières : terrains perturbés moins terrains remis en état (hectares) ✓	7 600	7 800	7 700
Terrains utilisés par des centrales, des bureaux et du matériel (hectares) ✓	5 000	5 000	5 000
Total des terrains utilisés (hectares cumulés) ✓	12 700	12 700	12 700

Performance environnementale (suite)	2023	2022	2021
Incidents environnementaux²¹			
Incidents environnementaux importants	0	0	0
Incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation	0	1	2
Total des incidents environnementaux ✓	0	1	2
Mesures d'application des lois environnementales ²²	0	2	1
Amendes pour des infractions environnementales (en milliers de dollars)	0	35	3
Déversements accidentels dans l'environnement²³			
Volume des déversements accidentels dans l'environnement importants (m ³)	0	246	6
Incidents liés à la biodiversité²⁴			
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	2023	2022	2021
Pratiques en milieu de travail			
Employés	1 257	1 222	1 282
Nombre d'employés à plein temps	1 173	1 150	1 181
Nombre d'employés à temps partiel	11	14	15
Nombre de collaborateurs externes	73	58	86
Nombre d'employés représentés par des syndicats indépendants (%) ²⁵	30	31	33
Taux de roulement volontaire des employés (%) ²⁶	5	9	8
Diversité			
Femmes dans l'effectif (% de tous les employés)	27	26	24
Femmes à des postes de haute direction (%)	26	30	38
Femmes au sein du conseil d'administration (%)	46	36	42
Santé et sécurité			
Mesures d'application des lois en matière de santé et de sécurité	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 ²⁷ ✓	1	0	3
Blessures avec soins médicaux sans arrêt de travail ²⁸ ✓	4	6	9
Blessures avec travail restreint sans arrêt de travail ²⁹ ✓	0	0	5
Total des blessures enregistrables parmi les employés et les employés d'entrepreneurs ✓	5	6	17
Heures d'exposition ³⁰	3 362 000	3 058 000	4 134 000
Taux de fréquence totale des accidents enregistrables parmi les employés et les employés d'entrepreneurs³¹ ✓	0,30	0,39	0,82
Relations avec les collectivités			
Investissements dans les collectivités (en millions de dollars) ³²	3,2	2,3	3,0

✓ Les données de 2023 ont été vérifiées à un niveau d'assurance limitée établi par Ernst & Young S.F.I./S.E.N.C.R.L.

Se reporter à la rubrique «Explication des notes» qui décrit en détail les notes du tableau précédent.

Rapprochement des indicateurs de performance 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

Rapprochement avec les normes de la GRI et du SASB

Audits de systèmes de gestion de l'environnement et de gestion de la santé et de la sécurité

Critères élaborés en interne

Audits de conformité en matière de santé et de sécurité

Critères élaborés en interne

Total des audits en matière d'environnement, de santé et de sécurité

Performance environnementale

Rapprochement avec les normes de la GRI et du SASB

Utilisation de ressources ou d'énergie

GRI 302-1

Combustion du charbon (tonnes)

GRI 302-1

Combustion de gaz naturel (GJ)

GRI 302-1

Combustion de diesel (L)

GRI 302-1

Consommation d'essence : véhicules (L)

GRI 302-1

Consommation de diesel : véhicules (L)

GRI 302-1

Consommation de propane : véhicules (L)

GRI 302-1

Électricité : exploitation des bâtiments (MWh)

GRI 302-1

Gaz naturel : exploitation des bâtiments (GJ)

GRI 302-1

Propane : exploitation des bâtiments (L)

GRI 302-1

Kérosène : exploitation des bâtiments (L)

GRI 302-1

Total de l'utilisation de ressources ou d'énergie (GJ)

GRI 302-1

Émissions de GES

Dioxyde de carbone (tonnes d'éq. CO₂)

SASB IF-EU-110a.1

Méthane (tonnes d'éq. CO₂)

SASB IF-EU-110a.1

Oxyde d'azote (tonnes d'éq. CO₂)

SASB IF-EU-110a.1

Hexafluorure de soufre (tonnes d'éq. CO₂)

SASB IF-EU-110a.1

Total des émissions de GES de portée 1 et de portée 2 (tonnes d'éq. CO₂)

Critères élaborés en interne

Intensité des émissions de GES (tonnes d'éq. CO₂/MWh)

GRI 305-4

Émissions de portée 1 (tonnes d'éq. CO₂)

SASB IF-EU-110a.1

Émissions de portée 1 (% du total des émissions de GES)

SASB IF-EU-110a.1

Émissions de portée 1 déclarées aux organismes de réglementation nationaux (%)

SASB IF-EU-110a.1

Émissions de portée 2 (tonnes d'éq. CO₂)

GRI 305-2

Émissions de portée 2 (% du total des émissions de GES)

GRI 305-2

Total des émissions de GES évitées (tonnes d'éq. CO₂)

Critères élaborés en interne

Émissions atmosphériques

Total des émissions de dioxyde de soufre (tonnes)

SASB IF-EU-120a.1

Intensité des émissions de dioxyde de soufre (kg/MWh)

Critères élaborés en interne

Total des émissions d'oxyde d'azote (tonnes)

SASB IF-EU-120a.1

Intensité des émissions d'oxyde d'azote (kg/MWh)

Critères élaborés en interne

Total des émissions de particules fines (tonnes)

SASB IF-EU-120a.1

Intensité des émissions de particules fines (kg/MWh)

Critères élaborés en interne

Performance environnementale (suite)**Rapprochement avec les normes de la GRI et du SASB****Total des émissions de mercure (kilogrammes)**

SASB IF-EU-120a.1

Intensité des émissions de mercure (mg/MWh)

Critères élaborés en interne

Gestion de l'eau*Prélèvement d'eau – services des eaux / municipalités / clients (en millions de 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 interne

Consommation d'eau (en millions de m³)

SASB IF-EU-140a.1

Intensité de consommation d'eau (m³/MWh)

Critères élaborés en interne

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 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 acheminé 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

Performance environnementale (suite)**Rapprochement avec les normes de la GRI et du SASB****Utilisation et remise en état des terrains**

Terrains utilisés dans des activités minières – perturbés (hectares cumulés)

Critères élaborés en interne

Terrains utilisés dans des activités minières – remis en état (hectares cumulés)

Critères élaborés en interne

**Remise en état de terrains utilisés dans des activités minières
(% de terrains perturbés)**

Critères élaborés en interne

Terrains utilisés dans des activités minières : terrains perturbés moins terrains remis en état (hectares)

Critères élaborés en interne

Terrains utilisés par des centrales, des bureaux et du matériel (hectares)

Critères élaborés en interne

Total des terrains utilisés (hectares cumulés)

Critères élaborés en interne

Incidents environnementaux

Incidents environnementaux importants

Critères élaborés en interne

Incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation

GRI 307-1

Total des incidents environnementaux

Critères élaborés en interne

Mesures d'application des lois environnementales

GRI 307-1

Amendes pour des infractions environnementales (en milliers de dollars)

GRI 307-1

Déversements accidentels dans l'environnementVolume des déversements accidentels importants (m³)

GRI 306-3

Incidents liés à la biodiversité

Gravement menacés d'extinction

Critères élaborés en interne

Menacés d'extinction

Critères élaborés en interne

Vulnérables

Critères élaborés en interne

Quasi menacés

Critères élaborés en interne

Total des incidents liés à la biodiversité

Critères élaborés en interne

Performance sociale**Rapprochement avec les normes de la GRI et du SASB****Pratiques en milieu de travail**

Employés

GRI 102-7

Nombre d'employés à plein temps

Critères élaborés en interne

Nombre d'employés à temps partiel

Critères élaborés en interne

Nombre de collaborateurs externes

Critères élaborés en interne

Nombre d'employés représentés par des syndicats indépendants (%)

GRI 102-41

Taux de roulement volontaire des employés (%)

GRI 401-1

Diversité

Femmes dans l'effectif (% de tous les employés)

GRI 405-1

Femmes à des postes de haute direction (%)

GRI 405-1

Femmes au sein du conseil d'administration (%)

GRI 405-1

Santé et sécurité

Mesures d'application des lois en matière de santé et de sécurité	Critères élaborés en interne
Amendes pour des infractions en matière de santé et de sécurité (en milliers de dollars)	Critères élaborés en interne
Décès parmi les employés et les employés d'entrepreneurs	SASB IF-EU-320a.1
Blessures avec arrêt de travail	SASB IF-EU-320a.1
Blessures avec soins médicaux sans arrêt de travail	SASB IF-EU-320a.1
Blessures avec travail restreint sans arrêt de travail	SASB IF-EU-320a.1
Total des blessures parmi les employés et les employés d'entrepreneurs	SASB IF-EU-320a.1
Heures d'exposition	SASB IF-EU-320a.1
Taux de fréquence totale des accidents enregistrables parmi les employés et les employés d'entrepreneurs	SASB IF-EU-320a.1

Relations avec les collectivités

Investissements dans les collectivités (en millions de dollars)	GRI 203-1

Explication des notes

TransAlta s'efforce d'améliorer la précision et la portée de l'information relative à la performance 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. 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.
2. Les audits de conformité en matière de santé et de sécurité sont réalisés afin de vérifier la conformité aux normes et procédures internes de santé et de sécurité et aux exigences réglementaires définies en matière de santé et de sécurité au travail.
3. Nous avons mis à jour certains de nos chiffres des années antérieures à la suite d'un examen des données et d'une révision de notre méthode d'arrondissement. Les révisions de données dont l'ampleur est importante sont analysées ci-dessous. Les chiffres des années antérieures relatifs à la performance environnementale ont été arrondis selon la méthode suivante : i) toutes les données environnementales 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.
5. Les émissions de GES 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 GES : norme de comptabilisation et de déclaration destinée à l'entreprise (plus particulièrement la méthodologie «Définition des limites organisationnelles : contrôle opérationnel»). Selon cette méthodologie, TransAlta signale la totalité des émissions de GES provenant des 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, INRP) 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 1990-2019, les tableaux récapitulatifs eGRID 2019 de l'EPA des États-Unis et la Measurement Determination du NGERS de l'Australie. Une estimation de nos émissions de portée 3 se trouve dans notre rapport de gestion de 2023.

6. Le total des émissions de GES ou des émissions d'équivalent CO₂ regroupe les gaz applicables, qui comprennent les émissions de dioxyde de carbone, de méthane, d'oxyde d'azote et d'hexafluorure de soufre (SF₆). Par conséquent, la somme des émissions de portée 1 et de portée 2 équivalra aux émissions d'équivalent CO₂ brutes ou aux émissions de GES brutes.
7. L'intensité des émissions de GES est calculée en divisant les émissions opérationnelles totales par 100 % de la production (MWh) provenant des centrales exploitées, sans égard à la participation financière. En 2022, nous avons mis en œuvre une approche différente pour calculer la production totale, qui inclut la production de vapeur. Par conséquent, l'intensité des émissions de GES de 2021 a été révisée pour inclure la production de vapeur.

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 atmosphériques qui s'appliquent aux activités de TransAlta sont composées de NO_x, de SO₂, de particules fines (PM2.5 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 PM2.5 et PM10. L'intensité des émissions atmosphériques est calculée en divisant les émissions opérationnelles totales par 100 % de la production (MWh) provenant des centrales exploitées, sans égard à la participation financière. En 2022, nous avons mis en œuvre une approche différente pour calculer la production totale, qui inclut la production de vapeur. Par conséquent, l'intensité des émissions atmosphériques de 2021 a été révisée pour inclure la production de vapeur.
10. Les émissions de mercure ont été retraitées pour l'exercice 2022 en raison d'erreurs de conversion.
11. 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.
12. 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. En 2022, nous avons mis en œuvre une approche différente pour calculer la production totale, qui inclut la production de vapeur. Par conséquent, l'intensité de consommation d'eau de 2021 a été révisée pour inclure la production de vapeur.
13. Les déchets non dangereux détournés de l'élimination 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 recyclés ou réutilisés. 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 des déchets non dangereux détournés de l'élimination est présentée en tonnes métriques.
14. 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.
15. 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 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 les estimations techniques ou la connaissance des processus, et utilisons plusieurs méthodes de calcul, notamment la mesure directe de la quantité sur le site. La mesure unitaire des déchets dangereux est présentée en tonnes métriques.
16. Les déchets non dangereux envoyés à la décharge 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 éliminés. 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 les estimations techniques ou la connaissance des

processus. La mesure unitaire des déchets non dangereux détournés de l'élimination est présentée en tonnes métriques.

17. 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 2023, 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.
18. Élimination de cendres : bassins renvoie aux cendres volantes et aux cendres résiduelles issues de la production au charbon à la centrale de Keephills, qui sont traitées puis transportées vers des bassins en vue de leur élimination. En 2023, 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.
19. Les déchets dangereux peuvent être nuisibles à l'homme, aux végétaux, aux animaux et à l'environnement, à court et à long terme, et TransAlta est tenue, dans tous ses territoires d'exploitation, de suivre des procédures appropriées pour la mise en décharge et le recyclage de ces matières. Nous mesurons et déclarons le poids total de tous les types de déchets produits et utilisons plusieurs méthodes de calcul, notamment la mesure directe de la quantité sur le site, par les transporteurs au point d'expédition ou de chargement (conformément aux documents d'expédition), par l'entrepreneur chargé de l'élimination des déchets au point d'élimination des déchets ou par les transporteurs, au point d'expédition ou de chargement, et utilisons plusieurs méthodes de calcul, notamment la mesure directe de la quantité sur le site et les estimations techniques ou la connaissance des processus. La mesure unitaire des déchets dangereux est présentée en tonnes métriques.
20. 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.

21. Les incidents environnementaux sont séparés en deux catégories : les incidents environnementaux importants (définis en interne) et les incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation (en lien avec la norme GRI 307-1). Nous définissons les incidents environnementaux importants comme 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.
22. 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.
23. Les déversements se produisent généralement dans des zones à faible impact environnemental et sont presque toujours contenus et pleinement récupérés. Il est extrêmement rare que nous soyons confrontés à des déversements importants, qui auraient un impact négatif sur l'environnement et la Société.
24. Les incidents liés à la biodiversité s'entendent du nombre total d'incidents liés à la biodiversité qui ont eu 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.

- 25.** En 2023, TransAlta comptait environ 374 employés syndiqués qui travaillent principalement dans ses unités opérationnelles.
- 26.** 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. 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.
- 27.** 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.
- 28.** Les blessures avec soins médicaux sont des blessures qui ont requis des soins médicaux plus sérieux que des premiers soins.
- 29.** 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.
- 30.** Les heures d'exposition sont les heures totales travaillées par tous les employés de TransAlta et tous les employés de ses entrepreneurs et comprennent les employés à plein temps, à temps partiel, directs, contractuels, cadres, travailleurs, salariés, rémunérés à l'heure et saisonniers sur tous les sites, mais excluent les entrepreneurs principaux. Les heures d'exposition ont été arrondies au millier près.
- 31.** 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.
- 32.** Totaux cumulatifs des dons et commandites dans l'année civile considérée. Le montant de ces investissements ne comprend pas les dons de nos employés.

Rapport d'assurance du professionnel en exercice indépendant

À la direction de TransAlta Corporation

Portée

Nos services ont été retenus par TransAlta Corporation (la «Société» ou «TransAlta») pour la mise en œuvre d'une «mission d'assurance limitée», telle que définie par les Normes internationales de missions d'assurance, ci-après la mission, pour faire un rapport sur les indicateurs de performance de TransAlta présentés dans l'annexe ci-jointe (les «éléments considérés») pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, que contient le rapport intégré annuel de TransAlta de 2023 (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, 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 et la communication de l'information sur les éléments considérés dans le rapport.

Nous avons également mis en œuvre d'autres procédures que nous avons jugées nécessaires dans les circonstances.

Limites inhérentes

Le processus de quantification des 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 l'exercice clos le 31 décembre 2023 n'ont pas été préparés, dans tous leurs aspects significatifs, conformément aux critères.

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

Comptables professionnels agréés

Le 22 février 2024

Calgary, Canada

Annexe

Notre mission d'assurance limitée a porté sur les éléments considérés suivants pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 :

Indicateur de performance	Critères	Valeur présentée ¹	Unité de mesure
Émissions de GES			
Émissions de portée 1	SASB IF-EU-110a.1	10 871 000	Tonnes d'éq. CO ₂
Émissions de portée 2	GRI 305-2	37 000	Tonnes d'éq. CO ₂
Intensité des émissions de GES	GRI 305-4	0,41	Tonne d'éq. CO ₂ /MWh
Émissions atmosphériques			
Total des émissions de dioxyde de soufre	SASB IF-EU-120a.1	1 100	Tonnes
Intensité des émissions de dioxyde de soufre	Critères élaborés en interne ²	0,04	kg/MWh
Total des émissions d'oxyde d'azote	SASB IF-EU-120a.1	11 000	Tonnes
Intensité des émissions d'oxyde d'azote	Critères élaborés en interne ²	0,40	kg/MWh
Total des émissions de particules fines	SASB IF-EU-120a.1	460	Tonnes
Intensité des émissions de particules fines	Critères élaborés en interne ²	0,02	kg/MWh
Total des émissions de mercure	SASB IF-EU-120a.1	18	kg
Intensité des émissions de mercure	Critères élaborés en interne ²	0,67	mg/MWh
Gestion de l'eau			
Eau prélevée – toutes les sources	SASB IF-EU-140a.1	273	Millions de m ³
Eau déversée – toutes les sources	Critères élaborés en interne ²	239	Millions de m ³
Eau consommée	SASB IF-EU-140a.1	34	Millions de m ³
Intensité de la consommation d'eau	Critères élaborés en interne ²	1,25	m ³ /MWh
Gestion des déchets			
Total des déchets détournés de l'élimination	GRI 306-4	478 000	Tonnes
Total des déchets envoyés à l'élimination	GRI 306-5	1 300	Tonnes
Utilisation et remise en état des terrains			
Terrains utilisés dans des activités minières – perturbés	Critères élaborés en interne ²	12 600	Hectares cumulés
Terrains utilisés dans des activités minières – remis en état	Critères élaborés en interne ²	4 900	Hectares cumulés
Remise en état de terrains utilisés dans des activités minières	Critères élaborés en interne ²	39	% de terrains perturbés

Indicateur de performance	Critères	Valeur présentée ¹	Unité de mesure
Terrains utilisés dans des activités minières : terrains perturbés moins terrains remis en état	Critères élaborés en interne ²	7 600	Hectares
Terrains utilisés par des centrales, des bureaux et du matériel	Critères élaborés en interne ²	5 000	Hectares
Total des terrains utilisés	Critères élaborés en interne ²	12 700	Hectares cumulés

Incidents environnementaux

Total des incidents environnementaux	Critères élaborés en interne ²	0	Nombre

Santé et sécurité

Décès parmi les employés et les employés d'entrepreneurs	SASB IF-EU-320a.1 ³	0	Nombre
Blessures avec arrêt de travail	SASB IF-EU-320a.1 ³	1	Nombre
Blessures avec soins médicaux	SASB IF-EU-320a.1 ³	4	Nombre
Blessures avec travail restreint	SASB IF-EU-320a.1 ³	0	Nombre
Total des blessures enregistrables parmi les employés et les employés d'entrepreneurs	SASB IF-EU-320a.1 ³	5	Nombre
Taux de fréquence totale des accidents enregistrables parmi les employés et les employés d'entrepreneurs	SASB IF-EU-320a.1 ³	0,30	Taux

- 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 les notes de bas de page de la section «Indicateurs de performance en matière de développement durable» du rapport.
- 3) Parmi les critères inclus dans la norme du SASB IF-EU-320a.1³, le taux de fréquence des quasi-accidents est exclu de la portée de notre mission d'assurance limitée.

Information pour les actionnaires

Services spéciaux pour les actionnaires inscrits

Service	Description
Dépôt direct des dividendes	Dépôt automatique des dividendes dans votre compte bancaire
Consolidation des comptes	Élimination d'envois superflus et coûteux au moyen de la consolidation des comptes
Changement d'adresse et transfert d'actions	Envoi des relevés d'impôt et des dividendes sans les retards occasionnés par un changement d'adresse ou un transfert de propriété

Division et consolidation des actions

Date	Événements
8 mai 1980	Division
1 ^{er} février 1988	Division ¹
31 décembre 1992	Réorganisation – Les actions de TransAlta Utilities ont été échangées contre des actions de TransAlta Corporation ² à raison de 1 pour 1.

La valeur à la date d'évaluation des actions ordinaires détenues au 31 décembre 1971, ajustée compte tenu de la division des actions, est de 4,54 \$ l'action.

1) Le prix de base ajusté des actions détenues au 31 janvier 1988 a été réduit de 0,75 \$ l'action par suite de la division des actions le 1^{er} février 1988.

2) TransAlta Utilities Corporation est devenue une filiale en propriété exclusive de TransAlta Corporation par suite de cette réorganisation.

Déclaration de dividendes sur actions ordinaires

Les dividendes sont versés trimestriellement selon la décision du conseil d'administration. Les dividendes sur nos actions ordinaires sont versés au gré du conseil d'administration. Pour fixer le taux de versement et le niveau du dividende futur, le conseil d'administration tient compte de notre rendement financier, des résultats de nos activités d'exploitation, de nos flux de trésorerie et de nos besoins quant au financement de nos activités poursuivies et de notre croissance en fonction du remboursement de capital aux actionnaires. Le conseil d'administration continue de mettre l'accent sur l'obtention d'un résultat soutenu et sur la croissance des flux de trésorerie.

Dividendes déclarés sur actions ordinaires en 2023

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
1 ^{er} avril 2023	1 ^{er} mars 2023	28 février 2023	0,055 \$
1 ^{er} juillet 2023	1 ^{er} juin 2023	31 mai 2023	0,055 \$
1 ^{er} octobre 2023	1 ^{er} septembre 2023	31 août 2023	0,055 \$
1 ^{er} janvier 2024	1 ^{er} décembre 2023	30 novembre 2023	0,055 \$

Questions liées à la comptabilité ou à l'audit

TransAlta a adopté une procédure permettant aux employés, aux actionnaires ou à d'autres parties de transmettre de façon anonyme et confidentielle au comité d'audit, des finances et des risques du conseil d'administration des préoccupations ou plaintes se rapportant à la comptabilité ou à d'autres questions.

Ces questions peuvent être transmises au comité d'audit, 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 1,247 \$ par action pour la période allant du 30 septembre 2019, inclusivement, au 30 septembre 2024, exclusivement.

Dividendes déclarés sur actions privilégiées en 2023

Série A

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
31 mars 2023	1 ^{er} mars 2023	28 février 2023	0,17981 \$
30 juin 2023	1 ^{er} juin 2023	31 mai 2023	0,17981 \$
30 septembre 2023	1 ^{er} septembre 2023	31 août 2023	0,17981 \$
31 décembre 2023	1 ^{er} décembre 2023	30 novembre 2023	0,17981 \$
31 mars 2024	1 ^{er} mars 2024	28 février 2024	0,17981 \$

Série B

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
31 mars 2023	1 ^{er} mars 2023	28 février 2023	0,37991 \$
30 juin 2023	1 ^{er} juin 2023	31 mai 2023	0,41100 \$
30 septembre 2023	1 ^{er} septembre 2023	31 août 2023	0,41545 \$
31 décembre 2023	1 ^{er} décembre 2023	30 novembre 2023	0,45288 \$
31 mars 2024	1 ^{er} mars 2024	28 février 2024	0,43958 \$

Série C

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
31 mars 2023	1 ^{er} mars 2023	28 février 2023	0,36588 \$
30 juin 2023	1 ^{er} juin 2023	31 mai 2023	0,36588 \$
30 septembre 2023	1 ^{er} septembre 2023	31 août 2023	0,36588 \$
31 décembre 2023	1 ^{er} décembre 2023	30 novembre 2023	0,36588 \$
31 mars 2024	1 ^{er} mars 2024	28 février 2024	0,36588 \$

Série D

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
31 mars 2023	1 ^{er} mars 2023	28 février 2023	0,45578 \$
30 juin 2023	1 ^{er} juin 2023	31 mai 2023	0,47769 \$
30 septembre 2023	1 ^{er} septembre 2023	31 août 2023	0,48287 \$
31 décembre 2023	1 ^{er} décembre 2023	30 novembre 2023	0,52030 \$
31 mars 2024	1 ^{er} mars 2024	28 février 2024	0,50609 \$

Série E

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
31 mars 2023	1 ^{er} mars 2023	28 février 2023	0,43088 \$
30 juin 2023	1 ^{er} juin 2023	31 mai 2023	0,43088 \$
30 septembre 2023	1 ^{er} septembre 2023	31 août 2023	0,43088 \$
31 décembre 2023	1 ^{er} décembre 2023	30 novembre 2023	0,43088 \$
31 mars 2024	1 ^{er} mars 2024	28 février 2024	0,43088 \$

Série G

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
31 mars 2023	1 ^{er} mars 2023	28 février 2023	0,31175 \$
30 juin 2023	1 ^{er} juin 2023	31 mai 2023	0,31175 \$
30 septembre 2023	1 ^{er} septembre 2023	31 août 2023	0,31175 \$
31 décembre 2023	1 ^{er} décembre 2023	30 novembre 2023	0,31175 \$
31 mars 2024	1 ^{er} mars 2024	28 février 2024	0,31175 \$

Les dividendes sont versés le dernier jour du mois de mars, de juin, de septembre et de décembre. Lorsque la date de versement d'un dividende tombe une fin de semaine ou un jour férié, le versement est reporté au jour ouvrable suivant. Seuls les versements de dividendes qui ont été approuvés par le conseil d'administration sont indiqués dans ce tableau. Le conseil d'administration a également déclaré des dividendes sur les actions privilégiées de série I, qui sont détenues par un membre du groupe Brookfield Renewable Partners.

Droits de vote

Les porteurs d'actions ordinaires ont droit à un vote par action ordinaire détenue.

Assemblée annuelle

L'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires se tiendra en format virtuel uniquement à 11 h, heure normale des Rocheuses, le jeudi 25 avril 2024.

Agent des transferts

Société de fiducie Computershare du Canada
Suite 800, 324 – 8th Avenue SW
Calgary, Alberta T2P 2Z2

Téléphone

Amérique du Nord :
Sans frais : 1.800.564.6253
En dehors de l'Amérique du Nord :
514.982.7555

Télécopieur

Amérique du Nord :
Sans frais : 1.888.453.0330
En dehors de l'Amérique du Nord :
403.267.6529
Site Web :
www.investorcentre.com

Bourses

Bourse de Toronto (TSX)
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 – 1st Street 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 (\$)	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
TransAlta	100	51	79	81	62	105	112	165	145	134
S&P/TSX	100	89	104	111	98	117	119	145	132	143

Ce graphique compare un placement de 100 \$ dans TransAlta et dans l'indice composé S&P/TSX à la fin de 2014 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)	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Valeur marchande	10,52	4,91	7,43	7,45	5,59	9,28	9,67	14,05	12,11	11,02
Valeur comptable	8,52	8,52	8,92	8,28	7,16	7,14	5,13	2,37	0,62	2,16

Les données sont pour 2014 et les exercices subséquents.

Sources : FactSet et TransAlta.

Variation mensuelle du volume et du cours

2023	Janv.	Févr.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Juill.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
Volume (en millions)	11	14	14	11	12	12	12	13	14	24	18	14
Cours de clôture à la TSX (\$ par action)	12,92	11,06	11,82	12,08	13,08	12,40	13,45	12,97	11,83	10,15	11,04	11,02

Source : FactSet.

Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires

(%)	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
RCP	6,3	(1,2)	5,4	(10,0)	(15,8)	3,3	(30,3)	(116,6)	1,0	84,8

Source : TransAlta.

Loi sur la lutte contre le travail forcé et le travail des enfants dans les chaînes d'approvisionnement

Rapport annuel 2023

1. Introduction

Le présent rapport est produit conjointement par TransAlta Corporation et certaines de ses sociétés affiliées¹ (collectivement, la «Société», «TransAlta», «nous», «notre», ou «nos») pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (la «période de présentation de l'information financière») et 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 présent rapport constitue le premier rapport préparé par TransAlta en vertu de la nouvelle *Loi sur la lutte contre le travail forcé et le travail des enfants dans les chaînes d'approvisionnement* du Canada (la «loi canadienne sur l'esclavage moderne»). Nous déposons des rapports annuels similaires à l'égard des activités australiennes de TransAlta depuis 2020, conformément à la *Modern Slavery Act 2018*² de l'Australie.

2. Mesures visant à prévenir et à atténuer les risques de travail forcé et de travail des enfants

La Société a pris les mesures suivantes 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 :

- Nous avons mis sur pied un groupe de travail interne composé de représentants de la direction de TransAlta Corporation provenant de la gestion de la chaîne d'approvisionnement («GCA»), Affaires juridiques et développement durable afin d'examiner l'incidence de la législation canadienne sur l'esclavage moderne sur TransAlta et d'évaluer l'efficacité des mesures prises à ce jour pour répondre aux risques de l'esclavage moderne.
- Nous avons continué de cartographier les chaînes d'approvisionnement conformément à notre feuille de route pluriannuelle.
- Nous avons réalisé un sondage pour recueillir des renseignements environnementaux, sociaux et de gouvernance («ESG») auprès de notre réseau de fournisseurs nord-américains.
- Nous avons renforcé les modalités et conditions de nos contrats types avec les fournisseurs en rehaussant les

attentes et les exigences en matière de travail forcé dans les chaînes d'approvisionnement.

- Nous avons mis à jour les modalités du Code de conduite à l'intention des fournisseurs afin d'harmoniser certaines définitions et dispositions avec la législation canadienne sur l'esclavage moderne.
- Nous avons fourni une formation annuelle obligatoire sur le Code de conduite à tous les employés.
- Nous avons fait appel à des conseillers juridiques externes pour offrir de la formation sur la loi canadienne sur l'esclavage moderne à tous les employés participant à l'approvisionnement en biens et services.

Ces mesures ont été appliquées dans l'ensemble de la Société, sauf indication contraire. Les mesures susmentionnées sont décrites en détail dans le présent rapport.

3. Structure, activités et chaînes d'approvisionnement de TransAlta

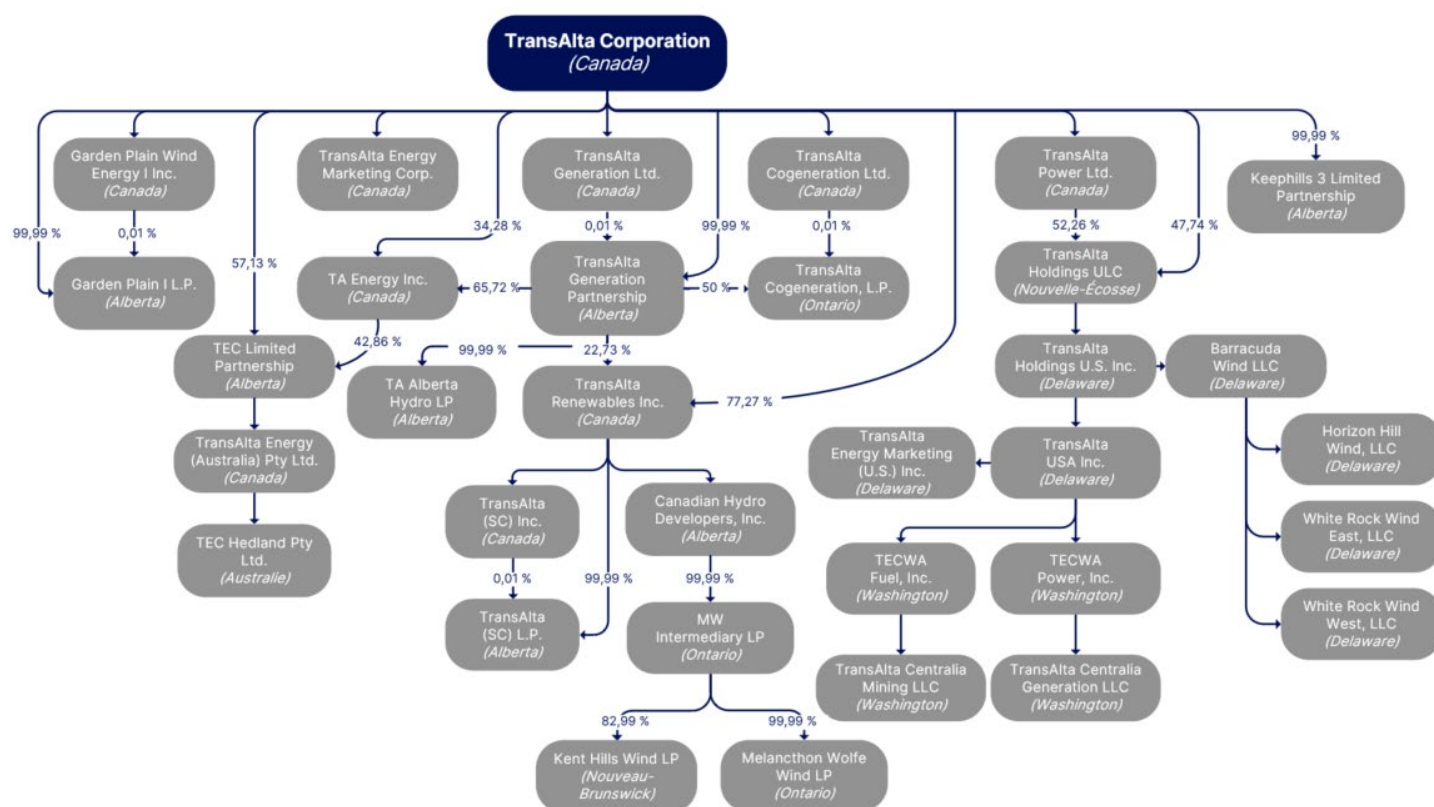
3.1 Aperçu de TransAlta

TransAlta et ses prédécesseurs participent au développement, à la production et à la vente d'énergie électrique depuis 1911. Nous sommes l'un des plus importants producteurs d'électricité cotés en Bourse 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 6 583 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.

TransAlta est constituée en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*. Nos actions ordinaires sont inscrites à la cote à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York. Nous avons des filiales en exploitation au Canada, aux États-Unis et en Australie.

Schéma n°1 - Structure organisationnelle simplifiée de TransAlta



3.2 Exploitation et activités de TransAlta

Les secteurs Hydroélectricité, Énergie éolienne et énergie solaire, Gaz et Transition énergétique de TransAlta sont chargés de l'exploitation et de l'entretien des centrales de production d'électricité de la Société au Canada, aux États-Unis et en Australie. Notre secteur Commercialisation de l'énergie est responsable de la commercialisation et de la planification de notre portefeuille d'actifs marchands en Amérique du Nord (sauf en Alberta) ainsi que de l'approvisionnement en gaz, du transport et du stockage pour notre portefeuille de centrales alimentées au gaz. Tous les secteurs sont soutenus par un secteur Siège social.

Voici une description des secteurs d'activité de TransAlta :

- Hydroélectricité** : Le secteur Hydroélectricité détient une participation nette d'environ 922 MW de capacité de production hydroélectrique détenue. Les 24 centrales de ce secteur sont situées en Alberta, en Colombie-Britannique et en Ontario.
- Énergie éolienne et énergie solaire** : Le secteur Énergie éolienne et énergie solaire détient une participation nette d'environ 1 878 MW de capacité de production électrique d'énergie éolienne et d'énergie solaire détenue, ainsi que du stockage par batteries, et comprend 29 centrales situées en Alberta, en Ontario, au Nouveau-Brunswick et au Québec, ainsi que dans

les États du Massachusetts, du Minnesota, du New Hampshire, de la Caroline du Nord, de la Pennsylvanie, de Washington et du Wyoming.

- Gaz** : Le secteur Gaz détient une participation nette d'environ 2 775 MW de capacité de production d'électricité alimentée au gaz détenue et comprend 17 centrales situées en Alberta, en Ontario, au Michigan et en Australie-Occidentale, dont un gazoduc situé en Australie-Occidentale.
- Transition énergétique** : Le secteur Transition énergétique détient une participation nette d'environ 671 MW de capacité de production d'électricité alimentée au charbon détenue. Ce secteur comprend une unité d'exploitation restante à Centralia, la centrale hydroélectrique Skookumchuck, l'unité de Centralia mise hors service, les unités thermiques d'Énergie thermique en Alberta mises hors service et la mine de Highvale ainsi que les activités de remise en état de la mine.
- Commercialisation de l'énergie** : Le secteur Commercialisation de l'énergie est responsable de la commercialisation de la production au moyen de contrats à court et à long terme, de l'obtention d'un approvisionnement en combustible rentable et fiable et de la maximisation des marges en optimisant les

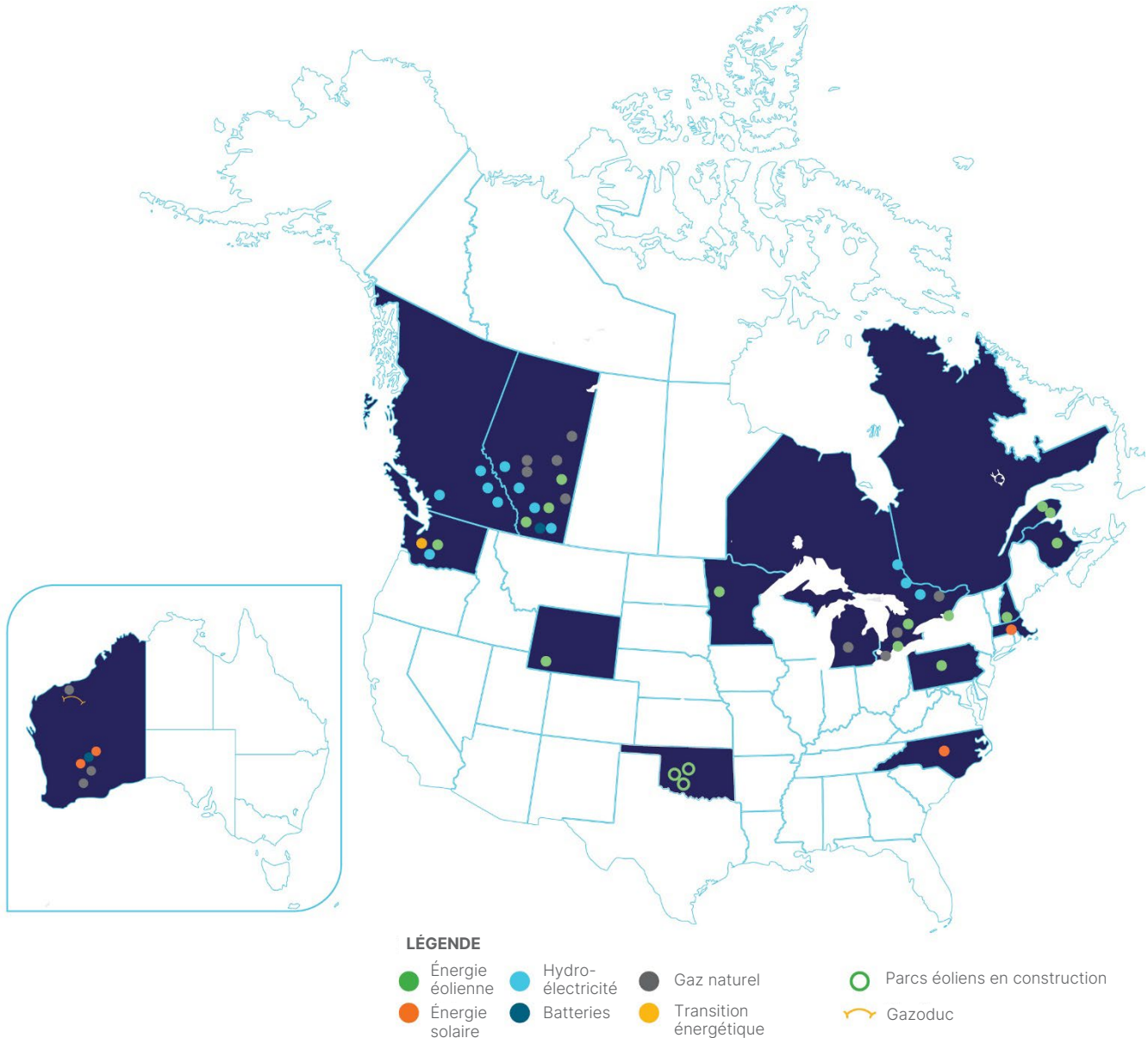
actifs à mesure que les conditions du marché changent. Notre secteur Commercialisation de l'énergie participe activement à la négociation d'électricité, de gaz naturel et de produits environnementaux sur plusieurs marchés.

6. Siège social : Le secteur Siège social soutient chacun des secteurs susmentionnés et comprend les fonctions centrales des finances, des affaires

juridiques, des ressources humaines, de l'administration, du développement commercial, des affaires externes et des relations avec les investisseurs de la Société.

Sur les 72 centrales détenues par TransAlta et ses filiales, 56 sont situées au Canada (78 %), 6 en Australie (8 %) et 10 aux États-Unis (14 %).

La carte suivante présente les activités de la Société au 31 décembre 2023.



3.3 Chaîne d'approvisionnement de TransAlta

Nous travaillons avec des fournisseurs en Amérique du Nord, en Australie, en Asie et en Europe, comme de grandes entreprises internationales figurant au palmarès Fortune 500 et de petites entreprises locales.

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. 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 2023 ont été affectées à l'approvisionnement en combustible, aux services professionnels, aux activités locales et aux services d'entretien, ainsi qu'à l'approvisionnement et aux activités locales des éoliennes au Canada et aux États-Unis.

Nous disposons d'une fonction centralisée de 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 de conduite à l'intention des fournisseurs.

4. Politiques et processus de diligence raisonnable de TransAlta en matière de travail forcé et de travail des enfants

TransAlta reconnaît que le travail forcé, la traite des personnes et le travail des enfants sont des enjeux cruciaux, et nous nous opposons fermement à cette 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. De plus, 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.

4.1 Politiques d'entreprise sur le travail forcé et le travail des enfants

Code de conduite de la Société (le «code de la Société»)

Notre code 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 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 de conduite. 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 2023, la totalité des employés a suivi cette formation et a reconnu et approuvé le code de conduite. 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.

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.

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 notre chaîne d'approvisionnement. La politique stipule que TransAlta s'assurera que ses politiques et pratiques en matière de personnel dans le cadre de ses activités partout dans le monde respectent 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.

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.

4.2 Processus de diligence raisonnable

Nous élaborons une feuille de route pluriannuelle pour nous aider à intégrer davantage d'autres considérations et possibilités ESG, y compris la promotion et la protection des droits de la personne, dans nos stratégies et programmes de GCA, notamment un contrôle préalable rigoureux, des questionnaires d'autoévaluation, des évaluations sur place et sur écran, et une surveillance continue du rendement.

Présélection et autoévaluation

Nous continuons de faire appel à des experts en la matière de tous les secteurs concernés de TransAlta, y compris le développement durable et les 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 notre chaîne d'approvisionnement et que les fournisseurs respectent les normes élevées énoncées dans le code à l'intention des fournisseurs.

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.

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.

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 Ouïghours*, 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.

5. Risques liés au travail forcé et au travail des enfants dans nos activités et nos chaînes d'approvisionnement

5.1 Dans les activités de TransAlta

Nous considérons que le risque de travail forcé dans le cadre de nos activités est faible pour les raisons suivantes :

- 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.

- TransAlta analyse tous les rôles en fonction de trois sondages différents sur la rémunération.
- Tous les membres du personnel ont la liberté d'adhérer à un syndicat ou à une autre association.

5.2 Dans les coentreprises de TransAlta

Nous sommes satisfaits des efforts déployés par les gestionnaires de nos filiales, soit Heartland Generation, Southern Power Company et Australian Gas Infrastructure Group, pour prévenir et atténuer le risque de travail forcé et de travail des enfants. Aucune préoccupation liée au travail forcé et au travail des enfants dans nos coentreprises n'a été soulevée au cours de la période de présentation de l'information financière, et nous croyons que nos coentreprises ont mis en œuvre des procédures suffisantes pour évaluer et gérer les risques liés au travail forcé et au travail des enfants dans leurs activités et leur chaîne d'approvisionnement.

5.3 Dans la chaîne d'approvisionnement de TransAlta

Pour TransAlta, notre chaîne d'approvisionnement, soit les organisations qui fournissent des biens ou des services à TransAlta, joue un rôle clé dans notre capacité à respecter nos engagements en matière de responsabilité sociale et à atteindre nos objectifs de développement durable. À cette fin, 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 notre chaîne 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 niveau³ 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.

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 niveau³.

6. Mesures prises pour évaluer et gérer les risques

6.1 Dans les activités de TransAlta

Comme il a été mentionné précédemment, TransAlta s'engage à favoriser un environnement de travail où tous les employés se sentent en sécurité et sont valorisés pour la diversité qu'ils apportent à la Société. TransAlta a un code de conduite exhaustif qui décrit les comportements qui sont attendus des personnes qui travaillent pour TransAlta. Chaque année, les employés doivent suivre la formation obligatoire sur le code de conduite et en confirmer 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.

6.2 Dans les chaînes d'approvisionnement de TransAlta

Dans le cadre de nos efforts pour prévenir et atténuer le risque de travail forcé dans nos chaînes d'approvisionnement, 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. Notre approche exhaustive commence par la cartographie des risques de notre bassin de fournisseurs, qui nous permet d'évaluer les fournisseurs essentiels, de les regrouper et de les prioriser, de révéler les vulnérabilités potentielles et d'évaluer les contrôles en place. Les facteurs que nous prenons en considération comprennent 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 des 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, comme les panneaux solaires, comme présentant un risque élevé et les transformateurs, comme présentant un risque moyen en raison de leur région d'origine de fabrication, à savoir la Chine. Nous prenons des mesures actives pour atténuer

ces risques identifiés. Tous les transformateurs et les panneaux solaires proviennent d'entreprises bien établies et reconnues pour leur engagement à l'égard du développement durable et du maintien de la transparence des chaînes d'approvisionnement. De plus, chacun de ces fournisseurs a convenu avec TransAlta, dans son contrat d'approvisionnement respectif, qu'il mettrait en œuvre des procédures de diligence raisonnable sur ses propres fournisseurs et qu'il ne fournirait à TransAlta aucun produit fabriqué au moyen du travail forcé ou du travail des enfants.

De plus, en partenariat avec ISNetwork («ISN»), une ressource mondiale pour mettre en relation des entreprises avec des entrepreneurs et des fournisseurs fiables en Amérique du Nord et en Australie, nous avons réalisé un sondage exhaustif en 2023 afin de recueillir des renseignements ESG auprès de notre réseau de fournisseurs nord-américains. Ce sondage portait sur un large éventail de sujets, y compris le travail forcé, le travail des enfants et la traite des personnes, et a fourni des renseignements précieux sur les pratiques d'approvisionnement de nos fournisseurs.

En outre, au cours de la période de présentation de l'information financière, nous avons renforcé nos modalités et conditions types en rehaussant les attentes et les exigences en matière de travail forcé dans les chaînes d'approvisionnement. Nous avons également mis à jour les modalités du code à l'intention des fournisseurs afin d'harmoniser certaines définitions et dispositions avec la législation canadienne sur l'esclavage moderne.

Ces développements stratégiques en matière d'approvisionnement s'harmonisent avec les politiques et les procédures de diligence raisonnable de TransAlta visant à prévenir et à atténuer le risque de travail forcé et de travail des enfants.

7. Approche de TransAlta en matière de travaux de restauration

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 aux personnes identifiées au sein de TransAlta ou par l'intermédiaire du service d'assistance en matière d'éthique professionnelle de la Société. À la réception d'un rapport, TransAlta procédera à un examen des faits, qui comprend souvent une enquête exhaustive. À la fin de l'enquête, nous nous efforçons de contrer rapidement les répercussions de toute irrégularité et d'établir un plan de mesures correctives en collaboration avec les personnes et les parties prenantes concernées. Notre politique de dénonciation interdit de punir quiconque dépose une plainte en matière d'éthique.

Notre code à l'intention des fournisseurs comprend également des renseignements sur la Ligne d'assistance en matière d'éthique que les fournisseurs peuvent utiliser pour exprimer

leurs préoccupations. Au cours de la période de présentation de l'information financière, TransAlta n'a reçu aucun signalement de cas réels ou soupçonnés de travail forcé ou de travail des enfants. Toutefois, s'il était établi que TransAlta est à l'origine d'une forme quelconque de travail forcé ou de travail des enfants ou y a contribué, nous chercherions à y remédier rapidement, en accordant la priorité à la sécurité et au bien-être de la ou des victimes, et mènerions une enquête afin d'établir un plan de mesures correctives en collaboration avec les personnes, les parties prenantes et les organismes de réglementation concernés.

Si nous détectons un problème de travail forcé ou de travail des enfants dans l'une ou l'autre des entreprises de nos fournisseurs, nous nous engageons à utiliser une approche multidimensionnelle pour répondre efficacement à la situation. Cette approche intègre un éventail de stratégies, qui consiste à recourir à des solutions contractuelles, en tirant parti de notre partenariat avec le fournisseur pour élaborer un plan de mesures correctives qui permettra de résoudre le problème de manière exhaustive, ou de mettre fin au contrat.

Dans le cadre de notre engagement à l'égard de pratiques commerciales responsables, l'engagement communautaire joue un rôle crucial dans nos efforts de restauration. Nous nous efforçons de collaborer avec les collectivités locales pour comprendre leurs besoins et préférences spécifiques, en alignant nos efforts de restauration sur leurs objectifs.

Reconnaissant l'importance de l'amélioration continue, nous comprenons qu'il est essentiel de surveiller et d'évaluer régulièrement l'incidence de nos mesures de restauration, ce qui nous aiderait à adapter et à améliorer nos stratégies au fil du temps, en veillant à ce qu'elles soient efficaces pour atténuer la perte de revenu pour les familles vulnérables.

En mettant en œuvre ces mesures, nous cherchons non seulement à résoudre les problèmes avec nos fournisseurs, mais également à contribuer à des efforts plus vastes visant à éradiquer le travail forcé et le travail des enfants, et à promouvoir des pratiques commerciales éthiques au sein de notre chaîne d'approvisionnement.

8. Formation des employés

Au cours de la période de présentation de l'information financière, des conseillers juridiques externes ont présenté à notre équipe juridique un exposé sur le contenu de la loi canadienne sur l'esclavage moderne afin de l'aider à mieux comprendre les exigences juridiques que la Société doit satisfaire et les différences entre les lois australienne et canadienne.

De plus, TransAlta a élaboré une formation obligatoire sur le travail forcé et le travail des enfants à l'intention des employés au cours de la période de présentation de l'information financière, qui devrait être offerte en 2024 à tous les employés participant à l'approvisionnement en biens et services pour lesquels le risque de travail forcé a été jugé moyen ou élevé, y compris l'équipe de GCA. Cette formation portera sur les

aspects essentiels de l'approvisionnement responsable et de la gestion des fournisseurs axée sur le développement durable, y compris la reconnaissance des comportements liés à la traite des personnes. Les participants se pencheront sur le concept de travail forcé, exploreront les traités internationaux et les définitions, et identifieront les indicateurs clés du travail forcé. De plus, elle offrira des renseignements sur les «zones sensibles» où le travail forcé est plus répandu, la loi en matière de déclaration, les interdictions commerciales, les interdictions de contrats gouvernementaux, le rôle de l'Ombudsman canadien de la responsabilité des entreprises dans le traitement des plaintes, des litiges et des risques liés à la réputation. Cette formation globale intégrera les applications pratiques des connaissances acquises et fournira aux employés de TransAlta les outils et la sensibilisation nécessaires pour favoriser des pratiques d'approvisionnement responsables.

9. 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 (le «conseil») de TransAlta Corporation. Il a délégué au comité de gouvernance, de sécurité et de développement durable du conseil d'administration 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.

Au cours de la période de présentation de l'information financière, nous avons mis sur pied un groupe de travail interne composé de représentants de la direction provenant du GCA, Affaires juridiques et développement durable afin d'examiner l'incidence de la loi canadienne sur l'esclavage moderne sur TransAlta et d'évaluer l'efficacité des mesures prises à ce jour pour répondre aux risques de l'esclavage moderne. Outre les modifications apportées à nos politiques et procédures actuelles décrites ci-dessus, le groupe de travail continue d'évaluer les possibilités de modifier son cadre actuel de gestion des risques liés à l'esclavage moderne.

En 2023, nous avons réalisé des progrès importants dans l'atteinte de nos objectifs, comme il est décrit ci-après.

1. Renforcement de la gestion des risques liés aux fournisseurs

Nous avons redoublé d'efforts pour prévenir le travail forcé et le travail des enfants dans nos chaînes d'approvisionnement en identifiant, en évaluant et en priorisant de façon proactive les fournisseurs essentiels, ainsi qu'en évaluant les vulnérabilités potentielles en fonction de facteurs comme l'emplacement, la complexité de la chaîne d'approvisionnement, les risques propres au secteur d'activité et les relations d'approvisionnement. Ce faisant, nous pouvons surveiller et atténuer en permanence les risques liés au travail forcé et au travail des enfants de façon plus efficace.

2. Collecte de données ESG provenant de notre réseau de fournisseurs

Nous nous sommes concentrés sur la collecte de données ESG auprès de notre réseau de fournisseurs, en mettant l'accent sur des questions comme le travail forcé et le travail des enfants, ce qui nous a permis d'obtenir des informations précieuses sur les pratiques d'approvisionnement de nos fournisseurs et entrepreneurs nous aidant à comprendre l'approvisionnement en amont de matières premières, d'équipement et de services.

3. Modalités et conditions

Nous avons renforcé nos modalités et conditions types pour rehausser les attentes et les exigences visant à répondre aux préoccupations liées au travail forcé et au travail des enfants. Cela incitera davantage les fournisseurs à respecter nos normes.

4. Formation des employés

Nous avons élaboré une formation complète et obligatoire sur le travail forcé à l'intention de tous les employés participant à l'approvisionnement en biens et services pour lesquels le risque de travail forcé et de travail des enfants a été jugé moyen ou élevé, y compris l'équipe de GCA.

En 2024, nous examinerons et analyserons plus en détail les données ESG de notre réseau de fournisseurs, à savoir :

1. Nous distribuerons un questionnaire obligatoire sur l'esclavage moderne à tous les nouveaux fournisseurs pour nous aider à recueillir des renseignements supplémentaires sur leurs politiques et leurs pratiques afin d'atténuer les risques d'esclavage moderne dans leur milieu de travail et leurs chaînes d'approvisionnement.
2. Pour les fournisseurs existants, nous publierons 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 l'esclavage. Ces activités seront réalisées dans toute la Société à l'échelle mondiale.

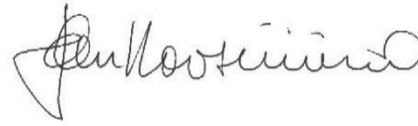
3. Nous continuerons de chercher activement à comprendre l'approvisionnement en amont des matières premières, du matériel et des services de nos principaux fournisseurs pour la croissance et les activités.
4. Nous établirons une base de données de gestion des fournisseurs pour consigner officiellement l'évaluation du risque d'esclavage moderne et l'engagement de nos fournisseurs à l'égard du code à l'intention des fournisseurs.

Ces améliorations renforceront davantage notre engagement à lutter contre le travail forcé et le 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.

10. Consultation et approbation

Le présent rapport a été approuvé conformément au sous-alinéa 11(4)b(ii) de la loi canadienne sur l'esclavage moderne par le conseil d'administration de TransAlta Corporation.

J'ai le pouvoir de lier TransAlta Corporation.



Nom complet : John H. Kousinioris
Titre : président et chef de la direction
Date : le 22 février 2024

Références :

- 1) TransAlta Generation Partnership, TransAlta Energy Marketing Corp., TransAlta Cogeneration L.P., Keephills 3 Limited Partnership, TransAlta (SC) L.P., Melancthon Wolfe Wind L.P., TA Alberta Hydro L.P., Garden Plain I L.P. TransAlta Generation Partnership, TransAlta Energy Marketing Corp., TransAlta Cogeneration L.P., Keephills 3 Limited Partnership, TransAlta (SC) L.P., Melancthon Wolfe Wind L.P., TA Alberta Hydro L.P., Garden Plain I L.P.
- 2) La déclaration sur l'esclavage moderne de l'Australie peut être consultée en ligne à l'adresse <https://modernslaveryregister.gov.au/statements/13769/>.
- 3) Niveau Un : fournisseur proposant des biens ou des services directement à l'entité d'approvisionnement. Il produit un livrable final.
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.

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

Todd Stack

Vice-président directeur, Finances et
chef des finances

Jane Fedoretz

Vice-présidente directrice, Ressources humaines, Culture et
chef de l'administration

Kerry O'Reilly Wilks

Vice-présidente directrice, Croissance et commercialisation
de l'énergie

Chris Fralick

Vice-président directeur, Production

Blain van Melle

Vice-président directeur, Relations commerciales et avec
les clients

Aron Willis

Vice-président directeur, Livraison et construction des
projets

David Little

Vice-président directeur, Croissance

Brent Ward

Vice-président directeur, Fusions et acquisitions, stratégie et
trésorier

Michelle Cameron

Vice-présidente et contrôleur de la Société

Scott Jeffers

Vice-président directeur par intérim, 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.

Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration

Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Alberta Electric System Operator («AESO»)

Alberta Electric System Operator; société indépendante d'exploitation du réseau et organisme de réglementation pour l'Alberta Interconnected Electric System.

AUC

Alberta Utilities Commission («AUC»).

Autres actifs hydroélectriques

Actifs hydroélectriques de la Société situés en Colombie-Britannique et en Ontario, ainsi que les actifs détenus par TransAlta Renewables, notamment les centrales de Taylor, de Belly River, de Waterton, de St. Mary, d'Upper Mamquam, de Pingston, de Bone Creek, d'Akolkolex, de Ragged Chute, de Misema, de Galetta, d'Appleton et de Moose Rapids.

Balancing Pool

Organisation créée en 1999 par le gouvernement de l'Alberta pour faciliter la transition du secteur de l'électricité albertain vers un cadre concurrentiel. Ses obligations et responsabilités actuelles sont régies par l'*Electric Utilities Act* (en vigueur depuis le 1^{er} juin 2003) et le Balancing Pool Regulation. Pour de plus amples renseignements, visitez le site www.balancingpool.ca.

Capacité

Capacité de charge continue nominale du matériel de production, exprimée en mégawatts.

Capacité marchande

Décrit les actifs qui ne sont pas visés par des contrats et qui sont exposés aux prix du marché.

Cas de force majeure

Type de clause exonérant une partie de sa responsabilité si un événement imprévu indépendant de la volonté de cette partie empêche celle-ci de s'acquitter de ses obligations en vertu du contrat.

Centralia

Secteur d'activité présenté auparavant comme le secteur Charbon aux États-Unis, renommé pour refléter son seul actif.

Chaudière

Appareil servant à générer de la vapeur aux fins de production d'énergie, de transformation ou de chauffage ou à produire de l'eau chaude aux fins de chauffage ou d'approvisionnement en eau chaude. La chaleur provenant d'une source de combustion externe est transmise à un fluide contenu dans la tuyauterie de l'enveloppe de la chaudière.

CIIF

Contrôle interne à l'égard de l'information financière.

Cogénération

Centrale qui produit de l'électricité et une autre forme d'énergie thermique utile (comme la chaleur ou la vapeur) utilisée à des fins industrielles et commerciales ainsi que de chauffage ou de refroidissement.

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.

CRE

Crédits de rendement en matière d'émissions.

Crédits d'énergie renouvelable («REC»)

Tous les droits, titres, participations et avantages se rapportant à un crédit, à un droit de réduction, à un droit de compensation, à un droit de polluer attribué, à un quota d'émissions, à une caractéristique renouvelable ou à d'autres droits exclusifs ou contractuels, qu'ils soient ou non négociables, qui découlent d'un déplacement ou d'une réduction réel ou présumé des émissions ou d'une autre caractéristique environnementale associées à la production de 1 MWh d'énergie électrique dans une centrale utilisant une technologie d'énergie renouvelable accréditée.

Disponibilité

Mesure du temps, exprimée en pourcentage des activités continues (24 heures sur 24, 365 jours par année) pendant laquelle une unité peut produire de l'électricité, peu importe si elle le fait réellement ou non.

Disponibilité ajustée

Ajustement de la disponibilité lorsque la conjoncture économique fait en sorte que des activités d'entretien courantes et d'envergure sont planifiées afin de réduire les dépenses au minimum. En contexte de prix élevés, les calendriers d'interruption établis seraient modifiés afin d'accélérer la remise en service de l'unité de production.

Énergie renouvelable

Énergie produite à l'aide de mécanismes terrestres renouvelables comme le vent, l'énergie géothermique, l'énergie solaire et la biomasse, qui peuvent se régénérer.

Énergie thermique en Alberta

Secteur d'activité présenté auparavant comme le secteur Charbon au Canada, renommé pour refléter la conversion actuelle des chaudières alimentées au charbon en chaudières alimentées au gaz. Ce secteur comprend les anciennes unités de production et les unités de production converties de nos centrales de Sundance et de Keephills, ainsi que la mine de Highvale.

Flux de trésorerie disponibles

Montant des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation (flux de trésorerie d'exploitation) moins les fonds que la Société utilise pour l'achat, l'amélioration ou l'entretien des actifs à long terme afin d'optimiser l'efficacité ou la capacité de la Société (dépenses d'investissement).

Fonds provenant des activités d'exploitation

Désignent les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement et sont ajustés en fonction de transactions et de montants qui, selon la Société, ne sont pas représentatifs des flux de trésorerie liés aux activités courantes.

Gaz à effet de serre («GES»)

Gaz ayant le potentiel de retenir la chaleur dans l'atmosphère, y compris la vapeur d'eau, le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde d'azote, les hydrofluorocarbones et les perfluorocarbones.

Gigajoule (GJ)

Unité métrique d'énergie couramment utilisée dans l'industrie de l'énergie. Un GJ est égal à 947 817 British Thermal Units («BTU»). Un GJ est également égal à 277,8 kilowattheures.

Gigawatt (GW)

Unité de puissance électrique équivalant à 1 000 mégawatts.

Gigawattheure (GWh)

Mesure de consommation d'électricité qui correspond à l'utilisation de 1 000 mégawatts d'électricité pendant une heure.

Global Reporting Initiative («GRI»)

Normes de développement durable les plus largement utilisées dans le monde. Organisation internationale indépendante qui aide les entreprises et autres organisations à assumer la responsabilité de leurs impacts, en leur proposant un langage commun mondial pour communiquer ces impacts.

Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques («GIFCC»)

Créé pour recueillir de l'information cohérente, utile à la prise de décision et prospective sur les incidences financières importantes sur les risques et possibilités liés au climat, y compris de l'information sur la transition mondiale vers une économie à faibles émissions de carbone. Information adoptée par toutes les organisations ayant une dette publique ou des capitaux propres dans les pays du G20 pour être utilisée dans les principaux documents financiers.

IFRS

Normes internationales d'information financière.

Interruption non planifiée

Arrêt d'une unité de production en raison d'une panne imprévue.

Interruption planifiée

Arrêt planifié périodique d'une unité de production aux fins de travaux d'entretien d'envergure et de réparations. La durée, habituellement calculée en semaines, est établie à compter de l'arrêt de la centrale jusqu'à sa remise en service.

Marge électricité-combustible

Mesure de la marge brute, soit le prix de vente moins le coût du gaz naturel, par mégawatt.

Mégawatt (MW)

Unité de puissance électrique équivalant à 1 000 000 de watts.

Mégawattheure (MWh)

Mesure de la consommation d'électricité qui correspond à l'utilisation de 1 000 000 de watts pendant une heure.

Normes de rendement à l'égard des émissions («NRE»)

Sous le gouvernement de l'Ontario, normes de rendement qui établissent des limites d'émissions de GES pour les installations visées.

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.

Révision générale

Arrêt planifié périodique d'une unité de production aux fins de travaux d'entretien d'envergure et de réparations. La durée, habituellement calculée en semaines, est établie à compter de l'arrêt de la centrale jusqu'à sa remise en service.

Services auxiliaires

En vertu de la loi intitulée *Electric Utilities Act*, les services auxiliaires sont les services nécessaires pour faire en sorte que le réseau électrique interconnecté soit exploité de manière à fournir un niveau de service satisfaisant grâce à des niveaux de tension et de fréquence acceptables.

Sustainability Accounting Standards Board («SASB»)

Met en relation les entreprises et les investisseurs sur les incidences financières du développement durable. Les normes du SASB définissent le sous-ensemble des questions ESG les plus pertinentes pour la performance financière dans chacun des 77 secteurs visés.

Systèmes de gestion de l'environnement

Ensemble de processus et de pratiques permettant à une organisation de réduire ses impacts sur l'environnement et d'accroître son efficacité opérationnelle.

Taux de fréquence totale des accidents enregistrables

Mesure assurant le suivi du nombre de blessures plus graves, ne tenant pas compte des premiers soins mineurs par rapport aux heures d'exposition travaillées.

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.