

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	RG55	Flux de trésorerie
RG4	Description des activités	RG57	Dépenses d'investissement
RG6	Faits saillants	RG58	Croissance
RG8	Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture	RG60	Autre analyse consolidée
RG10	Rendement d'exploitation et financier	RG60	Instruments financiers
RG22	Perspectives pour 2025	RG61	Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires
RG22	Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels	RG74	Principales méthodes comptables et estimations comptables critiques
RG37	Rendement par secteur et informations géographiques complémentaires	RG75	Modifications comptables
RG39	Optimisation du portefeuille de centrales en Alberta	RG75	Gouvernance et gestion du risque
RG45	Principales informations trimestrielles	RG76	Nouveautés en matière de réglementation
RG48	Situation financière	RG79	Contrôles et procédures de communication de l'information
RG51	Capital financier	RG80	Glossaire des termes clés

Le présent rapport de gestion doit être lu avec nos états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités aux 30 septembre 2025 et 2024 et pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes à ces dates, ainsi qu'avec les états financiers consolidés annuels audités et le rapport de gestion annuel («rapport de gestion annuel de 2024») contenus dans notre rapport intégré de 2024. Dans le présent rapport de gestion, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», «nos», la «Société» et «TransAlta» désignent TransAlta Corporation et ses filiales. Les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités 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 30 septembre 2025. 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 5 novembre 2025. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta, y compris la notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, se trouvent sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca, sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov et sur notre site Web à l'adresse www.transalta.com. L'information que contient directement ou par hyperlien le site Internet de la Société n'est pas intégrée par renvoi dans le présent rapport de gestion.

Énoncés prospectifs

Le présent rapport de gestion comprend de l'«information prospective», au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables au Canada, et des «énoncés prospectifs», au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables aux États-Unis, y compris la *Private Securities Litigation Reform Act of 1995* (collectivement désignés aux présentes par les «énoncés prospectifs»).

Les énoncés prospectifs ne présentent pas des faits, mais seulement des prédictions et peuvent généralement être reconnus par l'emploi d'énoncés comprenant des termes tels que «pouvoir», «pourrait», «croire», «s'attendre à», «prévoir», «avoir l'intention de», «planifier», «projeter», «estimer», «éventuel», «permettre», «continuer de» ou d'autres termes comparables. Ces énoncés ne sont pas des garanties de notre rendement, d'événements ou de nos résultats futurs et sont assujettis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui peuvent faire en sorte que notre rendement, les événements ou nos résultats réels diffèrent de manière importante de ceux énoncés dans les énoncés prospectifs.

En particulier, le présent rapport de gestion renferme des énoncés prospectifs, y compris, sans toutefois s'y limiter, des énoncés ayant trait aux aspects suivants :

- les objectifs stratégiques de la Société et la probabilité que la mise en œuvre de la stratégie de la Société dégage de la valeur pour les actionnaires;
- notre stratégie d'affectation du capital et de financement;
- nos perspectives pour 2025;
- notre rendement financier et opérationnel, y compris notre position de couverture;
- l'optimisation et la diversification de nos actifs de production;
- la capacité de plus en plus visée par des contrats de notre portefeuille;
- les attentes concernant les stratégies de croissance et d'expansion;
- les attentes concernant les transactions en cours et futures, y compris les dessaisissements de nos centrales de Poplar Hill et de Rainbow Lake;
- les coûts et échéanciers attendus des projets prévus;
- les processus réglementaires attendus et les résultats connexes, y compris en ce qui a trait au marché de l'énergie restructuré de l'Alberta;
- le secteur de la production d'électricité et l'offre et la demande d'électricité;
- le caractère cyclique de nos activités;
- l'issue attendue de poursuites judiciaires;
- l'incidence prévue de futures modifications fiscales et comptables;
- les prévisions relatives aux conditions du secteur et du marché et à la conjoncture économique.

Les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport de gestion se fondent sur de nombreuses hypothèses, y compris, mais sans s'y limiter, les hypothèses suivantes :

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

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

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

- les fluctuations des prix de l'électricité;
- l'évolution de l'offre et de la demande d'électricité;
- notre capacité à conclure des contrats pour notre production d'électricité à des prix permettant de dégager les rendements attendus;
- notre capacité à remplacer les contrats lorsqu'ils arrivent à échéance;
- les risques liés aux projets de mise en valeur et aux acquisitions;
- l'incapacité de conclure les acquisitions ou les dessaisissements, ou de les conclure selon les modalités déterminées;
- la difficulté à mobiliser des fonds à l'avenir selon des modalités raisonnables, ou tout simplement d'en mobiliser;

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

- le risque lié au secteur et la concurrence;
- le risque de crédit de contrepartie;
- le caractère inadéquat ou la non-disponibilité des garanties d'assurance;
- l'augmentation des impôts sur le résultat de la Société et tout risque de nouvelle cotisation;
- les litiges et procédures fondés sur la loi, la réglementation ou un contrat auxquels la Société est partie;
- la dépendance à l'égard du personnel clé;
- les questions de relations de travail.

Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion et à la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Les lecteurs sont priés d'examiner attentivement ces facteurs dans leur évaluation des énoncés prospectifs puisqu'ils reflètent les attentes de la Société uniquement en date des présentes et de ne pas s'y fier indûment. Les énoncés prospectifs compris dans le présent rapport de gestion ne sont formulés qu'à la date de celui-ci. Sauf dans la mesure où les lois applicables l'exigent, nous déclinons toute obligation de les mettre à jour publiquement à la lumière de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou autrement. Les perspectives financières contenues aux présentes visent à renseigner les lecteurs sur les attentes et les plans actuels de la direction, et les lecteurs sont mis en garde que de telles informations pourraient ne pas convenir à d'autres fins. Compte tenu de ces risques, de ces incertitudes et de ces hypothèses, les énoncés prospectifs pourraient avoir une portée différente ou survenir à un autre moment que celui que nous avons indiqué, ou pourraient ne pas se produire du tout. Rien ne garantit que les résultats et événements projetés se matérialiseront.

Description des activités

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

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

Portefeuille d'actifs

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

Nos secteurs Hydroélectricité, Énergie éolienne et énergie solaire, Gaz et Transition énergétique sont responsables de

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

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

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

Le tableau suivant présente la propriété consolidée par secteur de nos centrales dans les régions où nous exerçons nos activités au 30 septembre 2025 :

	Hydroélectricité		Énergie éolienne et énergie solaire		Gaz		Transition énergétique		Total	
	Capacité installée brute (MW)	Nombre de centrales	Capacité installée brute (MW) ¹	Nombre de centrales	Capacité installée brute (MW) ^{1,2}	Nombre de centrales ²	Capacité installée brute (MW)	Nombre de centrales ³	Capacité installée brute (MW)	Nombre de centrales
Au 30 septembre 2025										
Alberta	834	17	764	14	3 650	15	—	—	5 248	46
Canada, sans l'Alberta	88	7	751	9	705	4	—	—	1 544	20
États-Unis	—	—	1 024	10	29	1	671	2	1 724	13
Australie-Occidentale	—	—	48	3	450	6	—	—	498	9
Total	922	24	2 587	36	4 834	26	671	2	9 014	88

1) La capacité installée brute pour la présentation de l'information financière consolidée est fonction de la quote-part de la participation détenue dans une centrale.

2) Exclut la capacité installée brute attribuable aux dessaisissements exigés.

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

Capacité visée par des contrats

Le tableau suivant présente la capacité visée par des contrats par secteur en MW et en pourcentage de la capacité installée brute totale de nos centrales dans les régions où nous exerçons nos activités au 30 septembre 2025 :

Au 30 septembre 2025	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz ¹	Transition énergétique	Total
Alberta	—	336	887	—	1 223
Canada, sans l'Alberta	88	751	705	—	1 544
États-Unis	—	1 024	29	301	1 354
Australie-Occidentale	—	48	450	—	498
Capacité totale visée par des contrats (MW)	88	2 159	2 071	301	4 619
Capacité visée par des contrats en pourcentage de la capacité totale (%)	10	83	43	45	51

1) Les chiffres ne tiennent pas compte de la capacité visée par des contrats des dessaisissements exigés.

Environ 51 % de notre capacité installée totale est visée par des contrats conclus avec des contreparties solvables.

Le tableau suivant présente la durée de vie contractuelle moyenne pondérée de notre capacité visée par des contrats par secteur dans les régions où nous exerçons nos activités au 30 septembre 2025 :

Au 30 septembre 2025	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz ¹	Transition énergétique	Total
Alberta	—	16	9	—	11
Canada, sans l'Alberta	14	8	6	—	8
États-Unis	—	12	—	0,3	9
Australie-Occidentale	—	13	13	—	13
Total de la durée de vie contractuelle moyenne pondérée (en années)	14	11	9	0,3	9

1) Ne tient pas compte de la capacité visée par des contrats des dessaisissements exigés.

Faits saillants

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2025	2024	2025	2024
Informations opérationnelles¹				
Disponibilité (%)	92,7	94,5	93,1	92,5
Production (GWh)	6 151	5 712	17 796	16 612
Principales informations financières¹				
Produits des activités ordinaires	615	638	1 806	2 167
BAIIA ajusté ²	238	315	857	973
Résultat avant impôts sur le résultat ajusté ²	17	102	167	358
Résultat avant impôts sur le résultat	(53)	9	(99)	370
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté ²	(8)	35	76	233
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(62)	(36)	(128)	242
Flux de trésorerie¹				
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	251	229	415	581
Fonds provenant des activités d'exploitation ²	156	191	587	681
Flux de trésorerie disponibles ²	105	131	421	529
Par action¹				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation	297	296	297	303
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté ^{2, 3}	(0,02)	0,12	0,26	0,77
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,20)	(0,12)	(0,43)	0,80
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,065	0,060	0,130	0,120
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation par action ⁴	0,85	0,77	1,40	1,92
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ^{2, 3}	0,53	0,65	1,98	2,25
Flux de trésorerie disponibles par action ^{2, 3}	0,35	0,44	1,42	1,75

1) Le 4 décembre 2024, la Société a conclu l'acquisition de Heartland Generation, qui a ajouté 1 747 MW à la capacité installée brute, à l'exclusion des centrales de Poplar Hill et de Rainbow Lake (collectivement, les «dessaisissements exigés»). Se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion. Les états financiers publiés selon les IFRS tiennent compte des résultats attribuables aux dessaisissements exigés jusqu'à la date de cession dans le cadre d'une entente par voie de consentement conclue avec le commissaire de la concurrence du Canada. Nos mesures non conformes aux IFRS et nos principaux indicateurs de performance opérationnels ne tiennent pas compte des résultats des dessaisissements exigés.

2) Ces mesures et ratios non conformes aux IFRS ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Nous sommes d'avis que 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 sur ces éléments. Se reporter également à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus d'information concernant ces mesures et ratios non conformes aux IFRS, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec les mesures établies selon les IFRS.

3) Le résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté, 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 financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus d'information sur ces mesures et ratios non conformes aux IFRS.

4) Constituent une mesure financière supplémentaire et correspondent aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour la période divisés par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Aux	30 sept. 2025	31 déc. 2024
Situation de trésorerie et sources de financement		
Liquidités disponibles ¹	1 553	1 616
Dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté (multiple) ^{2, 3}	3,9	3,6
Total de la dette nette consolidée ^{2, 4}	3 785	3 798
Actif et passif		
Total de l'actif	8 892	9 499
Total des passifs non courants ⁵	5 430	5 087
Total du passif	7 280	7 656

- 1) Les liquidités disponibles sont une mesure financière supplémentaire et correspondent à la somme du total de la capacité disponible sur les facilités de crédit consenties et les facilités à terme et de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, déduction faite du découvert bancaire et des montants prélevés sur les facilités à vue sans engagement.
- 2) Ces mesures et ratios non conformes aux IFRS ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Nous sommes d'avis que 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 sur ces éléments. Se reporter également à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus d'information concernant ces mesures et ratios non conformes aux IFRS, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec les mesures établies selon les IFRS.
- 3) Le ratio IFRS le plus directement comparable à la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté (multiple), qui correspond au total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives de 3 665 millions de dollars (3 808 millions de dollars au 31 décembre 2024), divisé par la perte avant impôts sur le résultat de 150 millions de dollars pour les quatre derniers trimestres (319 millions de dollars au 31 décembre 2024), est de (24) fois (12 fois au 31 décembre 2024). Se reporter à la rubrique «Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur la méthode de calcul.
- 4) La mesure IFRS la plus directement comparable au total de la dette nette consolidée est le total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives, qui correspond à 3 665 millions de dollars (3 808 millions de dollars au 31 décembre 2024). Se reporter au tableau de la rubrique «Capital financier» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur la composition du total de la dette nette consolidée.
- 5) Le total des passifs non courants correspond au total des passifs non courants comptabilisé dans les états de la situation financière consolidés présentés selon les IFRS.

Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture

Relève du chef de la direction

Le 6 novembre 2025, la Société a annoncé que John Kousiniotis, président et chef de la direction et administrateur de TransAlta, prévoit prendre sa retraite à compter du 30 avril 2026. Parallèlement à cette annonce, le conseil d'administration (le «conseil») a nommé Joel Hunter, vice-président directeur, Finances et chef des finances, au poste de président et chef de la direction pour succéder à M. Kousiniotis, et pour siéger au conseil, avec prise d'effet le 30 avril 2026. M. Kousiniotis a accepté d'agir en tant que conseiller stratégique auprès de M. Hunter et du conseil pendant une période de six mois suivant son départ à la retraite. Le nom du successeur du chef des finances de la Société sera annoncé au cours des prochains mois.

Contrat de service de transport lié à la demande

Après la clôture du trimestre, la Société a conclu des contrats de service de transport lié à la demande de 230 MW avec l'Alberta Electric System Operator («AESO»), ce qui représente la totalité des contrats octroyés à la Société dans le cadre de la phase 1 du programme d'intégration de charge importante de centres de données de l'AESO.

Conclusion des dessaisissements exigés

Le 1^{er} août 2025, la Société a conclu la vente de la totalité de sa participation dans la centrale de Poplar Hill de 48 MW, puis la vente de sa participation de 50 % dans la centrale de Rainbow Lake de 97 MW le 2 octobre 2025. Les deux dessaisissements étaient exigés par l'entente par voie de consentement conclue avec le Bureau de la concurrence du gouvernement fédéral dans le cadre de l'obtention de l'approbation réglementaire liée à l'acquisition de Heartland Generation. Energy Capital Partners a le droit de recevoir le produit de la vente des deux centrales, déduction faite de certains ajustements, après la conclusion des dessaisissements.

Prolongation de la facilité de crédit

Le 16 juillet 2025, la Société a conclu avec un syndicat de prêteurs des ententes visant à prolonger ses facilités de crédit consenties totalisant 2,1 milliards de dollars. Grâce à ces ententes révisées, la facilité consortiale a été réduite, passant de 1,95 milliard de dollars à 1,90 milliard de dollars, et son échéance a été prolongée du 30 juin 2028 au 30 juin 2029. Les échéances des facilités de crédit bilatérales de 240 millions de dollars ont été prolongées d'un an, soit jusqu'au 30 juin 2027.

Conclusion de nouveaux contrats visant des parcs éoliens en Ontario

Au cours du deuxième trimestre de 2025, la Société a conclu de nouveaux contrats visant ses parcs éoliens de Melancthon 1, de Melancthon 2 et de Wolfe Island en vertu du deuxième contrat d'approvisionnement en énergie à moyen terme de cinq ans («MT2e») de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario. Le MT2e remplacera les contrats d'approvisionnement en énergie actuels visant les trois parcs éoliens lorsqu'ils arriveront à échéance, prolongeant les dates des contrats jusqu'au 30 avril 2031 pour Melancthon 1 et jusqu'au 30 avril 2034 pour Melancthon 2 et Wolfe Island.

Placement de billets de premier rang

Le 24 mars 2025, la Société a émis des billets de premier rang d'un montant de 450 millions de dollars, à un taux d'intérêt nominal de 5,625 % par année et venant à échéance le 24 mars 2032. 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 versements d'intérêts sur les billets sont effectués semestriellement, soit le 24 mars et le 24 septembre, le premier versement ayant été fait le 24 septembre 2025.

Le 25 mars 2025, la Société a remboursé sa facilité d'emprunt à terme à taux variable de 400 millions de dollars avant la date d'échéance prévue du 7 septembre 2025 au moyen du produit du placement de billets de premier rang de 450 millions de dollars.

Nova Clean Energy, LLC

Au cours du premier trimestre de 2025, la Société a effectué un investissement stratégique dans Nova Clean Energy, LLC («Nova»), un promoteur de projets d'énergie renouvelable. L'investissement comprend un prêt à terme de 75 millions de dollars américains et une facilité de crédit renouvelable de 100 millions de dollars américains. Au 30 septembre 2025, un montant de 90 millions de dollars américains avait été emprunté par Nova aux termes des facilités de crédit. L'encours du principal aux termes de l'emprunt à terme et de la facilité renouvelable porte intérêt à un taux annuel de 7 %, l'intérêt étant payable trimestriellement. La facilité d'emprunt à terme et la facilité renouvelable ont une durée de respectivement six et cinq ans, sauf en cas de remboursement accéléré. L'emprunt à terme est convertible en une participation minoritaire en tout temps, avant l'échéance, au gré de la Société, et tout engagement

d'emprunt à terme non utilisé au moment de la conversion serait alors résilié. Cet investissement confère à la Société le droit exclusif d'acheter les projets de développement à un stade avancé de Nova dans l'ouest des États-Unis.

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

Le 1^{er} avril 2025, la Société a mis sous cocon l'unité 6 de la centrale de Sundance pour une période maximale de deux ans, selon la conjoncture du marché. TransAlta s'accorde une marge de manœuvre pour remettre en service l'unité mise sous cocon lorsque les données fondamentales du marché le permettront ou des possibilités de conclure des contrats seront garanties.

Déclaration de la hausse du dividende sur les actions ordinaires

Le 19 février 2025, le conseil d'administration de la Société a approuvé une augmentation annualisée de 0,02 \$ du dividende sur les actions ordinaires, soit une hausse de 8 %, et a déclaré un dividende de 0,065 \$ par action ordinaire payable le 1^{er} juillet 2025 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 1^{er} juin 2025. Le dividende trimestriel de 0,065 \$ par action ordinaire représente un dividende annualisé de 0,26 \$ par action ordinaire.

Le 22 octobre 2025, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,065 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} janvier 2026.

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

Le 27 mai 2025, la Société a annoncé avoir reçu l'approbation de la Bourse de Toronto visant le rachat d'au plus 14 millions d'actions ordinaires au cours de la période de 12 mois commencée le 31 mai 2025 et qui se terminera le 30 mai 2026.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, la Société a racheté et annulé un total de 1 932 800 actions ordinaires à un prix moyen de 12,42 \$ par action ordinaire, pour un coût total de 24 millions de dollars, y compris l'impôt.

Rendement d'exploitation et financier

Rendement d'exploitation

Disponibilité

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2025	2024	2025	2024
Hydroélectricité	82,9	94,3	91,1	92,3
Énergie éolienne et énergie solaire	94,3	93,7	94,3	93,8
Gaz	95,4	96,3	93,7	95,4
Transition énergétique	83,3	90,0	87,2	76,1
Disponibilité (%)	92,7	94,5	93,1	92,5

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

La disponibilité est touchée par les interruptions planifiées et non planifiées ainsi que les réductions de la capacité nominale. 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 pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 s'est établie à 92,7 %, comparativement à 94,5 % pour la période correspondante de 2024. La baisse de la disponibilité par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent s'explique principalement par :

- la hausse des interruptions planifiées à des fins d'entretien dans le secteur Hydroélectricité;
- l'augmentation des interruptions non planifiées à la centrale de Centralia dans le secteur Transition énergétique; et
- la hausse des réductions de la capacité nominale dans le secteur Gaz.

La disponibilité pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 s'est établie à 93,1 %, comparativement à 92,5 % pour la période correspondante de 2024. La hausse de la disponibilité par rapport à la période correspondante de 2024 s'explique principalement par :

- la diminution des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale de Centralia dans le secteur Transition énergétique; et
- l'incidence de la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill au premier semestre de 2024 et de leur disponibilité accrue pour la période considérée; le tout en partie contrebalancé par :
- la hausse des interruptions planifiées et non planifiées dans le secteur Gaz; et
- la hausse des interruptions planifiées à des fins d'entretien dans le secteur Hydroélectricité.

Production et production moyenne à long terme

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

	2025			2024		
Trois mois clos les 30 septembre	Production réelle (GWh)	Production moyenne à long terme (GWh)	Production en % de la production moyenne à long terme	Production réelle (GWh)	Production moyenne à long terme (GWh)	Production en % de la production moyenne à long terme
Hydroélectricité	623	573	109 %	494	573	86 %
Énergie éolienne et énergie solaire	1 028	1 472	70 %	1 121	1 472	76 %
Gaz	3 514			3 119		
Transition énergétique	986			978		
Total	6 151			5 712		

	2025			2024		
Neuf mois clos les 30 septembre	Production réelle (GWh)	Production moyenne à long terme (GWh)	Production en % de la production moyenne à long terme	Production réelle (GWh)	Production moyenne à long terme (GWh)	Production en % de la production moyenne à long terme
Hydroélectricité	1 578	1 568	101 %	1 271	1 568	81 %
Énergie éolienne et énergie solaire ¹	4 446	5 282	84 %	4 118	4 701	88 %
Gaz	9 504			9 442		
Transition énergétique	2 268			1 781		
Total	17 796			16 612		

1) L'augmentation de la production moyenne à long terme dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire est attribuable aux nouveaux parcs éoliens, y compris les parcs éoliens White Rock et Horizon Hill mis en service au premier semestre de 2024.

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

La production moyenne à long terme est calculée sur une base annualisée, au moyen du rendement énergétique annuel moyen prévu selon nos modèles de simulation et reposant sur des données historiques sur une période généralement supérieure à 25 ans.

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

La production totale pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 a augmenté de 439 GWh, ou 8 %, par rapport à celle de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de la production des centrales alimentées au gaz de Heartland acquises en décembre 2024; et
- d'une augmentation de la production des réserves hydriques en Alberta dans le secteur Hydroélectricité attribuable à la hausse des précipitations au cours du trimestre; le tout en partie contrebalancé par :
- l'optimisation accrue de la répartition en Alberta dans le secteur Gaz en raison de la baisse des prix du marché;
- la diminution de la production en Australie en raison d'une baisse de la demande des clients; et
- la baisse des ressources éoliennes au Canada et aux États-Unis.

La production totale pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 a augmenté de 1 184 GWh, ou 7 %, par rapport à celle de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de la production des centrales alimentées au gaz de Heartland acquises en décembre 2024;
- de la hausse de la disponibilité de la centrale de Centralia;
- de l'incidence de la production des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill mis en service au premier semestre de 2024; et

- d'une hausse de la production dans le secteur Hydroélectricité attribuable à l'augmentation des réserves hydriques et à l'optimisation de l'approvisionnement en eau; le tout en partie contrebalancé par :
- l'optimisation accrue de la répartition en Alberta dans le secteur Gaz en raison de la baisse des prix du marché; et
- la diminution de la production en Australie en raison d'une baisse de la demande des clients.

Prix du marché

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2025	2024	2025	2024
Prix au comptant de l'électricité en Alberta (\$/MWh)	51	55	44	67
Prix au comptant de l'électricité dans la région du Mid-Columbia (\$ US/MWh)	47	50	44	61
Prix au comptant de l'électricité en Ontario ¹ (\$/MWh)	64	34	54	32
Prix du gaz naturel (AECO) par GJ (\$)	0,63	0,67	1,43	1,24

1) Les prix au comptant de l'électricité en Ontario jusqu'en avril 2025 étaient fondés sur le tarif horaire de l'énergie en Ontario (THEO). À compter de mai 2025, les prix sont fondés sur les prix de l'énergie par zone de l'Ontario de 24 heures.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025, les prix au comptant de l'électricité en Alberta ont diminué respectivement de 7 % et 34 % par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2024, en raison de températures généralement plus douces et de l'accroissement de l'approvisionnement attribuable aux nouvelles centrales alimentées au gaz à partir d'énergie renouvelable.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025, les prix au comptant de l'électricité dans la région du Mid-Columbia dans le Nord-Ouest du Pacifique ont diminué respectivement de 6 % et 28 % par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2024, en raison de la baisse des prix du gaz naturel et de l'incidence des températures plus douces sur la période de neuf mois close le 30 septembre 2025.

Les prix au comptant de l'électricité en Ontario étaient supérieurs en moyenne à ceux des périodes correspondantes de 2024, en raison de la modernisation de centrales nucléaires en 2025 et de la hausse des prix du gaz naturel.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025, les prix du gaz naturel de l'AECO ont diminué de 6 % par rapport à ceux de la période correspondante de 2024, en raison principalement de l'accroissement de la production de gaz en Alberta et partout en Amérique du Nord.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, les prix du gaz naturel de l'AECO étaient plus élevés de 15 % que ceux de la période correspondante de 2024, en raison principalement de la baisse des niveaux de stockage en Alberta et partout en Amérique du Nord ainsi que de la hausse de la demande.

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2025	2024	2025	2024
Produits des activités ordinaires	615	638	1 806	2 167
Coûts du combustible et des achats d'électricité	(227)	(213)	(677)	(690)
Coûts de conformité liés au carbone	(35)	(41)	(10)	(73)
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	(179)	(143)	(525)	(421)
Amortissement	(135)	(133)	(431)	(388)
Imputations pour dépréciation d'actifs	(27)	(20)	(55)	(26)
Variation de la juste valeur de la contrepartie éventuelle à payer	3	—	37	—
Charge d'intérêts	(85)	(83)	(266)	(232)
Profit (perte) de change	3	(6)	(18)	(12)
Résultat avant impôts sur le résultat	(53)	9	(99)	370
Charge d'impôts sur le résultat	(1)	(31)	(19)	(88)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(62)	(36)	(128)	242
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(5)	1	(16)	14

Analyse des écarts pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 (2025 par rapport à 2024)

Les produits des activités ordinaires pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 ont reculé de 23 millions de dollars, ou 4 %, comparativement à ceux de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de la baisse des prix de l'électricité au comptant sur le marché de l'Alberta;
- de l'optimisation accrue de la répartition dans le secteur Gaz qui s'explique par la baisse des prix de l'électricité en Alberta;
- de la baisse des profits réalisés liés à la réévaluation à la valeur de marché sur les transactions réglées dans les secteurs Commercialisation de l'énergie et Gaz; le tout en partie contrebalancé par :
- l'incidence pour un trimestre complet de l'ajout des centrales de Heartland au quatrième trimestre de 2024.

Les coûts du combustible et des achats d'électricité pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 ont augmenté de 14 millions de dollars, ou 7 %, comparativement à ceux de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de l'incidence pour un trimestre complet de l'ajout des centrales de Heartland au quatrième trimestre de 2024; en partie contrebalancée par :
- la baisse des achats d'électricité dans le secteur Transition énergétique attribuable à une baisse du nombre de rachats pour respecter les obligations contractuelles pendant les interruptions.

Les coûts de conformité liés au carbone pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 ont diminué de 6 millions de dollars comparativement à ceux de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de l'incidence favorable de l'augmentation de la production des centrales de cogénération à faible émission de carbone sur les coûts de conformité liés au carbone; en partie contrebalancée par :
- l'ajout des coûts de conformité liés au carbone attribuables à l'ajout des centrales de Heartland acquises au quatrième trimestre de 2024; et
- une augmentation du prix du carbone par tonne, qui est passé de 80 \$ la tonne en 2024 à 95 \$ la tonne en 2025.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 ont augmenté de 36 millions de dollars, ou 25 %, comparativement à celles de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de l'incidence pendant un trimestre complet de l'ajout des centrales de Heartland au quatrième trimestre de 2024 et des coûts du siège social connexes; et
- de la hausse des dépenses liées à l'implantation d'une mise à niveau de notre progiciel de gestion intégré.

Les imputations pour dépréciation d'actifs pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 ont augmenté de 7 millions de dollars, ou 35 %, comparativement à celles de la période correspondante de 2024, principalement en raison :

- d'une imputation pour dépréciation, déduction faite des reprises de dépréciation liées aux parcs éoliens et solaires découlant des variations des volumes de production prévus et des modifications apportées aux hypothèses sur les prix; le tout en partie contrebalancé par :
- la baisse des provisions pour frais de démantèlement et de remise en état des actifs mis hors service attribuable à une baisse des taux d'actualisation comparativement à la période correspondante de 2024.

Les profits de change pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 ont augmenté de 9 millions de dollars comparativement aux pertes de change de la période correspondante de 2024, principalement en raison :

- de la hausse des profits de change latents attribuables aux variations favorables des taux de change; en partie contrebalancée par :
- la hausse des pertes de change réalisées sur les couvertures réglées au cours de la période à des taux de change défavorables.

La perte avant impôts sur le résultat pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 s'est accrue de 62 millions de dollars, comparativement au résultat avant impôts sur le résultat pour la période correspondante de 2024, en raison des éléments susmentionnés. Se reporter à la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» pour plus de précisions.

La charge d'impôts sur le résultat pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 a diminué de 30 millions de dollars, ou 97 %, comparativement à celle de la période correspondante de 2024, en raison de l'accroissement de la perte avant impôts sur le résultat.

La perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 a augmenté de 6 millions de dollars par rapport au résultat net de 1 million de dollars pour la période correspondante de 2024, en raison surtout de la baisse du résultat net de TransAlta Cogeneration, LP («TA Cogen») qui s'explique par la diminution des prix marchands sur le marché de l'Alberta.

Analyse des écarts pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 (2025 par rapport à 2024)

Les produits des activités ordinaires pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 ont reculé de 361 millions de dollars, ou 17 %, comparativement à ceux de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de la hausse des pertes latentes liées à la réévaluation à la valeur de marché comptabilisées dans le secteur Énergie

éolienne et énergie solaire attribuable à des ventes d'énergie éolienne à long terme se rapportant aux parcs éoliens Garden Plain et en Oklahoma, du fait principalement de la baisse des prix prévus de l'électricité, en partie compensée par les profits liés à la réévaluation à la valeur de marché se rapportant au parc éolien Big Level;

- de la hausse des pertes latentes liées à la réévaluation à la valeur de marché comptabilisées dans les secteurs Gaz et Transition énergétique principalement attribuable aux variations défavorables des prix à terme au cours de la période considérée;
- de la baisse des prix de l'électricité en Alberta et dans la région du Mid-Columbia;
- de l'optimisation accrue de la répartition dans le secteur Gaz qui s'explique par la baisse des prix de l'électricité en Alberta;
- de la baisse des profits réalisés liés à la réévaluation à la valeur de marché sur les transactions réglées dans le secteur Commercialisation de l'énergie; le tout en partie contrebalancé par :
- l'incidence pendant trois trimestres complets de l'ajout des centrales de Heartland au quatrième trimestre de 2024;
- l'incidence de la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill au premier semestre de 2024; et
- la hausse des profits réalisés liés à la réévaluation à la valeur de marché sur les transactions réglées dans le secteur Gaz.

Les coûts du combustible et des achats d'électricité pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 ont diminué de 13 millions de dollars, ou 2 %, comparativement à ceux de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de la baisse des coûts des achats d'électricité attribuable à une plus grande disponibilité, ce qui a entraîné une baisse du nombre de rachats pour respecter les obligations contractuelles pendant les interruptions dans le secteur Transition énergétique; en partie contrebalancée par :
- l'incidence pendant trois trimestres complets de l'ajout des centrales de Heartland au quatrième trimestre de 2024; et
- la hausse de la production dans le secteur Transition énergétique en raison de l'accroissement de la disponibilité.

Les coûts de conformité liés au carbone pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 ont diminué de 63 millions de dollars, ou 86 %, comparativement à ceux de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de l'utilisation de crédits d'émission générés en interne et achetés en externe pour la période considérée par rapport à celle de la période correspondante de 2024 pour régler

une partie de notre obligation liée aux émissions de GES de 2024 et une partie de notre obligation liée aux émissions de GES prise en charge dans le cadre de l'acquisition de Heartland; et

- de l'incidence favorable de l'augmentation de la production des centrales de cogénération à faible émission de carbone sur les coûts de conformité liés au carbone; le tout en partie contrebalancé par :
- l'ajout des coûts de conformité liés au carbone attribuables aux centrales de Heartland acquises au quatrième trimestre de 2024; et
- une augmentation du prix du carbone par tonne, qui est passé de 80 \$ la tonne en 2024 à 95 \$ la tonne en 2025.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 ont augmenté de 104 millions de dollars, ou 25 %, comparativement à celles de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de l'incidence pendant trois trimestres complets de l'ajout des centrales de Heartland au quatrième trimestre de 2024 et des coûts du siège social connexes;
- de la hausse des dépenses à l'appui des initiatives stratégiques de croissance;
- de la hausse des dépenses liées à la planification, à la conception et à l'implantation d'une mise à niveau de notre progiciel de gestion intégré; et
- de l'incidence de la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill au premier semestre de 2024.

L'amortissement pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 a augmenté de 43 millions de dollars, ou 11 %, par rapport à celui de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de l'incidence pendant trois trimestres complets de l'ajout des centrales de Heartland au quatrième trimestre de 2024; et
- de l'incidence de la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill au premier semestre de 2024.

Les imputations pour dépréciation d'actifs pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 ont augmenté de 29 millions de dollars, ou 112 %, comparativement à celles de la période correspondante de 2024, principalement en raison :

- d'une imputation pour dépréciation des actifs dont le dessaisissement est exigé classés à titre d'actifs détenus en vue de la vente;
- d'une imputation pour dépréciation, déduction faite des reprises de dépréciation liées à certains parcs éoliens et solaires découlant des variations des volumes de

production prévus et des modifications apportées aux hypothèses sur les prix; et

- de l'augmentation des provisions pour frais de démantèlement et de remise en état des actifs mis hors service attribuable à la baisse des taux d'actualisation; le tout en partie contrebalancé par :
- une reprise de dépréciation liée à certains actifs du secteur Transition énergétique reclassés dans les actifs détenus en vue de la vente.

La variation de la juste valeur de la contrepartie éventuelle à payer totalisant 37 millions de dollars s'explique par le produit de la vente prévu lié aux dessaisissements exigés.

La charge d'intérêts pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 a augmenté de 34 millions de dollars, ou 15 %, comparativement à celle de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif découlant du ralentissement des activités de construction en 2025 par rapport à celles de la période correspondante de 2024;
- de la désactualisation accrue des provisions; et
- de l'augmentation des intérêts sur la dette attribuable à l'ajout de la facilité à terme de Heartland.

La perte avant impôts sur le résultat pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 s'est accrue de 469 millions de dollars, comparativement au résultat avant impôts sur le résultat pour la période correspondante de 2024, en raison des éléments susmentionnés. Se reporter à la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» pour plus de précisions.

La charge d'impôts sur le résultat pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 a diminué de 69 millions de dollars, ou 78 %, comparativement à celle de la période correspondante de 2024, en raison de l'accroissement de la perte avant impôts sur le résultat; en partie contrebalancée par une hausse de la provision pour moins-value des activités aux États-Unis.

La perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 a diminué de 30 millions de dollars par rapport au résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle de la période correspondante de 2024, en raison surtout de la baisse du résultat net de TA Cogen qui s'explique par la diminution des prix marchands sur le marché de l'Alberta.

BAlIA ajusté

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025, le BAlIA ajusté de la Société s'est établi à respectivement 238 millions de dollars et 857 millions de dollars, comparativement à respectivement 315 millions de

dollars et 973 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2024, soit respectivement une diminution de 77 millions de dollars, ou 24 %, et une diminution de 116 millions de dollars, ou 12 %.

Les principaux facteurs ayant une incidence sur le BAlIA ajusté sont résumés dans les tableaux qui suivent.

	Trois mois clos les 30 sept.
BAlIA ajusté pour la période de trois mois close le 30 septembre 2024 ¹	315
Hydroélectricité : Diminution attribuable surtout à la baisse des produits tirés des services auxiliaires en raison de la diminution de la disponibilité et de l'optimisation de la production entre les secteurs Gaz et Hydroélectricité, à la baisse des produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux découlant de la baisse des ventes de crédits d'émission à des tiers, et à la diminution des prix au comptant de l'électricité sur le marché de l'Alberta, le tout en partie contrebalancé par la hausse des volumes des services marchands et l'augmentation des produits des activités ordinaires tirés des activités de transport réglementées liées au remboursement des coûts engagés au cours des périodes précédentes	(16)
Énergie éolienne et énergie solaire : Augmentation attribuable à la hausse des produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux en raison de l'augmentation des ventes de crédits d'émission à des tiers et des prix favorables pour les parcs éoliens en Oklahoma, le tout en partie contrebalancé par la baisse des ressources éoliennes au Canada et aux États-Unis et la diminution des autres produits d'exploitation, montant net, attribuable à la non-comptabilisation de dommages-intérêts prédéterminés au cours de la période considérée	1
Gaz : Diminution surtout attribuable à l'optimisation accrue de la répartition découlant de la baisse des prix du marché, de la baisse des prix au comptant de l'électricité sur le marché de l'Alberta et d'une hausse des prix du carbone, le tout en partie contrebalancé par l'apport favorable de l'ajout des centrales de Heartland, les positions de couverture favorables réglées, ce qui a généré des apports positifs par rapport aux prix au comptant établis en Alberta, et la hausse des produits tirés des services auxiliaires en raison de l'optimisation de la production entre les secteurs Gaz et Hydroélectricité	(31)
Transition énergétique : Diminution surtout attribuable à la baisse des produits des activités ordinaires découlant de la baisse des prix dans la région du Mid-Columbia, en partie contrebalancée par la diminution des coûts des achats d'électricité en raison du nombre moins élevé de rachats pour respecter les obligations contractuelles pendant les interruptions et d'un plus grand volume de positions de couverture favorables réglées	(6)
Commercialisation de l'énergie : Diminution surtout attribuable à la volatilité relativement modérée à l'échelle des marchés du gaz naturel et de l'électricité nord-américains et à la baisse du volume des transactions réalisées	(25)
Siège social : Comparable à celui de la période correspondante de 2024	—
BAlIA ajusté² pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025	238

1) La composition du BAlIA ajusté a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées et les produits d'intérêts australiens. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

2) Le BAlIA ajusté est une mesure non conforme aux IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion. La mesure IFRS la plus directement comparable est la perte avant impôts sur le résultat de 53 millions de dollars pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 (résultat avant impôts sur le résultat de 9 millions de dollars pour la période de trois mois close le 30 septembre 2024). Se reporter à la rubrique «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS sur une base consolidée, par secteur» du présent rapport de gestion.

BAIIA ajusté pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024¹

973

Hydroélectricité : Diminution attribuable surtout à la baisse des produits tirés des services auxiliaires en raison de la diminution de la disponibilité et de l'optimisation de la production entre les secteurs Gaz et Hydroélectricité, et à la diminution des prix au comptant de l'électricité sur le marché de l'Alberta, le tout en partie contrebalancé par la hausse des volumes des services marchands et contractuels, l'augmentation des produits des activités ordinaires tirés des activités de transport réglementées liées au remboursement des coûts engagés au cours des périodes précédentes et la hausse des produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux, en raison de l'accroissement des ventes intersociétés de crédits d'émission au secteur Gaz pour satisfaire à notre obligation liée aux émissions de GES de 2024 et d'un plus grand volume de positions de couverture favorables réglées, ce qui a généré des apports positifs par rapport aux prix au comptant établis en Alberta (13)

Énergie éolienne et énergie solaire : Augmentation surtout attribuable à l'apport favorable de l'incidence de la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill au premier semestre de 2024, à la hausse des produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux en raison de l'accroissement des ventes de crédits d'émission à des tiers et des ventes intersociétés au secteur Gaz, à la hausse des volumes de production dans l'est du Canada en raison de l'augmentation des ressources éoliennes, le tout en partie contrebalancé par la baisse des prix au comptant de l'électricité et la baisse des ressources éoliennes en Alberta 15

Gaz : Diminution surtout attribuable à l'optimisation accrue de la répartition en raison de la baisse des prix du marché, de la baisse des prix au comptant de l'électricité sur le marché de l'Alberta et d'une hausse des prix du carbone, le tout en partie contrebalancé par l'apport favorable de l'ajout des centrales de Heartland, les positions de couverture favorables réglées, ce qui a généré des apports positifs par rapport aux prix au comptant établis en Alberta, et la diminution des coûts de conformité liés au carbone grâce à l'utilisation de crédits d'émission générés en interne et achetés en externe pour régler une partie de notre obligation liée aux émissions de GES de 2024 et une partie de l'obligation liée aux émissions de GES prise en charge dans le cadre de l'acquisition de Heartland (66)

Transition énergétique : Augmentation surtout attribuable à la baisse des coûts des achats d'électricité en raison d'une plus grande disponibilité, ce qui a entraîné une baisse du nombre de rachats pour respecter les obligations contractuelles pendant les interruptions, et aux positions de couverture favorables réglées, ce qui a généré des apports positifs par rapport aux prix au comptant, le tout en partie contrebalancé par la baisse des produits des activités ordinaires découlant de la baisse des prix dans la région du Mid-Columbia et la hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration attribuable aux dépenses des fonds communautaires 21

Commercialisation de l'énergie : Diminution surtout attribuable à la volatilité relativement modérée à l'échelle des marchés du gaz naturel et de l'électricité nord-américains et à la baisse du volume des transactions réalisées au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 comparativement à celui de la période correspondante de 2024 (56)

Siège social : Diminution attribuable surtout à l'augmentation des dépenses à l'appui des initiatives stratégiques de croissance et à l'ajout des coûts du siège social liés aux centrales de Heartland (17)

BAIIA ajusté² pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025**857**

1) La composition du BAIIA ajusté a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées et les produits d'intérêts australiens. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

2) Le BAIIA ajusté est une mesure non conforme aux IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion. La mesure IFRS la plus directement comparable est la perte avant impôts sur le résultat de 99 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 (résultat avant impôts sur le résultat de 370 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024). Se reporter à la rubrique «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS sur une base consolidée, par secteur» du présent rapport de gestion.

Flux de trésorerie disponibles

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025, les flux de trésorerie disponibles de la Société ont diminué par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2024. Se reporter à la rubrique

«Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus de détails sur cette mesure non conforme aux IFRS.

Les principaux facteurs ayant une incidence sur les flux de trésorerie disponibles sont résumés dans les tableaux qui suivent.

	Trois mois clos les 30 sept.
Flux de trésorerie disponibles pour la période de trois mois close le 30 septembre 2024	131
Baisse du BAIIA ajusté ¹ attribuable aux éléments susmentionnés	(77)
Diminution de la charge d'impôt exigible en raison de l'augmentation de la perte avant impôts sur le résultat en 2025 par rapport au résultat avant impôts sur le résultat de la période correspondante de 2024	65
Augmentation de la charge d'intérêts nette ² surtout attribuable à la hausse des intérêts sur la dette découlant de l'ajout de la facilité à terme de Heartland	(4)
Baisse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales attribuable à la baisse du résultat net de TA Cogen résultant de la diminution des prix marchands sur le marché de l'Alberta	9
Autres éléments sans effet de trésorerie ³	(8)
Divers ⁴	(11)
Flux de trésorerie disponibles⁵ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025	105

- 1) La composition du BAIIA ajusté a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées et les produits d'intérêts australiens. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion.
- 2) La charge d'intérêts nette est une mesure non conforme aux IFRS, n'est pas définie et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS et pourrait ne pas être comparable à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus d'information sur cette mesure. La mesure IFRS la plus directement comparable est le total de la charge d'intérêts de 85 millions de dollars pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 (83 millions de dollars pour la période de trois mois close le 30 septembre 2024).
- 3) Le poste «Autres éléments sans effet de trésorerie» comprend les passifs, les contrats déficitaires et les montants à payer au titre des plans incitatifs à long terme.
- 4) Le poste «Divers» comprend essentiellement une augmentation des pertes de change réalisées, une hausse des frais de démantèlement et de remise en état réglés, une augmentation des dépenses d'investissement de maintien et une hausse des provisions constituées.
- 5) Les flux de trésorerie disponibles constituent une mesure non conforme aux IFRS, ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus d'information sur cette mesure. La mesure IFRS la plus directement comparable est les flux de trésorerie d'exploitation qui se sont chiffrés respectivement à 251 millions de dollars et 229 millions de dollars pour les périodes de trois mois closes les 30 septembre 2025 et 2024. Se reporter à la rubrique «Flux de trésorerie» du présent rapport de gestion.

Neuf mois clos les
30 sept.

Flux de trésorerie disponibles pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024	529
Baisse du BAIIA ajusté ¹ attribuable aux éléments susmentionnés	(116)
Hausse des dépenses d'investissement de maintien en raison de l'augmentation des travaux d'entretien d'envergure à nos centrales alimentées au gaz au Canada attribuable au calendrier des dépenses et à l'ajout de travaux d'entretien aux centrales alimentées au gaz acquises auprès de Heartland; le tout en partie contrebalancé par l'absence de travaux d'entretien d'envergure dans le secteur Transition énergétique au cours de la période considérée. De plus, le premier trimestre de 2024 a été marqué par l'obtention d'un incitatif à la location associé au siège social de la Société.	(42)
Augmentation de la charge d'intérêts nette ² attribuable à la hausse des intérêts sur la dette découlant essentiellement de l'ajout de la facilité à terme de Heartland et à la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif découlant du ralentissement des activités de construction par rapport à celles de la période correspondante de 2024	(37)
Baisse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales attribuable à la baisse du résultat net de TA Cogen résultant de la diminution des prix marchands sur le marché de l'Alberta	31
Diminution de la charge d'impôt exigible en raison de l'augmentation de la perte avant impôts sur le résultat en 2025 par rapport au résultat avant impôts sur le résultat de la période correspondante de 2024	66
Autres éléments sans effet de trésorerie ³	(6)
Divers ⁴	(4)
Flux de trésorerie disponibles⁵ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025	421

- 1) La composition du BAIIA ajusté a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées et les produits d'intérêts australiens. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion.
- 2) La charge d'intérêts nette est une mesure non conforme aux IFRS, n'est pas définie et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS et pourrait ne pas être comparable à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus d'information sur cette mesure. La mesure IFRS la plus directement comparable est la charge d'intérêts de 266 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 (232 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024).
- 3) Le poste «Autres éléments sans effet de trésorerie» comprend les passifs, les contrats déficitaires et les montants à payer au titre des plans incitatifs à long terme.
- 4) Le poste «Divers» comprend essentiellement une diminution des pertes de change réalisées, une hausse des frais de démantèlement et de remise en état réglés, et une augmentation des provisions constituées.
- 5) Les flux de trésorerie disponibles constituent une mesure non conforme aux IFRS, ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus d'information sur cette mesure. La mesure IFRS la plus directement comparable est les flux de trésorerie d'exploitation qui se sont chiffrés respectivement à 415 millions de dollars et 581 millions de dollars pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2025 et 2024. Se reporter à la rubrique «Flux de trésorerie» du présent rapport de gestion.

Perspectives pour 2025

La Société se rapproche de l'extrémité inférieure de ses prévisions du BAIIA ajusté et du point médian des prévisions des flux de trésorerie disponibles et des flux de trésorerie disponibles par action. Le tableau suivant présente nos prévisions à l'égard des principaux objectifs financiers et hypothèses connexes pour 2025 et doit être lu avec l'analyse qui suit et la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion :

Mesure	Cible pour 2025 ²	Résultats réels de 2024 ³
BAIIA ajusté ^{1, 4}	De 1 150 millions de dollars à 1 250 millions de dollars	1 255 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles ¹	De 450 millions de dollars à 550 millions de dollars	569 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles par action ¹	De 1,51 \$ à 1,85 \$	1,88 \$
Dividende par action	0,26 \$ par action sur une base annualisée	0,24 \$ par action sur une base annualisée

1) Ces mesures non conformes aux IFRS ne sont pas définies, n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS sur une base consolidée, par secteur» du présent rapport de gestion pour plus de précisions, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec les mesures établies selon les IFRS. Se reporter également à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion.

2) Représente l'information prospective.

3) Les montants réels pour 2024 de la mesure IFRS la plus directement comparable du BAIIA ajusté et des flux de trésorerie disponibles se présentaient comme suit : résultat avant impôts sur le résultat de 319 millions de dollars et flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 796 millions de dollars. Le ratio IFRS le plus directement comparable aux flux de trésorerie disponibles par action correspond aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation par action de 2,64 \$, qui correspondent aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour la période, divisés par le 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 rapport de gestion annuel de 2024 pour plus de précisions.

4) La composition du BAIIA ajusté a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées et les produits d'intérêts australiens. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement.

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

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

Marché	Hypothèses pour 2025
Alberta – au comptant (\$/MWh)	De 40 \$ à 60 \$
Mid-Columbia – au comptant (\$ US/MWh)	De 50 \$ à 70 \$
AECO – prix du gaz (\$/GJ)	De 1,60 \$ à 2,10 \$

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 2 millions de dollars sur le BAIIA ajusté pour le reste de l'exercice.

Autres hypothèses relatives aux perspectives pour 2025

Mesure	Attentes pour 2025
Marge brute du secteur Commercialisation de l'énergie	De 110 millions de dollars à 130 millions de dollars
Dépenses d'investissement de maintien	De 145 millions de dollars à 165 millions de dollars
Charge d'impôt exigible	De 95 millions de dollars à 130 millions de dollars
Charge d'intérêts nette ¹	De 255 millions de dollars à 275 millions de dollars

1) La charge d'intérêts nette est une mesure non conforme aux IFRS, n'est pas définie et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS et pourrait ne pas être comparable à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. La mesure IFRS la plus directement comparable est le total de la charge d'intérêts, qui s'établissait à 324 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Couvertures en Alberta

Fourchette des hypothèses	T4 2025	Exercice 2025	Exercice 2026
Production visée par des couvertures (GWh)	1 898	8 661	7 813
Prix couvert (\$/MWh)	72 \$	69 \$	66 \$
Volumes de gaz visés par des couvertures (GJ)	10,7 millions	46,2 millions	30,9 millions
Prix du gaz couverts (\$/GJ)	3,28 \$	2,91 \$	3,37 \$

Pour plus de précisions sur nos perspectives financières et les hypothèses qui s'y rapportent, se reporter à la rubrique «Perspectives pour 2025» de notre rapport de gestion annuel de 2024.

Situation de trésorerie et sources de financement

Nous maintenons des liquidités disponibles adéquates sur nos facilités de crédit consenties. Au 30 septembre 2025, nous avons accès à des liquidités s'élevant à 1,6 milliard de dollars, dont 211 millions de dollars en trésorerie, ce qui dépasse considérablement les fonds requis aux fins des dépenses de croissance, des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité.

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 périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2025	2024	2025	2024
Hydroélectricité	73	89	246	259
Énergie éolienne et énergie solaire	45	44	236	221
Gaz	110	141	342	408
Transition énergétique	28	34	84	63
Commercialisation de l'énergie	17	42	64	120
Siège social	(35)	(35)	(115)	(98)
BALIA ajusté^{1,2}	238	315	857	973
Résultat avant impôts sur le résultat ajusté¹	17	102	167	358
Résultat avant impôts sur le résultat	(53)	9	(99)	370
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté¹	(8)	35	76	233
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(62)	(36)	(128)	242

1) Ces mesures non conformes aux IFRS ne sont pas définies, n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus d'information sur ces mesures. La mesure IFRS la plus directement comparable au BALIA ajusté et au résultat avant impôts sur le résultat ajusté est le résultat avant impôts sur le résultat. La mesure IFRS la plus directement comparable au résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté est le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires. Se reporter à la rubrique «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS sur une base consolidée, par secteur» du présent rapport de gestion.

2) La composition du BALIA ajusté a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées et les produits d'intérêts australiens. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion.

Analyse des écarts pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 (2025 par rapport à 2024)

Le résultat avant impôts sur le résultat ajusté pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 a diminué de 85 millions de dollars, ou 83 %, comparativement à celui de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- des facteurs entraînant la baisse du BALIA ajusté décrits à la rubrique «BALIA ajusté» du présent rapport de gestion; et
- de la hausse des pertes de change réalisées en raison de taux de change défavorables.

Le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 a diminué de 43 millions de dollars, ou 123 %, comparativement à celui de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- des facteurs expliquant la baisse du résultat avant impôts sur le résultat ajusté décrits ci-dessus; en partie contrebalancés par :

- la baisse de la charge d'impôt exigible attribuable au résultat moins élevé que celui de la période correspondante de 2024; et

- la diminution de la charge d'impôts calculée sur les ajustements et les reclassements par rapport à celle de la période correspondante de 2024.

La perte avant impôts sur le résultat pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 s'est accrue de 62 millions de dollars, comparativement au résultat avant impôts sur le résultat pour la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de la baisse du résultat avant impôts sur le résultat ajusté susmentionnée; et

- de l'augmentation des imputations pour dépréciation d'actifs, déduction faite des reprises de dépréciation liées aux parcs éoliens et solaires découlant des variations des volumes de production prévus et des modifications apportées aux hypothèses sur les prix; le tout en partie contrebalancé par :

- la baisse des imputations pour dépréciation d'actifs découlant des variations des provisions pour frais de démantèlement et de remise en état des actifs mis hors service;
- la hausse des profits de change latents en raison de variations favorables des taux de change; et
- la hausse des profits latents liés à la réévaluation à la valeur de marché comptabilisée dans les secteurs Gaz, Commercialisation de l'énergie et Hydroélectricité principalement attribuable aux variations favorables des prix à terme.

La perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 a augmenté de 26 millions de dollars comparativement à la perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- des facteurs expliquant l'augmentation de la perte avant impôts sur le résultat susmentionnée; en partie contrebalancés par :
- la baisse de la charge d'impôt exigible attribuable au résultat moins élevé que celui de la période correspondante de 2024; et
- la hausse de la perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle par rapport au résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, en raison surtout de la baisse du résultat net de TA Cogen qui s'explique par la diminution des prix marchands sur le marché de l'Alberta.

Analyse des écarts pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 (2025 par rapport à 2024)

Le résultat avant impôts sur le résultat ajusté pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 a diminué de 191 millions de dollars, ou 53 %, comparativement à celui de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- des facteurs entraînant la baisse du BAIIA ajusté décrits à la rubrique «BAIIA ajusté» du présent rapport de gestion;
- d'une augmentation de l'amortissement attribuable à l'ajout des centrales alimentées au gaz de Heartland en décembre 2024 et à l'incidence de la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill au premier semestre de 2024; et
- de l'augmentation de la charge d'intérêts attribuable à l'augmentation des intérêts sur la dette en raison de l'ajout de la facilité de crédit à terme de Heartland, à la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif découlant d'un ralentissement des activités de construction pour la période considérée par rapport à celles de la période correspondante de 2024 et à la désactualisation accrue des provisions pour la période considérée.

Le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 a diminué de 157 millions de dollars, ou 67 %, comparativement à celui de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- des facteurs expliquant la baisse du résultat avant impôts sur le résultat ajusté décrits ci-dessus; et
- de l'augmentation de la charge d'impôts calculée sur les ajustements et les reclassements par rapport à celle de la période correspondante de 2024; le tout en partie contrebalancé par :
- la baisse de la charge d'impôt exigible attribuable au résultat moins élevé que celui de la période correspondante de 2024, en partie contrebalancée par la hausse de la provision pour moins-value des activités aux États-Unis; et
- la perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour la période considérée par rapport au résultat net pour la période correspondante de 2024.

La perte avant impôts sur le résultat pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 s'est accrue de 469 millions de dollars, ou 127 %, comparativement au résultat avant impôts sur le résultat pour la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de la hausse des pertes latentes liées à la réévaluation à la valeur de marché comptabilisée dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire principalement attribuable aux ventes d'énergie éolienne à long terme se rapportant aux parcs éoliens Garden Plain et en Oklahoma, le tout en partie contrebalancé par les profits latents liés à la réévaluation à la valeur de marché relativement au parc éolien Big Level;
- de la hausse des pertes latentes liées à la réévaluation à la valeur de marché comptabilisées dans les secteurs Gaz et Transition énergétique découlant des positions de couverture défavorables au cours de la période considérée;
- des facteurs expliquant la baisse du résultat avant impôts sur le résultat ajusté susmentionnés;
- d'une imputation pour dépréciation des actifs dont le dessaisissement est exigé classés à titre d'actifs détenus en vue de la vente;
- de la hausse des dépenses liées à la planification, à la conception et à l'implantation d'une mise à niveau du progiciel de gestion intégré;
- de l'augmentation des imputations pour dépréciation d'actifs découlant de la hausse de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état des actifs mis hors service attribuable à la baisse des taux d'actualisation; et

- d'une imputation pour dépréciation, déduction faite des reprises de dépréciation liées à certains parcs éoliens et solaires en raison des variations des volumes de production prévus et des modifications apportées aux hypothèses sur les prix; le tout en partie contrebalancé par :
- une reprise de dépréciation liée à certains actifs du secteur Transition énergétique reclassés dans les actifs détenus en vue de la vente.

La perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 a augmenté de 370 millions de dollars, ou 153 %, comparativement au résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- des facteurs expliquant l'augmentation de la perte avant impôts sur le résultat susmentionnée; en partie contrebalancés par :
- de la baisse de la charge d'impôt exigible attribuable au résultat moins élevé que celui de la période correspondante de 2024, en partie contrebalancée par une hausse de la provision pour moins-value des activités aux États-Unis au cours de la période considérée; et
- de la hausse de la perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle par rapport au résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle de la période correspondante de 2024, en raison surtout de la baisse du résultat net de TA Cogen qui s'explique par la diminution des prix marchands dans le marché de l'Alberta.

Hydroélectricité

	Trois mois clos les 30 sept.				Neuf mois clos les 30 sept.			
	2025	2024	Variation		2025	2024	Variation	
Capacité installée brute (MW)	922	922	—	— %	922	922	—	— %
Production moyenne à long terme (GWh)	573	573	—	— %	1 568	1 568	—	— %
Disponibilité (%)	82,9	94,3	(11,4)	(12) %	91,1	92,3	(1,2)	(1) %
Production								
Production visée par des contrats (GWh)	99	72	27	38 %	276	196	80	41 %
Production marchande (GWh)	524	422	102	24 %	1 302	1 075	227	21 %
Total de la production d'énergie (GWh)	623	494	129	26 %	1 578	1 271	307	24 %
Volumes des services auxiliaires (GWh)¹	674	878	(204)	(23) %	2 173	2 238	(65)	(3) %
Produits des actifs hydroélectriques en Alberta ²	38	39	(1)	(3) %	103	111	(8)	(7) %
Produits des autres actifs hydroélectriques et autres produits des activités ordinaires du secteur Hydroélectricité ³	22	11	11	100 %	46	33	13	39 %
Produits des actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires ¹	32	48	(16)	(33) %	85	108	(23)	(21) %
Produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux	—	8	(8)	(100) %	70	61	9	15 %
Produits des activités ordinaires ajustés⁴	92	106	(14)	(13) %	304	313	(9)	(3) %
Coûts du combustible et des achats d'électricité	(5)	(4)	(1)	25 %	(16)	(13)	(3)	23 %
Marge brute ajustée⁴	87	102	(15)	(15) %	288	300	(12)	(4) %
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	(14)	(13)	(1)	8 %	(40)	(39)	(1)	3 %
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	—	—	—	— %	(2)	(2)	—	— %
BAILA ajusté⁴	73	89	(16)	(18) %	246	259	(13)	(5) %
Amortissement	(9)	(8)	(1)	13 %	(26)	(23)	(3)	13 %
Résultat avant impôts sur le résultat ajusté⁴	64	81	(17)	(21) %	220	236	(16)	(7) %
Résultat avant impôts sur le résultat	67	80	(13)	(16) %	226	239	(13)	(5) %
Informations complémentaires :								
Produits des activités ordinaires bruts par MWh								
Produits des actifs hydroélectriques en Alberta (\$/MWh) ²	73	92	(19)	(21) %	79	103	(24)	(23) %
Produits des actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires (\$/MWh) ¹	47	55	(8)	(15) %	39	48	(9)	(19) %

1) Les produits des actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires sont une mesure financière supplémentaire. Les produits des actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires correspondent aux produits provenant de la prestation des 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, tels qu'ils sont décrits dans le document *Consolidated Authoritative Document Glossary* de l'AESO. Les produits par MWh sont calculés en divisant les produits des actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires par les volumes des services auxiliaires en MWh.

2) Les produits des actifs hydroélectriques en Alberta sont une mesure financière supplémentaire et comprennent les produits des 13 centrales hydroélectriques sur les réseaux de Bow River et de North Saskatchewan River, ainsi que les produits tirés de swaps et de couvertures à terme. Les produits par MWh sont calculés en divisant les produits des actifs hydroélectriques en Alberta par la production marchande en MWh.

3) Les autres produits des actifs hydroélectriques sont une mesure financière supplémentaire et comprennent les produits des nos centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique, en Ontario et en Alberta (à l'exception des actifs hydroélectriques en Alberta). Les autres produits des activités ordinaires du secteur Hydroélectricité sont une mesure financière supplémentaire comprenant 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.

4) Les produits des activités ordinaires ajustés, la marge brute ajustée, le BAILA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS, ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus d'information sur ces mesures. Les mesures IFRS les plus directement comparables sont les

suivantes : pour les produits des activités ordinaires ajustés, les produits des activités ordinaires de 95 millions de dollars et 310 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025 (105 millions de dollars et 316 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024); pour la marge brute ajustée, la marge brute de 90 millions de dollars et 294 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025 (101 millions de dollars et 303 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024); pour le BAIIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté, le résultat avant impôts sur le résultat de 67 millions de dollars et 226 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025 (80 millions de dollars et 239 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024).

Les produits des activités ordinaires ajustés pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de la baisse des produits tirés des services auxiliaires attribuable à la diminution de la disponibilité et à l'optimisation de la production entre les secteurs Gaz et Hydroélectricité;
- de la baisse des produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux en raison de la diminution des ventes de crédits d'émission à des tiers; et
- de la baisse des prix au comptant de l'électricité sur le marché albertain; le tout en partie contrebalancé par :
- la hausse des volumes des services marchands et contractuels; et
- la hausse des produits des activités ordinaires tirés des activités de transport réglementées attribuable au remboursement des coûts engagés au cours des périodes précédentes.

Le BAIIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2024, du fait essentiellement de la baisse des produits des activités ordinaires ajustés attribuable aux facteurs susmentionnés.

Le résultat avant impôts sur le résultat ajusté pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 a diminué comparativement à celui de la période correspondante de 2024 en raison :

- de la baisse du résultat avant impôts sur le résultat ajusté; en partie contrebalancée par :
- la hausse des profits latents liés à la réévaluation à la valeur de marché attribuable aux variations favorables des prix à terme.

Les produits des activités ordinaires ajustés pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de la baisse des produits tirés des services auxiliaires découlant de la baisse de la disponibilité et de l'optimisation de la production entre les secteurs Gaz et Hydroélectricité; et
- de la baisse des prix au comptant de l'électricité en Alberta; le tout en partie contrebalancé par :
- la hausse des volumes des services marchands et contractuels;
- la hausse des produits des activités ordinaires tirés des activités de transport réglementées attribuable au remboursement des coûts engagés au cours des périodes précédentes;
- la hausse des produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux, en raison de l'augmentation des ventes intersociétés de crédits d'émission au secteur Gaz pour satisfaire à notre obligation liée aux émissions de GES de 2024; et
- un plus grand volume de positions de couverture favorables réglées, ce qui a généré des apports positifs par rapport aux prix au comptant établis en Alberta.

Le BAIIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2024, du fait essentiellement de la baisse des produits des activités ordinaires ajustés attribuable aux facteurs susmentionnés.

Le résultat avant impôts sur le résultat pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 a diminué par rapport à celui de la période correspondante de 2024 en raison de la baisse du résultat avant impôts sur le résultat ajusté.

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

Énergie éolienne et énergie solaire

	Trois mois clos les 30 sept.				Neuf mois clos les 30 sept.			
	2025	2024	Variation		2025	2024	Variation	
Capacité installée brute (MW)¹	2 587	2 584	3	— %	2 587	2 584	3	— %
Production moyenne à long terme	1 472	1 472	—	— %	5 282	4 701	581	12 %
Disponibilité (%)	94,3	93,7	0,6	1 %	94,3	93,8	0,5	1 %
Production								
Production visée par des contrats (GWh)	897	949	(52)	(5) %	3 799	3 251	548	17 %
Production marchande (GWh)	131	172	(41)	(24) %	647	867	(220)	(25) %
Total de la production (GWh)	1 028	1 121	(93)	(8) %	4 446	4 118	328	8 %
Produits des activités ordinaires ²	65	64	1	2 %	274	258	16	6 %
Produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux ²	18	13	5	38 %	83	61	22	36 %
Produits des activités ordinaires ajustés^{3,4}	83	77	6	8 %	357	319	38	12 %
Coûts du combustible et des achats d'électricité	(5)	(5)	—	— %	(24)	(22)	(2)	9 %
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	—	— %	(2)	—	(2)	— %
Marge brute ajustée^{3,4}	78	72	6	8 %	331	297	34	11 %
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	(28)	(26)	(2)	8 %	(82)	(70)	(12)	17 %
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	(5)	(5)	—	— %	(15)	(13)	(2)	15 %
Autres produits d'exploitation ajustés, montant net ⁴	—	3	(3)	(100) %	2	7	(5)	(71) %
BAlIA ajusté^{3,4}	45	44	1	2 %	236	221	15	7 %
Amortissement	(52)	(53)	1	(2) %	(157)	(143)	(14)	10 %
Résultat avant impôts sur le résultat ajusté^{3,4}	(7)	(9)	2	(22) %	79	78	1	1 %
Résultat avant impôts sur le résultat⁵	(106)	(82)	(24)	29 %	(127)	7	(134)	(1 914) %

- 1) La capacité installée brute pour 2025 a augmenté en raison d'ajustements au réseau de transport des parcs éoliens White Rock East et Horizon Hill de 2 MW chacun et de l'enlèvement d'une tour au parc éolien Sinnott en décembre 2024 qui a réduit la capacité installée brute de 1 MW.
- 2) Les crédits d'impôt à la production des parcs éoliens aux États-Unis faisant l'objet d'accords sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux sont exclus du poste «Produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux» et inclus au poste «Produits des activités ordinaires».
- 3) Le placement dans le parc éolien Skookumchuck a été inclus au prorata dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire.
- 4) Les produits des activités ordinaires ajustés, la marge brute ajustée, les autres produits d'exploitation ajustés, montant net, le BAlIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS, ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus d'information sur ces mesures. Les mesures IFRS les plus directement comparables sont les suivantes : pour les produits des activités ordinaires ajustés, les produits des activités ordinaires de (1) million de dollars et 155 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025 ((1) million de dollars et 239 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024); pour la marge brute ajustée, la marge brute de 6 millions de dollars et 129 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025 ((6) millions de dollars et 217 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024); pour les autres produits d'exploitation ajustés, montant net, les autres produits d'exploitation, montant net de néant et 4 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025 (3 millions de dollars et 7 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024); pour le BAlIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté, la perte avant impôts sur le résultat de 106 millions de dollars et 127 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025 (perte avant impôts sur le résultat de 82 millions de dollars et résultat avant impôts sur le résultat de 7 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024).
- 5) Le résultat avant impôts sur le résultat ne tient pas compte de l'apport du parc éolien Skookumchuck.

Les produits des activités ordinaires ajustés pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de la hausse des produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux du fait de l'accroissement des ventes de crédits d'émission à des tiers; et
- de prix favorables pour les parcs éoliens en Oklahoma; le tout en partie contrebalancé par :
- la diminution des ressources éoliennes au Canada et aux États-Unis.

Le BAIIA ajusté pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 est comparable à celui de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de la hausse des produits des activités ordinaires ajustés; en partie contrebalancée par :
- la baisse des autres produits d'exploitation, montant net, en raison de la non-comptabilisation de dommages-intérêts prédéterminés au cours de la période considérée.

La perte avant impôts sur le résultat ajustée pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 est comparable à celle de la période correspondante de 2024.

La perte avant impôts sur le résultat pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 s'est accrue comparativement à celle de la période correspondante de 2024 en raison d'une imputation pour dépréciation, déduction faite des reprises de dépréciation liées à certains parcs éoliens provenant des variations des volumes de production prévus et des modifications apportées aux hypothèses sur les prix.

Les produits des activités ordinaires ajustés pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de l'incidence de la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill au premier semestre de 2024;
- de la hausse des produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux en raison de l'accroissement des ventes de crédits d'émission à des tiers et des ventes intersociétés au secteur Gaz; et
- de la hausse des volumes de production dans l'est du Canada attribuable à l'accroissement des ressources éoliennes; le tout en partie contrebalancé par :
- la baisse des prix au comptant en Alberta; et

- la diminution des volumes de production en Alberta en raison d'une baisse des ressources éoliennes.

Le BAIIA ajusté pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 a augmenté par rapport à celui de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de la hausse des produits des activités ordinaires ajustés attribuable aux facteurs susmentionnés; en partie contrebalancée par :
- la hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration, du fait essentiellement de l'ajout de nouveaux parcs éoliens au premier semestre de 2024.

Le résultat avant impôts sur le résultat ajusté pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 est comparable à celui de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de la hausse du BAIIA ajusté attribuable aux facteurs susmentionnés; en partie contrebalancée par :
- la hausse de l'amortissement attribuable à l'ajout de nouveaux parcs éoliens au premier semestre de 2024.

La perte avant impôts sur le résultat pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 a augmenté comparativement au résultat avant impôts sur le résultat pour la période correspondante de 2024, en raison :

- de la hausse des pertes latentes liées à la réévaluation à la valeur de marché sur les ventes d'énergie éolienne à long terme se rapportant aux parcs éoliens Garden Plain et en Oklahoma, en partie compensée par des profits latents liés à la réévaluation à la valeur de marché se rapportant au parc éolien Big Level; et
- de la hausse de l'imputation pour dépréciation, déduction faite des reprises de dépréciation comptabilisée à l'égard de certains parcs éoliens en raison des variations des volumes de production prévus et des hypothèses liées à la baisse des prix de l'électricité; le tout en partie contrebalancé par :
- la hausse du résultat avant impôts sur le résultat ajusté susmentionnée.

Gaz

	Trois mois clos les 30 sept.				Neuf mois clos les 30 sept.			
	2025	2024	Variation		2025	2024	Variation	
Capacité installée brute (MW)¹	4 834	3 087	1 747	57 %	4 834	3 087	1 747	57 %
Disponibilité (%)	95,4	96,3	(0,9)	(1) %	93,7	95,4	(1,7)	(2) %
Production								
Volume des ventes contractuelles (GWh)	2 337	1 603	734	46 %	7 084	4 942	2 142	43 %
Volume des ventes marchandes (GWh)	1 402	1 736	(334)	(19) %	3 274	5 189	(1 915)	(37) %
Achats d'électricité (GWh) ²	(225)	(220)	(5)	2 %	(854)	(689)	(165)	24 %
Total de la production (GWh)	3 514	3 119	395	13 %	9 504	9 442	62	1 %
Produits des activités ordinaires ajustés³	321	317	4	1 %	969	963	6	1 %
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés ³	(120)	(100)	(20)	20 %	(386)	(339)	(47)	14 %
Coûts de conformité liés au carbone	(35)	(40)	5	(13) %	(76)	(106)	30	(28) %
Marge brute ajustée³	166	177	(11)	(6) %	507	518	(11)	(2) %
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées ³	(62)	(43)	(19)	44 %	(183)	(131)	(52)	40 %
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	(5)	(3)	(2)	67 %	(15)	(9)	(6)	67 %
Autres produits d'exploitation, montant net	11	10	1	10 %	33	30	3	10 %
BAlIA ajusté^{3,4}	110	141	(31)	(22) %	342	408	(66)	(16) %
Amortissement	(59)	(52)	(7)	13 %	(197)	(163)	(34)	21 %
Résultat avant impôts sur le résultat ajusté³	51	89	(38)	(43) %	145	245	(100)	(41) %
Résultat avant impôts sur le résultat	63	88	(25)	(28) %	105	318	(213)	(67) %

1) La capacité installée brute et la disponibilité pour 2025 comprennent les centrales alimentées au gaz de Heartland de 1 747 MW et ne tiennent pas compte des dessaisissements exigés.

2) L'électricité nécessaire pour satisfaire aux obligations contractuelles est comprise dans les achats d'électricité.

3) Les produits des activités ordinaires ajustés, les coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés, la marge brute ajustée, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées, le BAlIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS, ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Les mesures IFRS les plus directement comparables sont les suivantes : pour les produits des activités ordinaires ajustés, les produits des activités ordinaires de 326 millions de dollars et 920 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025 (314 millions de dollars et 1 031 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024); pour les coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés, les coûts du combustible et des achats d'électricité de 119 millions de dollars et 388 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025 (100 millions de dollars et 339 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024); pour la marge brute ajustée, la marge brute de 172 millions de dollars et 456 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025 (174 millions de dollars et 586 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024); pour les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration de 64 millions de dollars et 188 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025 (43 millions de dollars et 131 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024); pour le BAlIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté, le résultat avant impôts sur le résultat de 63 millions de dollars et 105 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025 (résultat avant impôts sur le résultat de 88 millions de dollars et 318 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024).

4) La composition du BAlIA ajusté a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées et les produits d'intérêts australiens. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion.

Les produits des activités ordinaires ajustés pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de l'ajout des centrales alimentées au gaz de Heartland;
- de la hausse des produits tirés des services auxiliaires découlant de l'optimisation de la production dans les secteurs Gaz et Hydroélectricité; et
- des positions de couverture favorables réglées, ce qui a généré des apports positifs par rapport aux prix au comptant établis en Alberta; le tout en partie contrebalancé par :
- l'optimisation accrue de la répartition en raison de la baisse des prix du marché attribuable aux températures plus douces et aux nouvelles centrales au gaz en Alberta; et
- la baisse des prix au comptant dans le marché de l'Alberta.

Le BAIIA ajusté pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 a diminué par rapport à celui de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de la hausse des coûts du combustible, des coûts de conformité liés au carbone et des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration attribuable à l'ajout des centrales de Heartland; et
- d'une augmentation du prix du carbone, qui est passé de 80 \$ la tonne à 95 \$ la tonne, ce qui a eu une incidence sur la marge brute de nos centrales alimentées au gaz au Canada; le tout en partie contrebalancé par :
- la hausse des produits des activités ordinaires ajustés attribuable aux facteurs susmentionnés; et
- l'incidence favorable de l'augmentation de la production des centrales de cogénération à faible émission de carbone sur les coûts de conformité liés au carbone.

Le résultat avant impôts sur le résultat ajusté pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 a diminué comparativement à celui de la période correspondante de 2024 en raison :

- de la baisse du BAIIA ajusté (comme il est décrit ci-dessus); et
- de la hausse de l'amortissement attribuable à l'ajout des centrales de Heartland.

Le résultat avant impôts sur le résultat pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 a diminué en raison :

- de la diminution du résultat avant impôts sur le résultat ajusté comparativement à celui de la période correspondante de 2024; en partie contrebalancée par :
- la hausse des profits latents liés à la réévaluation à la valeur de marché en raison de couvertures favorables au cours de la période considérée par rapport à celles de la période correspondante de 2024.

Les produits des activités ordinaires ajustés pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de l'ajout des centrales alimentées au gaz de Heartland;
- des positions de couverture favorables réglées, ce qui a généré des apports positifs par rapport aux prix au comptant établis en Alberta; et
- de la hausse des produits tirés des services auxiliaires découlant de l'optimisation de la production dans les secteurs Gaz et Hydroélectricité; le tout en partie contrebalancé par :
- l'optimisation accrue de la répartition en raison de la baisse des prix du marché attribuable aux températures plus douces et aux nouvelles centrales au gaz en Alberta; et
- la baisse des prix au comptant de l'électricité dans le marché de l'Alberta.

Le BAIIA ajusté pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 a diminué par rapport à celui de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de la hausse des coûts du combustible, des coûts de conformité liés au carbone et des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration attribuable à l'ajout des centrales de Heartland; et
- d'une augmentation du prix du carbone, qui est passé de 80 \$ la tonne à 95 \$ la tonne, ce qui a eu une incidence sur la marge brute de nos centrales alimentées au gaz au Canada; en partie contrebalancées par :
- la diminution des coûts de conformité liés au carbone grâce à l'utilisation de crédits d'émission générés en interne et achetés en externe pour la période considérée par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent pour régler une partie de notre obligation liée aux émissions de GES de 2024 et une partie de notre obligation liée aux émissions de GES prise en charge dans le cadre de l'acquisition de Heartland;
- la hausse des produits des activités ordinaires ajustés attribuable aux facteurs susmentionnés; et

- l'incidence favorable de l'augmentation de la production des centrales de cogénération à faible émission de carbone sur les coûts de conformité liés au carbone.

Le résultat avant impôts sur le résultat ajusté pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 a diminué comparativement à celui de la période correspondante de 2024 en raison :

- de la baisse du BAIIA ajusté (comme il est décrit ci-dessus); et
- de la hausse de l'amortissement attribuable à l'ajout des centrales de Heartland.

Le résultat avant impôts sur le résultat pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 a diminué en raison :

- de la hausse des pertes latentes liées à la réévaluation à la valeur de marché en raison de couvertures moins

favorables au cours de la période considérée par rapport à celles de la période correspondante de 2024;

- de la diminution du résultat avant impôts sur le résultat ajusté comparativement à celui de la période correspondante de 2024; et
- d'une imputation pour dépréciation des dessaisissements exigés comptabilisés au premier trimestre de 2025; le tout en partie contrebalancé par :
- le profit de réévaluation à la juste valeur de la contrepartie éventuelle à payer attribuable au produit de la vente prévu mis à jour lié aux dessaisissements exigés; et
- la hausse des produits tirés des contrats de location-financement du fait de l'ajout des contrats de location-financement liés à l'acquisition de Heartland.

Transition énergétique

	Trois mois clos les 30 sept.				Neuf mois clos les 30 sept.			
	2025	2024	Variation		2025	2024	Variation	
Capacité installée brute (MW)	671	671	—	— %	671	671	—	— %
Disponibilité (%)	83,3	90,0	(6,7)	(7) %	87,2	76,1	11,1	15 %
Production								
Volume des ventes contractuelles (GWh)	662	840	(178)	(21) %	1 965	2 499	(534)	(21) %
Volume des ventes marchandes (GWh)	1 130	1 087	43	4 %	2 516	2 064	452	22 %
Achats d'électricité (GWh) ¹	(806)	(949)	143	(15) %	(2 213)	(2 782)	569	(20) %
Total de la production (GWh)	986	978	8	1 %	2 268	1 781	487	27 %
Produits des activités ordinaires ajustés²	148	157	(9)	(6) %	389	433	(44)	(10) %
Coûts du combustible et des achats d'électricité	(98)	(104)	6	(6) %	(247)	(316)	69	(22) %
Coûts de conformité liés au carbone	—	(1)	1	(100) %	—	(1)	1	— %
Marge brute ajustée²	50	52	(2)	(4) %	142	116	26	22 %
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	(20)	(17)	(3)	18 %	(55)	(50)	(5)	10 %
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	(2)	(1)	(1)	100 %	(3)	(3)	—	100 %
BAlIA ajusté²	28	34	(6)	(18) %	84	63	21	33 %
Amortissement	(11)	(17)	6	(35) %	(39)	(48)	9	(19) %
Résultat avant impôts sur le résultat ajusté²	17	17	—	— %	45	15	30	200 %
Résultat avant impôts sur le résultat	23	8	15	188 %	50	31	19	61 %
Informations complémentaires :								
Dépenses de remise en état de la mine de Highvale ³	2	2	—	— %	8	8	—	— %
Dépenses de remise en état de la mine de Centralia ³	4	5	(1)	(20) %	12	12	—	— %

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

2) Les produits des activités ordinaires ajustés, la marge brute ajustée, le BAlIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS, ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Les mesures IFRS les plus directement comparables sont les suivantes : pour les produits des activités ordinaires ajustés, les produits des activités ordinaires de 158 millions de dollars et 385 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025 (165 millions de dollars et 461 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024); pour la marge brute ajustée, la marge brute de 60 millions de dollars et 138 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025 (60 millions de dollars et 144 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024); pour le BAlIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté, le résultat avant impôts sur le résultat de 23 millions de dollars et 50 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025 (8 millions de dollars et 31 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024).

3) Les dépenses de remise en état des mines de Highvale et de Centralia, qui représentent les coûts nécessaires à la remise en état des sites, sont des mesures financières supplémentaires et sont incluses dans les passifs de démantèlement et de remise en état réglés au cours de la période dans les états de la situation financière consolidés présentés selon les IFRS.

Les produits des activités ordinaires ajustés pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- d'une baisse des prix dans la région du Mid-Columbia; en partie contrebalancée par :
- un volume plus élevé de positions de couverture favorables réglées.

Le BAIIA ajusté pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 a diminué par rapport à celui de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de la baisse des produits des activités ordinaires ajustés attribuable aux facteurs susmentionnés; en partie contrebalancée par :
- la baisse des coûts des achats d'électricité attribuable à une baisse du nombre de rachats pour respecter les obligations contractuelles pendant les interruptions.

Le résultat avant impôts sur le résultat ajusté pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 est comparable à celui de la période correspondante de 2024.

Le résultat avant impôts sur le résultat pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 s'est accru comparativement à celui de la période correspondante de 2024 en raison de la baisse des imputations pour dépréciation d'actifs découlant de la variation de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état d'actifs mis hors service.

Les dépenses de remise en état des mines pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 ont été comparables à celles de la période correspondante de 2024.

Les produits des activités ordinaires ajustés pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- d'une baisse des prix dans la région du Mid-Columbia; en partie contrebalancée par :
- des positions de couverture favorables réglées, ce qui a généré des apports positifs par rapport aux prix au comptant.

Le BAIIA ajusté pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 a augmenté par rapport à celui de la période correspondante de 2024 en raison :

- de la baisse des coûts des achats d'électricité attribuable à une plus grande disponibilité, ce qui a entraîné une baisse du nombre de rachats pour respecter les obligations contractuelles pendant les interruptions; en partie contrebalancée par :
- la baisse des produits des activités ordinaires ajustés attribuable aux facteurs susmentionnés; et
- la hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration attribuable aux dépenses des fonds communautaires.

Le résultat avant impôts sur le résultat ajusté pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 a augmenté comparativement à celui de la période correspondante de 2024 en raison de la hausse du BAIIA ajusté attribuable aux facteurs susmentionnés.

Le résultat avant impôts sur le résultat pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 a augmenté comparativement à celui de la période correspondante de 2024 en raison :

- de la hausse du résultat avant impôts sur le résultat ajusté attribuable aux facteurs susmentionnés; et
- de la reprise de dépréciation liée au matériel de production pour la période considérée; le tout en partie contrebalancé par :
- la hausse des pertes latentes liées à la réévaluation à la valeur de marché en raison de couvertures moins favorables au cours de la période considérée; et
- l'augmentation des imputations pour dépréciation d'actifs découlant de la hausse de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état des actifs mis hors service attribuable à la baisse des taux d'actualisation.

Les dépenses de remise en état des mines pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 ont été comparables à celles de la période correspondante de 2024.

Commercialisation de l'énergie

	Trois mois clos les 30 sept.				Neuf mois clos les 30 sept.			
	2025	2024	Variation		2025	2024	Variation	
Produits des activités ordinaires ajustés ¹	30	52	(22)	(42) %	92	149	(57)	(38) %
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	(13)	(10)	(3)	30 %	(28)	(29)	1	(3) %
BAlIA ajusté^{1,2}	17	42	(25)	(60) %	64	120	(56)	(47) %
Amortissement	—	—	—	— %	(2)	(2)	—	— %
Résultat avant impôts sur le résultat ajusté^{1,2}	17	42	(25)	(60) %	62	118	(56)	(47) %
Résultat avant impôts sur le résultat	24	45	(21)	(47) %	72	123	(51)	(41) %

1) Les produits des activités ordinaires ajustés, le BAlIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS, ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Les mesures IFRS les plus directement comparables sont les suivantes : pour les produits des activités ordinaires ajustés, les produits des activités ordinaires de 37 millions de dollars et 102 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025 (55 millions de dollars et 154 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024); pour le BAlIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté, le résultat avant impôts sur le résultat de 24 millions de dollars et 72 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025 (45 millions de dollars et 123 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024).

2) La composition du BAlIA ajusté a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion.

Les produits des activités ordinaires ajustés et le BAlIA ajusté pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025 ont diminué par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2024, en raison surtout :

- de la volatilité relativement modérée à l'échelle des marchés du gaz naturel et de l'électricité nord-américains; et
- d'une baisse des transactions réalisées en 2025 par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent.

Le résultat avant impôts sur le résultat ajusté pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025 a diminué par rapport à celui des périodes correspondantes de 2024, du fait essentiellement de la baisse des produits des activités ordinaires ajustés attribuable aux facteurs susmentionnés.

Le résultat avant impôts sur le résultat pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025 a diminué par rapport à celui des périodes correspondantes de 2024 en raison de la baisse du résultat avant impôts sur le résultat ajusté.

Siège social

	Trois mois clos les 30 sept.				Neuf mois clos les 30 sept.			
	2025	2024	Variation		2025	2024	Variation	
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées ¹	(34)	(34)	—	— %	(113)	(97)	(16)	16 %
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	(1)	(1)	—	100 %	(2)	(1)	(1)	100 %
BAlIA ajusté¹	(35)	(35)	—	— %	(115)	(98)	(17)	17 %
Amortissement	(6)	(5)	(1)	20 %	(15)	(14)	(1)	7 %
Quote-part du résultat provenant d'une entreprise associée	(1)	—	(1)	— %	(2)	(1)	(1)	100 %
Produits d'intérêts	9	6	3	50 %	21	21	—	— %
Charge d'intérêts	(87)	(86)	(1)	1 %	(270)	(235)	(35)	15 %
(Perte) profit de change réalisé(e) ²	(5)	2	(7)	(350) %	(3)	(7)	4	(57) %
Résultat avant impôts sur le résultat ajusté¹	(125)	(118)	(7)	6 %	(384)	(334)	(50)	15 %
Résultat avant impôts sur le résultat	(124)	(130)	6	(5) %	(425)	(348)	(77)	22 %

1) Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées, le BAlIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS, ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Les mesures IFRS les plus directement comparables sont les suivantes : pour les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration de 41 millions de dollars et 135 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025 (35 millions de dollars et 105 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024); pour le BAlIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté, le résultat avant impôts sur le résultat de 124 millions de dollars et 425 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025 (130 millions de dollars et 348 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024).

2) (La perte) le profit de change réalisé(e) est une mesure financière supplémentaire correspondant aux profits et aux pertes de change liés aux opérations de paiement réelles. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

Le BAlIA ajusté pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 est comparable à celui de la période correspondante de 2024.

La perte avant impôts sur le résultat ajustée pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 a augmenté comparativement à celle de la période correspondante de 2024 en raison de la hausse des pertes de change réalisées attribuable à des variations défavorables des taux de change.

La perte avant impôts sur le résultat pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 a diminué comparativement à celle de la période correspondante de 2024 en raison :

- de la hausse des profits de change latents attribuable à des variations favorables des taux de change; en partie contrebalancée par :
- la hausse de la perte avant impôts sur le résultat ajustée attribuable aux facteurs susmentionnés; et
- la hausse des dépenses liées à l'implantation d'une mise à niveau de notre progiciel de gestion intégré.

Le BAlIA ajusté pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 a diminué par rapport à celui de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de l'augmentation des dépenses à l'appui des initiatives stratégiques de croissance; et
- de l'ajout des coûts du siège social liés aux centrales de Heartland.

La perte avant impôts sur le résultat ajustée pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 a augmenté comparativement à celle de la période correspondante de 2024 en raison :

- de la baisse du BAlIA ajusté attribuable aux facteurs susmentionnés; et
- de l'augmentation de la charge d'intérêts attribuable à la hausse des intérêts sur la dette découlant de l'ajout de la facilité à terme de Heartland, à la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif découlant du ralentissement des activités de construction en 2025 par rapport à celles de la période correspondante de 2024 et à l'augmentation de la désactualisation des provisions pour la période considérée.

La perte avant impôts sur le résultat pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 a augmenté comparativement à celle de la période correspondante de 2024 en raison :

- de la hausse de la perte avant impôts sur le résultat ajustée attribuable aux facteurs susmentionnés;
- de la hausse des dépenses liées à la planification, à la conception et à l'implantation d'une mise à niveau de notre progiciel de gestion intégré; et
- de la hausse des pertes de change latentes en raison de variations défavorables des taux de change.

Rendement par secteur et informations géographiques complémentaires

Les tableaux suivants présentent le BAIIA ajusté par secteur dans les régions où nous exerçons nos activités :

Trois mois clos le 30 septembre 2025	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ³	Gaz	Transition énergétique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Alberta	68	—	55	(2)	17	(35)	103
Canada, sans l'Alberta	5	15	27	—	—	—	47
États-Unis	—	28	4	30	—	—	62
Australie-Occidentale	—	2	24	—	—	—	26
BAIIA ajusté¹	73	45	110	28	17	(35)	238
Résultat avant impôts sur le résultat ajusté ¹	64	(7)	51	17	17	(125)	17
Résultat avant impôts sur le résultat	67	(106)	63	23	24	(124)	(53)

Trois mois clos le 30 septembre 2024	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ³	Gaz	Transition énergétique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Alberta	86	3	92	(2)	42	(35)	186
Canada, sans l'Alberta	3	12	22	—	—	—	37
États-Unis	—	27	3	36	—	—	66
Australie-Occidentale	—	2	24	—	—	—	26
BAIIA ajusté^{1,2}	89	44	141	34	42	(35)	315
Résultat avant impôts sur le résultat ajusté ¹	81	(9)	89	17	42	(118)	102
Résultat avant impôts sur le résultat	80	(82)	88	8	45	(130)	9

1) Le BAIIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS, ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs.

2) La composition du BAIIA ajusté a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées et les produits d'intérêts australiens. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion.

3) La perte avant impôts sur le résultat ajusté du secteur Énergie éolienne et énergie solaire ne tient pas compte de l'apport du parc éolien Skookumchuck.

Neuf mois clos le 30 septembre 2025	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ³	Gaz	Transition énergé- tique	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total
Alberta	235	31	181	(7)	64	(115)	389
Canada, sans l'Alberta	11	95	81	—	—	—	187
États-Unis	—	104	9	91	—	—	204
Australie-Occidentale	—	6	71	—	—	—	77
BAlIA ajusté¹	246	236	342	84	64	(115)	857
Résultat avant impôts sur le résultat ajusté¹	220	79	145	45	62	(384)	167
Résultat avant impôts sur le résultat	226	(127)	105	50	72	(425)	(99)

Neuf mois clos le 30 septembre 2024	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ³	Gaz	Transition énergé- tique	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total
Alberta	253	43	259	(7)	120	(98)	570
Canada, sans l'Alberta	6	80	72	—	—	—	158
États-Unis	—	92	9	70	—	—	171
Australie-Occidentale	—	6	68	—	—	—	74
BAlIA ajusté^{1,2}	259	221	408	63	120	(98)	973
Résultat avant impôts sur le résultat ajusté¹	236	78	245	15	118	(334)	358
Résultat avant impôts sur le résultat	239	7	318	31	123	(348)	370

1) Le BAlIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS, ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs.

2) La composition du BAlIA ajusté a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées et les produits d'intérêts australiens. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion.

3) Le résultat avant impôts sur le résultat du secteur Énergie éolienne et énergie solaire ne tient pas compte de l'apport du parc éolien Skookumchuck.

Optimisation du portefeuille de centrales en Alberta

Les données du portefeuille de centrales électriques en Alberta présentées ci-dessous sont des mesures financières supplémentaires utilisées pour présenter le rendement par secteur pour le marché de l'Alberta.

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

L'acquisition de Heartland a renforcé et diversifié davantage le portefeuille concurrentiel de TransAlta dans le secteur de l'électricité hautement dynamique et évolutif en Alberta, par l'ajout d'une capacité de cogénération visée par des contrats de 507 MW, d'une capacité de production de pointe marchande visée par des contrats de 387 MW, d'une capacité de production thermique marchande alimentée au gaz naturel de 950 MW et d'une capacité de transport. Nous croyons que grâce à la croissance rapide de certaines centrales de Heartland, nous serons en bonne position pour faire face à la volatilité des prix et fournir une capacité de pointe pendant les périodes de demande plus élevée sur le marché de l'Alberta.

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

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

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

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

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

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

	2025					2024				
Trois mois clos les 30 septembre	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ⁴	Gaz ⁵	Transition énergétique	Total	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total
Capacité installée brute (MW)	834	764	3 650	—	5 248	834	766	1 963	—	3 563
Total de la production¹ (GWh)	524	245	2 437	—	3 206	422	332	2 014	—	2 768
Production visée par des contrats (GWh)	—	114	1 345	—	1 459	—	160	529	—	689
Production marchande (GWh)	524	131	1 092	—	1 747	422	172	1 485	—	2 079
Volumes couverts (GWh)	393	18	2 105	—	2 516	159	22	2 184	—	2 365
Production visée par des contrats ou couverte (%)	75 %	54 %	142 %	— %	124 %	38 %	55 %	135 %	— %	110 %
Volumes couverts en pourcentage de la capacité installée brute (%)	22 %	1 %	26 %	— %	22 %	9 %	1 %	51 %	— %	30 %
Produits des activités ordinaires ajustés^{2,3} (\$)	86	15	198	1	300	101	14	215	1	331
Combustible (\$)	2	2	70	—	74	2	2	65	—	69
Achats d'électricité (\$)	1	1	14	—	16	1	—	12	—	13
Coûts de conformité liés au carbone³ (\$)	—	—	28	—	28	—	—	34	—	34
Marge brute ajustée² (\$)	83	12	86	1	182	98	12	104	1	215

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

2) Les produits des activités ordinaires ont été ajustés pour exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. La composition des produits des activités ordinaires ajustés et de la marge brute ajustée a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement.

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

4) La capacité installée brute du secteur Énergie éolienne et énergie solaire a été réduite en raison de l'enlèvement d'une tour au parc éolien Sinnott.

5) La capacité installée brute des centrales en Alberta pour 2025 comprend une capacité de 1 687 MW provenant de l'acquisition de Heartland et ne tient pas compte de la capacité des dessaisissements exigés.

Analyse des écarts pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 (2025 par rapport à 2024)

La production totale du portefeuille de centrales en Alberta pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 a été de 3 206 GWh, comparativement à 2 768 GWh pour la période correspondante de 2024. L'augmentation de 438 GWh, ou 16 %, est principalement attribuable aux facteurs suivants :

- la hausse de la production visée par des contrats dans le secteur Gaz attribuable à l'ajout des centrales alimentées au gaz de Heartland au quatrième trimestre de 2024; et
- une augmentation de la production dans le secteur Hydroélectricité attribuable à l'optimisation de l'approvisionnement en eau afin de faciliter la production pendant les périodes de demande accrue; le tout en partie contrebalancé par :
- la diminution de la production marchande dans le secteur Gaz en raison de l'optimisation de la répartition attribuable à la baisse des prix du marché; et
- la diminution des volumes de production dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire en raison d'une baisse des ressources éoliennes en Alberta.

Les volumes couverts pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 ont augmenté comparativement à ceux de la période correspondante de 2024 en prévision d'une baisse des prix au comptant sur le marché. Les profits et les pertes réalisés sur les couvertures financières sont inclus dans les produits des activités ordinaires ajustés, présentés dans le tableau ci-dessus.

La marge brute ajustée du portefeuille de centrales en Alberta pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 s'est établie à 182 millions de dollars, comparativement à 215 millions de dollars pour la période correspondante de 2024. La diminution de 33 millions de dollars, ou 15 %, est principalement attribuable aux facteurs suivants :

- l'incidence de la baisse des prix au comptant en Alberta;
- la diminution de la production marchande dans le secteur Gaz en raison de l'optimisation accrue de la répartition attribuable à la baisse des prix du marché;
- l'augmentation du prix du carbone par tonne, qui est passé de 80 \$ la tonne en 2024 à 95 \$ la tonne en 2025; et
- la baisse des profits réalisés sur les couvertures financières; le tout en partie contrebalancé par :

- l'apport favorable de l'ajout des centrales de Heartland dans le secteur Gaz;
- la hausse de la production dans le secteur Hydroélectricité en Alberta attribuable à la hausse des réserves hydriques découlant de plus fortes précipitations au cours du trimestre; et
- l'incidence favorable de l'augmentation de la production des centrales de cogénération à faible émission de carbone sur les coûts de conformité liés au carbone.

	2025					2024				
Neuf mois clos les 30 septembre	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ⁴	Gaz ⁵	Transition énergétique	Total	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total
Capacité installée brute (MW)	834	764	3 650	—	5 248	834	766	1 963	—	3 563
Total de la production¹ (GWh)	1 302	1 242	6 324	—	8 868	1 076	1 362	6 221	—	8 659
Production visée par des contrats (GWh)	—	595	3 863	—	4 458	—	671	1 729	—	2 400
Production marchande (GWh)	1 302	647	2 461	—	4 410	1 076	691	4 492	—	6 259
Volumes couverts (GWh)	996	84	5 684	—	6 764	353	91	5 997	—	6 441
Production visée par des contrats ou couverte (%)	76 %	55 %	151 %	— %	127 %	33 %	56 %	124 %	— %	102 %
Volumes couverts en pourcentage de la capacité installée brute (%)	18 %	2 %	24 %	— %	20 %	7 %	2 %	47 %	— %	28 %
Produits des activités ordinaires ajustés^{2,3} (\$)	285	79	594	4	962	298	81	644	4	1 027
Combustible (\$)	5	9	231	—	245	5	8	211	—	224
Achats d'électricité (\$)	8	2	39	—	49	6	2	46	—	54
Coûts de conformité liés au carbone³ (\$)	—	2	51	—	53	—	—	91	1	92
Marge brute ajustée² (\$)	272	66	273	4	615	287	71	296	3	657

- 1) Le total de la production inclut la production visée par des contrats et la production marchande.
- 2) Les produits des activités ordinaires ont été ajustés pour exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. La composition des produits des activités ordinaires ajustés et de la marge brute ajustée a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement.
- 3) Les ventes intersociétés de crédits d'émission des secteurs Hydroélectricité et Énergie éolienne et énergie solaire au secteur Gaz ont été éliminées à la consolidation dans le secteur Siège social. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion.
- 4) La capacité installée brute du secteur Énergie éolienne et énergie solaire a été réduite en raison de l'enlèvement d'une tour au parc éolien Sinnott.
- 5) La capacité installée brute des centrales en Alberta pour 2025 comprend une capacité de 1 687 MW provenant de l'acquisition de Heartland et ne tient pas compte de la capacité des dessaisissements exigés.

Analyse des écarts pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 (2025 par rapport à 2024)

La production totale du portefeuille de centrales en Alberta pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 a été de 8 868 GWh, comparativement à 8 659 GWh pour la période correspondante de 2024. L'augmentation de 209 GWh, ou 2 %, est principalement attribuable aux facteurs suivants :

- la hausse de la production visée par des contrats dans le secteur Gaz attribuable à l'ajout des centrales alimentées au gaz de Heartland au quatrième trimestre de 2024; et
- l'augmentation de la production dans le secteur Hydroélectricité attribuable à la hausse des ressources hydriques et à l'optimisation de l'approvisionnement en eau afin de faciliter la production pendant les périodes de demande accrue; le tout en partie contrebalancé par :
- la diminution de la production marchande dans le secteur Gaz en raison de l'optimisation accrue de la répartition attribuable à la baisse des prix du marché; et
- la diminution des volumes de production dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire en raison d'une baisse des ressources éoliennes par rapport à la période correspondante de 2024.

Les volumes couverts pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2024. La Société a déployé une stratégie défensive visant à augmenter les couvertures financières du portefeuille d'actifs marchands à des marges avantageuses en prévision du risque de la baisse des prix en 2025. Les profits et les pertes réalisés sur les couvertures financières sont inclus dans les produits des activités ordinaires ajustés, présentés dans le tableau ci-dessus.

La marge brute ajustée du portefeuille de centrales en Alberta pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 s'est établie à 615 millions de dollars, comparativement à 657 millions de dollars pour la période correspondante de 2024. La diminution de 42 millions de dollars, ou 6 %, est principalement attribuable aux facteurs suivants :

- l'incidence de la baisse des prix au comptant de l'électricité et des services auxiliaires en Alberta;
- la diminution de la production marchande dans le secteur Gaz en raison de l'optimisation accrue de la répartition attribuable à la baisse des prix du marché;
- la hausse des coûts du combustible dans le secteur Gaz en raison de l'augmentation des prix du gaz naturel;
- la baisse des positions de couverture favorables réalisées; et
- une augmentation du prix du carbone, qui est passé de 80 \$ la tonne en 2024 à 95 \$ la tonne en 2025; le tout en partie contrebalancé par :
- l'apport favorable de l'ajout des centrales de Heartland dans le secteur Gaz;
- la baisse des coûts de conformité liés au carbone pour la période considérée attribuable à l'utilisation de crédits d'émission générés en interne et achetés en externe pour la période considérée par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent pour régler une partie de notre obligation liée aux émissions de GES de 2024 et une partie de notre obligation liée aux émissions de GES prise en charge dans le cadre de l'acquisition de Heartland, et à l'incidence favorable de l'augmentation de la production des centrales de cogénération à faible émission de carbone; et
- la hausse des produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux en raison de l'accroissement des ventes de crédits d'émission à des tiers et des ventes intersociétés des secteurs Hydroélectricité et Énergie éolienne et énergie solaire au secteur Gaz.

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2025	2024	2025	2024
Marché de l'Alberta				
Prix moyen au comptant de l'électricité par MWh	51	55	44	67
Prix du gaz naturel (AECO) par GJ	0,63	0,67	1,43	1,24
Coûts de conformité liés au carbone par tonne	95	80	95	80
Résultats du portefeuille de centrales électriques en Alberta				
Prix marchand de l'électricité réalisé par MWh ¹	103	90	107	91
Prix au comptant de l'électricité par MWh, énergie hydroélectrique	76	83	76	95
Prix par MWh, services auxiliaires des centrales hydroélectriques	47	55	39	48
Prix au comptant de l'électricité par MWh, énergie éolienne	28	35	23	40
Prix au comptant de l'électricité par MWh, secteur Gaz	79	73	66	84
Prix moyen de l'électricité couvert par MWh ²	66	85	69	86
Volume couvert (GWh)	2 516	2 365	6 764	6 441
Coûts du combustible par MWh ³	30	34	39	36
Coûts de conformité liés au carbone par MWh ⁴	11	17	8	15

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

Le prix moyen au comptant de l'électricité par MWh du portefeuille de centrales en Alberta pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025 a diminué, passant de respectivement 55 \$ par MWh et 67 \$ par MWh en 2024 à 51 \$ par MWh et 44 \$ par MWh, principalement en raison de l'ajout de l'approvisionnement provenant de centrales à partir d'énergies renouvelables et de centrales à cycle combiné alimentées au gaz sur le marché plus important que celui des périodes correspondantes de 2024 et de l'incidence des températures plus douces pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025.

Le prix marchand de l'électricité réalisé par MWh de production du portefeuille de centrales en Alberta pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025 a augmenté de respectivement 13 \$ par MWh et 16 \$ par MWh, comparativement à celui des périodes correspondantes de 2024, principalement en raison :

- de positions de couverture favorables réglées au cours de la période considérée et de l'optimisation de la production, ce qui a généré des apports positifs par rapport aux prix au comptant établis en Alberta comparativement à ceux des périodes correspondantes de 2024; en partie contrebalancées par :
- une baisse des prix au comptant moyens de l'électricité attribuable aux facteurs susmentionnés.

Les coûts du combustible par MWh pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 ont diminué de 4 \$ par MWh par rapport à ceux de la période correspondante de 2024, en raison de la baisse des prix du gaz naturel.

Les coûts du combustible par MWh pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 ont augmenté de 3 \$

par MWh par rapport à ceux de la période correspondante de 2024, en raison de la hausse des prix du gaz naturel.

Les coûts de conformité liés au carbone par MWh de production pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 ont diminué de 6 \$ par MWh par rapport à ceux de la période correspondante de 2024, surtout en raison :

- de l'incidence favorable de l'augmentation de la production des centrales de cogénération à faible émission de carbone sur les coûts de conformité liés au carbone par MWh; en partie contrebalancée par :
- une augmentation du prix du carbone par tonne, qui est passé de 80 \$ la tonne en 2024 à 95 \$ la tonne en 2025.

Les coûts de conformité liés au carbone par MWh de production pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 ont diminué de 7 \$ par MWh par rapport à ceux de la période correspondante de 2024, surtout en raison :

- de l'utilisation d'une plus grande quantité de crédits d'émission générés en interne et achetés en externe pour la période considérée par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent pour régler une partie de notre obligation liée aux émissions de GES de 2024 et une partie de notre obligation liée aux émissions de GES prise en charge dans le cadre de l'acquisition de Heartland; et
- de l'incidence favorable de l'augmentation de la production des centrales de cogénération à faible émission de carbone sur les coûts de conformité liés au carbone; le tout en partie contrebalancé par :
- une augmentation du prix du carbone par tonne, qui est passé de 80 \$ la tonne en 2024 à 95 \$ la tonne en 2025.

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.

	T4 2024	T1 2025	T2 2025	T3 2025
Produits des activités ordinaires	678	758	433	615
Coûts de conformité liés au carbone (recouvrement)	39	49	(74)	35
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	234	173	173	179
Amortissement	143	146	150	135
Résultat avant impôts sur le résultat	(51)	49	(95)	(53)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(65)	46	(112)	(62)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ¹	(0,22)	0,15	(0,38)	(0,20)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	215	7	157	251

	T4 2023	T1 2024	T2 2024	T3 2024
Produits des activités ordinaires	624	947	582	638
Coûts de conformité liés au carbone (recouvrement)	27	40	(8)	41
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	150	134	144	143
Amortissement	132	124	131	133
Résultat avant impôts sur le résultat	(35)	267	94	9
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(84)	222	56	(36)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ¹	(0,27)	0,72	0,18	(0,12)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	310	244	108	229

1) Le résultat net de base et dilué par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires est calculé à chaque période à l'aide du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation de base et dilué, respectivement, pendant la période. Ainsi, la somme des résultats par action pour les quatre trimestres représentant l'année civile peut parfois différer du résultat par action annuel.

Les événements suivants ont eu une incidence sur les résultats d'exploitation :

- l'acquisition de Heartland le 4 décembre 2024; et
- la mise en service du parc solaire dans le nord de la région de Goldfields au quatrième trimestre de 2023, du projet d'expansion de 132 kV à Mount Keith au premier trimestre de 2024, et l'incidence de la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill au premier semestre de 2024.

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

- la hausse de la production au cours des trois premiers trimestres de 2025 et du quatrième trimestre de 2024, par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent;
- les répercussions des profits et des pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché des positions de couverture et de dérivés; et

- la baisse des prix réalisés au quatrième trimestre de 2024 attribuable principalement à l'incidence des ajouts de nouvel approvisionnement en gaz naturel, en énergie éolienne et en énergie solaire sur le marché de l'Alberta; et
- la hausse des prix réalisés au cours des trois premiers trimestres de 2025 par rapport à ceux des périodes correspondantes de l'exercice précédent, en raison de positions de couverture des prix réalisés favorables et de l'optimisation pour la période considérée, ce qui a généré des apports positifs par rapport aux prix au comptant.

Les coûts de conformité liés au carbone (le recouvrement) ont été touchés par :

- la hausse des coûts du carbone par tonne, qui sont passés de 80 \$ en 2024 à 95 \$ en 2025;
- la diminution, au deuxième trimestre de 2025, des coûts de conformité liés au carbone grâce à l'utilisation de crédits d'émission générés en interne et achetés en externe pour régler une partie de notre obligation liée aux émissions de GES de 2024 et une partie de notre obligation liée aux émissions de GES prise en charge dans le cadre de l'acquisition de Heartland; et
- la diminution, au deuxième trimestre de 2024, des coûts de conformité liés au carbone grâce à l'utilisation de crédits d'émission générés en interne ou achetés en externe pour régler une partie de l'obligation liée aux émissions de GES de 2023.

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

- l'augmentation des dépenses à l'appui des initiatives stratégiques et de croissance aux premier et deuxième trimestres de 2025 et aux troisième et quatrième trimestres de 2024, par rapport à celles des périodes correspondantes de l'exercice précédent;
- la remise en service des unités du parc éolien de Kent Hills et l'incidence de la mise en service des parcs éoliens Horizon Hill et White Rock au premier semestre de 2024;
- l'ajout des centrales de Heartland et des coûts du siège social connexes au cours des trois premiers trimestres de 2025 et d'une partie du quatrième trimestre de 2024;
- l'augmentation des coûts découlant de la planification, de la conception et de l'implantation du progiciel de gestion intégré au cours des trois premiers trimestres de 2025 et du quatrième trimestre de 2024; et
- des pénalités imposées par l'administrateur de la surveillance du marché de l'Alberta au quatrième trimestre de 2024 pour les signalements volontaires en lien avec les services auxiliaires hydroélectriques fournis en 2021 et 2022.

L'amortissement a été touché par :

- des révisions de la durée d'utilité de certaines centrales effectuées au troisième trimestre de 2024;
- une augmentation de l'amortissement en raison de l'incidence de la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill au premier semestre de 2024; et
- l'acquisition de Heartland au quatrième trimestre de 2024.

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

- à une imputation pour dépréciation des dessaisissements exigés classés comme étant détenus en vue de la vente au premier trimestre de 2025;
- à des projets de mise en valeur qui n'étaient plus en cours aux premier et deuxième trimestres de 2025 et aux troisième et quatrième trimestres de 2024;
- à la hausse de la provision pour frais de démantèlement d'actifs mis hors service provenant des variations des flux de trésorerie estimatifs aux troisième trimestres de 2023 et 2024;
- à une augmentation de la provision pour frais de démantèlement d'actifs mis hors service provenant d'une baisse des taux d'actualisation aux deuxième et troisième trimestres de 2025;
- à des modifications au calendrier prévu du démantèlement, qui ont eu une incidence sur le calcul de la provision pour frais de démantèlement aux troisième et quatrième trimestres de 2024;
- à une reprise de dépréciation liée à certains actifs du secteur Transition énergétique reclassés dans les actifs détenus en vue de la vente au premier trimestre de 2025; et
- à une imputation pour dépréciation, déduction faite des reprises de dépréciation liée à certains parcs éoliens et solaires en raison de variations des volumes de production prévus et des hypothèses relatives à la baisse des prix de l'électricité au troisième trimestre de 2025.

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

- les éléments susmentionnés;
- la variation de la juste valeur de la contrepartie éventuelle à payer au cours de l'exercice 2025 attribuable au produit de la vente prévu mis à jour lié aux dessaisissements exigés; et

- l'augmentation de la charge d'intérêts attribuable à l'augmentation des intérêts sur la dette découlant de l'ajout de la facilité à terme de Heartland, à la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif en 2025 découlant d'un ralentissement des activités d'investissement au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 et à la hausse de la désactualisation des provisions pour la période considérée par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2024.

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

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

- les éléments susmentionnés;
- une variation favorable des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation au cours des troisième et deuxième trimestres de 2025 par rapport à ceux des périodes correspondantes de l'exercice précédent, en raison du calendrier des encaissements, le tout en partie contrebalancé par la hausse des dettes fournisseurs et charges à payer et la baisse des charges payées d'avance en raison du calendrier des paiements liés à l'assurance; et
- la diminution des provisions et des autres éléments sans effet de trésorerie aux deuxième et premier trimestres de 2025 par rapport aux périodes correspondantes de 2024.

Situation financière

Le tableau qui suit présente les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés résumés du 31 décembre 2024 au 30 septembre 2025 :

	30 sept. 2025	31 déc. 2024	Augmentation (diminution)
Actif			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	211	337	(126)
Actifs de gestion du risque	159	318	(159)
Actifs détenus en vue de la vente	45	80	(35)
Autres actifs courants ¹	1 043	1 038	5
Total des actifs courants	1 458	1 773	(315)
Actifs non courants			
Actifs de gestion du risque	38	93	(55)
Immobilisations corporelles, montant net	5 748	6 020	(272)
Actifs financiers à long terme	125	—	125
Autres actifs non courants ²	1 523	1 613	(90)
Total des actifs non courants	7 434	7 726	(292)
Total de l'actif	8 892	9 499	(607)
Passif			
Passifs courants			
Dettes fournisseurs, charges à payer et autres passifs courants	637	756	(119)
Passifs de gestion du risque	150	277	(127)
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (courantes)	110	83	27
Dividendes à verser	19	49	(30)
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives	169	572	(403)
Contrepartie éventuelle à payer	15	81	(66)
Autres passifs courants ³	750	751	(1)
Total des passifs courants	1 850	2 569	(719)
Passifs non courants			
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives	3 496	3 236	260
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (non courantes)	871	850	21
Passifs de gestion du risque (non courants)	441	305	136
Autres passifs non courants ⁴	622	696	(74)
Total des passifs non courants	5 430	5 087	343
Total du passif	7 280	7 656	(376)
Capitaux propres			
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	1 534	1 746	(212)
Participations ne donnant pas le contrôle	78	97	(19)
Total des capitaux propres	1 612	1 843	(231)
Total du passif et des capitaux propres	8 892	9 499	(607)

1) Les autres actifs courants sont une mesure financière supplémentaire et comprennent des liquidités soumises à restrictions de 70 millions de dollars (69 millions de dollars au 31 décembre 2024), des créances clients et autres débiteurs de 768 millions de dollars (767 millions de dollars au 31 décembre 2024), des charges payées d'avance et autres de 66 millions de dollars (68 millions de dollars au 31 décembre 2024) et des stocks de 139 millions de dollars (134 millions de dollars au 31 décembre 2024).

2) Les autres actifs non courants sont une mesure financière supplémentaire et comprennent la partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement de 283 millions de dollars (305 millions de dollars au 31 décembre 2024), des actifs au titre de droits d'utilisation de 114 millions de dollars (120 millions de dollars au 31 décembre 2024), des immobilisations incorporelles de 254 millions de dollars (281 millions de dollars au 31 décembre 2024), le goodwill de 517 millions de dollars (517 millions de dollars au 31 décembre 2024), des actifs d'impôt différé de 47 millions de dollars (52 millions de dollars au 31 décembre 2024), des placements de 144 millions de dollars (159 millions de dollars au 31 décembre 2024) et d'autres actifs de 164 millions de dollars (179 millions de dollars au 31 décembre 2024).

3) Les autres passifs courants sont une mesure financière supplémentaire et comprennent un découvert bancaire de néant (1 million de dollars au 31 décembre 2024) et des titres échangeables de 750 millions de dollars (750 millions de dollars au 31 décembre 2024).

4) Les autres passifs non courants sont une mesure financière supplémentaire et comprennent des passifs sur contrat de 26 millions de dollars (24 millions de dollars au 31 décembre 2024), des obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants de 173 millions de dollars (202 millions de dollars au 31 décembre 2024) et des impôts différés de 423 millions de dollars (470 millions de dollars au 31 décembre 2024).

Les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés résumés 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'élevait à 392 millions de dollars au 30 septembre 2025 (796 millions de dollars au 31 décembre 2024). Le déficit a diminué essentiellement en raison de la baisse de la partie courante des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives. Le 25 mars 2025, la Société a remboursé sa facilité d'emprunt à terme à taux variable de 400 millions de dollars avant la date d'échéance prévue du 7 septembre 2025 au moyen du produit du placement de billets de premier rang de 450 millions de dollars.

Les actifs courants ont diminué de 315 millions de dollars, passant de 1 773 millions de dollars au 31 décembre 2024 à 1 458 millions de dollars au 30 septembre 2025, en raison surtout :

- de la diminution des actifs de gestion du risque attribuable principalement à la diminution de la volatilité des prix du marché, au ralentissement des activités de négociation et à des règlements de contrats;
- de la diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie découlant principalement de la diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et de la hausse des flux de trésorerie liés aux activités d'investissement; et
- de la diminution des actifs détenus en vue de la vente liés aux dessaisissements exigés attribuable aux attentes mises à jour concernant la juste valeur diminuée des coûts de sortie et à la décomptabilisation de l'un des dessaisissements exigés.

Les passifs courants ont diminué de 719 millions de dollars, passant de 2 569 millions de dollars au 31 décembre 2024 à 1 850 millions de dollars au 30 septembre 2025, en raison surtout :

- de la diminution de la partie courante des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives attribuable surtout au remboursement anticipé de la facilité d'emprunt à terme à taux variable au premier trimestre de 2025;
- de la diminution des passifs de gestion du risque en raison de la baisse des prix du marché et des règlements de contrats;
- d'une diminution des dettes fournisseurs, charges à payer et autres passifs courants attribuable principalement au règlement de l'obligation liée aux émissions de GES de l'exercice clos le 31 décembre 2024, qui a eu lieu au deuxième trimestre de 2025, et à la baisse des montants à

payer au titre des émissions de GES pour la période courante en raison des volumes moins élevés;

- de la baisse de la contrepartie éventuelle à payer attribuable aux variations de la juste valeur et à la décomptabilisation de l'un des dessaisissements exigés; et
- de la diminution des dividendes à verser en raison du calendrier des versements; le tout en partie contrebalancé par :
- la hausse de la partie courante de la provision pour frais de démantèlement et des autres provisions attribuable aux révisions des taux d'actualisation et des frais de démantèlement estimés.

Actifs non courants

Les actifs non courants s'établissaient à 7 434 millions de dollars au 30 septembre 2025, en baisse de 292 millions de dollars par rapport à 7 726 millions de dollars au 31 décembre 2024, en raison surtout :

- d'une baisse des immobilisations corporelles résultant d'une dépréciation de 407 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, de transferts aux actifs détenus en vue de la vente d'équipement du secteur Transition énergétique de 30 millions de dollars et d'une imputation pour dépréciation, déduction faite des reprises de dépréciation liées aux parcs éoliens et solaires de 20 millions de dollars, le tout en partie contrebalancé par des ajouts d'immobilisations de 158 millions de dollars (se reporter à la rubrique «Dépenses d'investissement» du présent rapport de gestion pour plus de précisions); et
- d'une diminution des actifs de gestion du risque attribuable aux variations des prix du marché sur plusieurs marchés et aux variations des prévisions de prix; le tout en partie contrebalancé par :
- la hausse des actifs financiers à long terme en raison d'un prêt à terme et d'une facilité renouvelable consentis à Nova, un promoteur de projets d'énergie renouvelable.

Passifs non courants

Les passifs non courants s'établissaient à 5 430 millions de dollars au 30 septembre 2025, en hausse de 343 millions de dollars par rapport à 5 087 millions de dollars au 31 décembre 2024, en raison surtout :

- de l'augmentation des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives en raison du placement de billets de premier rang de 450 millions de dollars réalisé le 24 mars 2025;
- de la hausse des passifs de gestion du risque attribuable à la variation des prix à terme et à la volatilité des prix sur plusieurs marchés; et
- de la hausse de la provision pour frais de démantèlement et des autres provisions attribuable aux révisions des taux

d'actualisation et des frais de démantèlement estimés; le tout en partie contrebalancé par :

- la diminution de la dette à long terme attribuable aux remboursements du principal prévus sur nos obligations, billets de premier rang et financement donnant droit à des avantages fiscaux, ainsi qu'aux remboursements, déduction faite des emprunts en trésorerie sur la facilité de crédit consortiale.

Total des capitaux propres

Le total des capitaux propres au 30 septembre 2025 a diminué de 231 millions de dollars par rapport à celui au 31 décembre 2024 en raison :

- des pertes nettes de 118 millions de dollars;
- des pertes nettes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie de 32 millions de dollars;
- des dividendes déclarés sur actions ordinaires et sur actions privilégiées de 65 millions de dollars; et
- du rachat d'actions dans le cadre de l'OPRA d'un montant de 24 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.

Structure du capital

La structure du capital comprend les composantes qui suivent :

	30 sept. 2025		31 déc. 2024	
	\$	% du total	\$	% du total
<i>Montant net des titres de créance non garantis de premier rang</i>				
Dette avec recours – débiteures en dollars canadiens	697	12	251	4
Dette avec recours – billets de premier rang en dollars américains	965	17	995	16
Facilités de crédit	98	2	543	9
<i>Dette sans recours</i>				
Obligation de TAPC Holdings LP (Poplar Creek)	67	1	75	1
Obligation de Pingston	39	1	39	1
Obligation de Melancthon Wolfe Wind LP	116	2	133	2
Obligation de New Richmond Wind LP	89	1	93	2
Obligation de Kent Hills Wind LP	168	3	179	3
Obligation de Windrise Wind LP	152	3	157	3
Obligation de TEC Hedland PTY Ltd.	671	12	675	11
Facilité à terme de Heartland	204	4	224	4
<i>Dette avec recours</i>				
Obligation de TransAlta OCP LP	166	3	192	3
Financement donnant droit à des avantages fiscaux	85	1	101	1
Obligations locatives	148	3	151	2
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives¹	3 665		3 808	
Ajouter : débiteures échangeables	350	6	350	6
Ajouter : découvert bancaire	—	—	1	—
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(211)	(5)	(337)	(6)
Déduire : liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP LP ²	(17)	—	(17)	—
Déduire : juste valeur des contrats de change à terme au titre de la dette libellée en monnaies étrangères ³	(2)	—	(7)	—
Total de la dette nette consolidée^{4, 5, 6}	3 785	66	3 798	62
Actions privilégiées échangeables ⁶	400	7	400	7
Capitaux propres attribuables aux actionnaires				
Actions ordinaires	3 169	55	3 179	53
Actions privilégiées	942	16	942	16
Surplus d'apport, déficit et cumul des autres éléments du résultat global	(2 577)	(45)	(2 375)	(40)
Participations ne donnant pas le contrôle	78	1	97	2
Total du capital	5 797	100	6 041	100

1) Les facilités de crédit, la dette à long terme et les obligations locatives comprennent la partie courante et non courante dans les états de la situation financière consolidés résumés.

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

3) Représente la juste valeur de l'actif (du passif) des contrats de change à terme utilisés pour gérer l'exposition au risque de change au titre de la dette libellée en monnaies étrangères.

4) Le total de la dette nette consolidée est une mesure non conforme aux IFRS, qui n'est pas définie et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS et pourrait ne pas être comparable à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. La mesure IFRS la plus directement comparable est le total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

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

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

Le 25 mars 2025, la Société a remboursé sa facilité d'emprunt à terme à taux variable de 400 millions de dollars avant la date d'échéance prévue du 7 septembre 2025 au moyen du produit du placement de billets de premier rang de 450 millions de dollars.

Entre 2025 et 2027, la Société doit encore rembourser un total de 544 millions de dollars au titre de sa dette et du financement donnant droit à des avantages fiscaux.

Les titres échangeables de 750 millions de dollars peuvent être échangés contre une participation dans les capitaux propres des actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta au 31 décembre 2024.

Facilités de crédit

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

Au 30 septembre 2025		Crédit utilisé			
	Montant total	Lettres de crédit en cours ¹	Montants prélevés	Capacité disponible	Échéance
Facilités consenties					
Facilité de crédit consortiale	1 900	392	102	1 406	T2 2029
Facilités de crédit bilatérales	240	152	—	88	T2 2027
Facilités de crédit de Heartland	256	8	204	44	T4 2027
Facilité de lettres de crédit de Heartland garantie par Exportation et développement Canada	30	14	—	16	T4 2025
Total des facilités consenties	2 426	566	306	1 554	
Facilités sans engagement					
Facilités de crédit sans engagement	400	212	—	188	s. o.
Total des facilités sans engagement	400	212	—	188	

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.

La Société maintient une situation financière solide, ses liquidités s'étant établies à 1,6 milliard de dollars au 30 septembre 2025. Les facilités de crédit constituent la première source de liquidités à court terme après les flux de trésorerie générés en interne. La Société respecte les modalités de ses facilités de crédit, et toute tranche non utilisée est entièrement disponible.

Les lettres de crédit de 212 millions de dollars ont été émises à partir de facilités à vue sans engagement, lesquelles sont entièrement soutenues, et réduisent par conséquent la capacité disponible sur la facilité de crédit consentie. Outre la capacité consentie disponible de 1,3 milliard de dollars aux termes des facilités de crédit, la Société disposait de 211 millions de dollars en trésorerie et équivalents de trésorerie au 30 septembre 2025.

La dette de TransAlta comporte des modalités et conditions, y compris des clauses restrictives financières, qui sont considérées comme normales et courantes. Au 30 septembre 2025, la Société se conformait à toutes les clauses restrictives de la dette.

Prolongation de la facilité de crédit

Au troisième trimestre de 2025, la facilité de crédit consortiale a été réduite, passant de 1,95 milliard de dollars à 1,90 milliard de dollars, et l'échéance a été prolongée d'un an jusqu'au 30 juin 2029.

Au troisième trimestre de 2025, l'échéance des facilités de crédit bilatérales d'un montant total de 240 millions de dollars a été prolongée d'un an jusqu'au 30 juin 2027.

Placement de billets de premier rang

Le 24 mars 2025, la Société a émis des billets de premier rang d'un montant de 450 millions de dollars, à un taux d'intérêt nominal de 5,625 % par année et venant à échéance le 24 mars 2032. 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 versements d'intérêts sur les billets sont effectués semestriellement, soit le 24 mars et le 24 septembre, le premier versement ayant été fait le 24 septembre 2025.

Dettes sans recours et autres dettes

La totalité de la dette sans recours, de l'obligation de TransAlta OCP LP et des facilités de crédit de Heartland est assujettie aux conditions financières habituelles et aux clauses restrictives qui pourraient limiter la capacité de la Société d'accéder aux fonds générés par les activités des centrales. Si certains tests de distribution (effectués généralement une fois par trimestre) sont réussis, les fonds peuvent être distribués par les filiales à leur société mère respective. Ces conditions comprennent l'atteinte d'un ratio de couverture du service de la dette avant la distribution, lequel a été atteint par ces entités au troisième trimestre de 2025, à l'exception de Windrise Wind LP.

Au 30 septembre 2025, les autres entités de la Société étaient dans l'incapacité d'avoir accès à une tranche de 6 millions de dollars (6 millions de dollars australiens) des fonds détenus par TEC Hedland Pty Ltd., étant donné que les fonds ne peuvent être utilisés que par les entités responsables des projets aux fins du paiement de coûts d'entretien importants.

En outre, certaines obligations sans droit de recours requièrent l'établissement et le financement de comptes de réserve au moyen de trésorerie en dépôt et de lettres de crédit.

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 :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2025	2024	2025	2024
Produits d'intérêts	7	4	18	19
Intérêt sur la dette	53	49	156	148
Intérêt sur les débentures échangeables	6	7	18	22
Intérêt sur les actions privilégiées échangeables	7	7	21	21
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	—	—	—	(16)
Intérêts sur les obligations locatives	1	2	8	7
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	5	6	21	14
Désactualisation des provisions	13	12	42	36
Charge d'intérêts	85	83	266	232

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, la charge d'intérêts a augmenté par rapport à celle de la période correspondante de 2024, en raison surtout de la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif découlant d'un ralentissement des activités de construction pour la période considérée par rapport à la période

correspondante de 2024, de la hausse de l'intérêt sur la dette attribuable à l'ajout de la facilité à terme de Heartland, de la hausse de la désactualisation des provisions et de la hausse des frais bancaires et autres intérêts au cours de la période considérée.

Capital social

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

Aux	Nombre d'actions (en millions)		
	5 nov. 2025	30 sept. 2025	31 déc. 2024
Actions ordinaires émises et en circulation à la fin de la période	296,7	296,7	297,5
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

Au 30 septembre 2025, la Société détenait une participation de 50,01 % dans TA Cogen (50,01 % au 30 septembre 2024) qui détient et exploite trois centrales de cogénération alimentées au gaz naturel (Ottawa, Windsor et Fort Saskatchewan), ou qui possède une participation dans ces centrales, et qui possède une participation de 50 % dans une centrale alimentée au gaz naturel (Sheerness). Le 4 décembre 2024, la Société a fait l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Sheerness dans le cadre de l'acquisition de Heartland, faisant augmenter sa participation effective dans la centrale de 25 % à 75 %.

Au 30 septembre 2025, la Société détenait une participation de 83 % dans Kent Hills Wind LP (83 % au 30 septembre 2024), qui détient et exploite trois parcs éoliens.

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

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle comme présenté pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025 a diminué respectivement de 6 millions de dollars et 30 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2024, 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.

Flux de trésorerie

Le tableau suivant présente les variations importantes dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2025 et 2024 :

Neuf mois clos les 30 sept.	2025	2024	Augmentation (diminution)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	337	348	(11)
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	415	581	(166)
Activités d'investissement	(302)	(198)	(104)
Activités de financement	(241)	(335)	94
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	2	5	(3)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	211	401	(190)

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, la trésorerie et les équivalents de trésorerie ont diminué de 190 millions de dollars par rapport aux périodes correspondantes de 2024.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2024, en raison surtout de ce qui suit :

	Neuf mois clos les 30 sept.
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024	581
Diminution de la marge brute attribuable à une baisse des produits des activités ordinaires, contrebalancée en partie par la baisse des coûts de conformité liés au carbone et la baisse des coûts du combustible et des achats d'électricité pour la période considérée	(26)
Augmentation des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration attribuable à l'ajout des centrales de Heartland et des coûts du siège social connexes, aux dépenses à l'appui des initiatives stratégiques de croissance, à la hausse des dépenses liées à la planification, à la conception et à l'implantation d'une mise à niveau du progiciel de gestion intégré et à l'incidence de la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill au premier semestre de 2024	(104)
Augmentation de la charge d'intérêts principalement attribuable à la hausse de l'intérêt sur la dette découlant de l'ajout de la facilité à terme de Heartland, à la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif découlant d'un ralentissement des activités de construction au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, et à la hausse de la désactualisation des provisions par rapport à celle de la période correspondante de 2024	(34)
Variation défavorable des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation attribuable à une baisse des dettes fournisseurs et charges à payer, à la hausse des créances clients et à la hausse des impôts sur le résultat à recevoir, le tout contrebalancé en partie par une baisse des garanties fournies	(35)
Autres éléments sans effet de trésorerie	33
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025	415

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2024, en raison surtout de ce qui suit :

	Neuf mois clos les 30 sept.
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024	(198)
Diminution des ajouts aux immobilisations corporelles attribuable à l'ampleur accrue du programme de construction au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 par rapport à celui de la période considérée	42
Augmentation des actifs financiers à long terme au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 attribuable à l'investissement de la Société dans Nova	(128)
Divers ¹	(18)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025	(302)

1) Comprend principalement la variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement, les liquidités soumises à restrictions, les paiements au titre du prêt à recevoir et d'autres éléments liés aux activités d'investissement.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, les flux de trésorerie liés aux activités de financement ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2024, en raison surtout de ce qui suit :

	Neuf mois clos les 30 sept.
Flux de trésorerie liés aux activités de financement pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024	(335)
Remboursement de la facilité d'emprunt à terme à taux variable de 400 millions de dollars	(400)
Émission de billets de premier rang de 450 millions de dollars au premier trimestre de 2025	450
Diminution des rachats d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA pour la période considérée par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent	90
Remboursements, déduction faite des emprunts en trésorerie sur la facilité de crédit consortiale	(44)
Baisse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle attribuable à la baisse du résultat net pour la période considérée	31
Augmentation du montant des remboursements de la dette à long terme au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2025	(31)
Divers	(2)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025	(241)

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement de croissance et de développement constituent des mesures financières supplémentaires utilisées pour présenter les dépenses liées à respectivement l'exploitation sécuritaire et fiable de nos installations existantes et la construction des projets. La somme des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses de

croissance et de développement, ajustée pour tenir compte des éléments hors trésorerie et des transferts, correspond aux ajouts d'immobilisations corporelles, aux ajouts d'immobilisations incorporelles et aux dépenses de développement dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés pour la période.

Dépenses d'investissement de maintien

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

centrales. Les dépenses d'investissement de maintien sont engagées pour effectuer des travaux d'entretien d'envergure afin de maintenir la capacité ou la production de l'actif existant jusqu'à la fin de sa durée d'utilité.

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2025	2024	2025	2024
Hydroélectricité	22	21	32	34
Énergie éolienne et énergie solaire	7	5	18	12
Gaz	5	6	56	20
Transition énergétique	—	—	—	12
Siège social	3	3	11	(3)
Total des dépenses d'investissement de maintien	37	35	117	75

Le total des dépenses d'investissement de maintien pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 est comparable à celui de la période correspondante de 2024.

Le total des dépenses d'investissement de maintien pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 a augmenté de 42 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2024, principalement en raison :

- de l'augmentation des travaux d'entretien d'envergure à nos centrales alimentées au gaz au Canada attribuable au calendrier des dépenses et à l'ajout de travaux d'entretien aux centrales alimentées au gaz acquises auprès de Heartland;

- d'une hausse des travaux d'entretien d'envergure dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire; en partie contrebalancée par :

- l'absence de travaux d'entretien d'envergure dans le secteur Transition énergétique au cours de la période considérée.

Le total des dépenses d'investissement de maintien pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 tient également compte de l'obtention d'un incitatif à la location lié au siège social de la Société au cours du premier trimestre de 2024, qui est inclus dans le secteur Siège social.

Dépenses d'investissement de croissance et de développement

Les dépenses d'investissement de croissance et de développement sont touchées par le calendrier et la construction des projets du portefeuille de projets de développement. L'investissement de croissance représente les dépenses d'investissement engagées qui ajouteront des mégawatts à la Société ou qui généreront de nouveaux

produits tirés des activités ordinaires supplémentaires et comprend les dépenses d'ingénierie, de conception, de passation de contrats, d'obtention de permis, de rémunération et les charges indirectes qui répondent aux critères d'inscription à l'actif.

Le tableau suivant présente nos dépenses de croissance et de développement par secteur.

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2025	2024	2025	2024
Hydroélectricité	1	—	2	6
Énergie éolienne et énergie solaire	—	6	—	54
Gaz	17	22	43	38
Transition énergétique	2	—	4	—
Total des dépenses de croissance et de développement	20	28	49	98

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025, les dépenses d'investissement de croissance et de développement ont diminué par rapport à

celles des périodes correspondantes de 2024, bon nombre des projets de croissance ayant été mis en service au cours du premier semestre de 2024.

Croissance

Tout au long de 2024 et du premier semestre de 2025, nous avons affiné notre portefeuille de projets de développement afin de l'aligner sur la dynamique du contexte réglementaire et d'interconnexion en évolution, tout en poursuivant les occasions à nos actifs existants. Notre portefeuille comprend maintenant des projets à un stade de

développement intermédiaire de 840 MW et des projets aux premiers stades de développement de 3 109 MW. Nous demeurons concentrés sur le réaménagement des centrales thermiques existantes ainsi que sur la poursuite des possibilités de nouveaux projets et de fusions et d'acquisitions sur nos principaux marchés.

Projets aux premiers stades de développement

L'appréciation de la faisabilité d'un projet comprend notamment des évaluations du marché, techniques, foncières et des permis à obtenir. Les principales étapes comprennent l'obtention du contrôle des principaux propriétaires de terrains, l'établissement de l'accès au réseau d'interconnexion, d'une capacité de transport, de

mesures des ressources sur place et la tenue de consultations initiales avec les parties prenantes. Les projets passent aux stades de développement intermédiaires si une voie de développement économique viable est repérée.

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

Projets aux premiers stades de développement (MW)	Production thermique	Énergie éolienne	Énergie solaire	Stockage	Total
Divers	1 970	609	190	340	3 109

Projets aux stades de développement intermédiaires

L'étendue et la structure commerciale du projet sont passées aux stades de développement intermédiaires. Les principales étapes comprennent la finalisation des technologies de base et de l'emplacement, l'obtention du contrôle total des terrains, la progression du processus d'interconnexion, l'amorce des négociations d'enlèvement,

l'avancement des demandes environnementales et réglementaires, et la préparation d'une estimation des coûts d'investissement de classe 4. Les projets qui franchissent avec succès les stades de développement intermédiaires passent à la phase de définition détaillée en vue d'une décision d'investissement finale.

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

Projets aux stades de développement intermédiaires (MW)	Production thermique	Énergie éolienne	Énergie solaire	Stockage	Total
Canada	—	100	—	—	100
États-Unis	700	—	—	—	700
Australie-Occidentale	—	—	40	—	40
Total	700	100	40	—	840

Projets en construction

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

Nous continuerons d'explorer des solutions de financement permanentes pour chacun des actifs. Nous surveillons continuellement le calendrier et les coûts de nos projets en construction.

Les projets suivants, qui sont visés par des CAÉ, ont été approuvés par le conseil d'administration et sont en cours de construction ou sur le point d'être mis en service.

Projet	Type	Région	MW	Total du projet (en millions)			Date d'achèvement prévue	Durée du CAÉ (années)	État
				Dépenses estimées		Dépenses engagées à ce jour			
Australie-Occidentale									
Mise à niveau du réseau Mount Keith West	Transport	WA	s. o.	40 \$ AU	— 42 \$ AU	37 \$ AU	T4 2025	13	- Totalité du matériel important livré et installé - Projet en voie d'être achevé dans les délais
Total ¹			s. o.	36 \$	— 38 \$	32 \$			

1) Le total des dépenses estimées a été converti selon le taux de change à terme du dollar canadien pour 2025. Les dépenses engagées à ce jour ont été converties selon le taux de clôture à la fin de la période.

Autre analyse consolidée

Engagements

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, la Société n'a conclu aucun engagement contractuel supplémentaire important, soit directement soit au moyen de ses participations dans des entreprises communes ou des coentreprises. Des réductions ont été apportées aux paiements futurs prévus aux termes des ententes de service à long terme de la Société au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2025.

Pour connaître les paiements futurs approximatifs en vertu des ententes de service à long terme au 30 septembre 2025, se reporter à la note 19 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 septembre 2025 et pour la période de neuf mois close à cette date.

Contrats de livraison de gaz naturel

La Société est partie à des contrats de livraison de gaz naturel pour la livraison d'une capacité pouvant aller jusqu'à 400 térajoules («TJ»)/jour de gaz naturel sur une base ferme

liés aux centrales de Sundance et de Keephills se terminant entre 2036 et 2038. De plus, elle est partie à des contrats de livraison d'environ 150 TJ/jour de gaz naturel à la centrale de Sheerness. La Société prévoit actuellement utiliser en moyenne environ 160 TJ/jour, et jusqu'à environ 450 TJ/jour pendant les périodes de pointe, tout en commercialisant l'excédent.

La Société pourrait être tenue de comptabiliser les contrats de livraison de gaz naturel à titre de contrats déficitaires si l'une des centrales visées était mise hors service avant l'échéance des contrats de livraison.

Éventualités

Pour les principales éventualités en cours, se reporter à la note 37 des états financiers consolidés annuels audités de 2024. Il n'y a eu aucun changement important aux éventualités au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2025.

Instruments financiers

Se reporter à la note 14 des états financiers consolidés annuels audités de 2024 et à la note 11 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 septembre 2025 et pour la période de neuf mois close à cette date pour obtenir des renseignements sur les instruments financiers.

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 résumés intermédiaires non audités.

Au 30 septembre 2025, la valeur comptable du passif net au titre des instruments de niveau III s'élevait à 265 millions de dollars (passif net de 234 millions de dollars au 31 décembre 2024). Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, le passif au titre des instruments de niveau III a augmenté par rapport à celui au 31 décembre 2024 en raison de variations défavorables des prix sur plusieurs marchés attribuables à une volatilité accrue, en partie contrebalancées par la hausse des actifs financiers à long terme découlant du fait que la Société a mis à la disposition d'un promoteur de projets d'énergie renouvelable un emprunt à terme et une facilité renouvelable, d'une diminution de la juste valeur de la contrepartie éventuelle à payer découlant des attentes mises à jour quant à la juste valeur diminuée des coûts de sortie des dessaisissements exigés, et de la décomptabilisation de la contrepartie éventuelle à la conclusion de l'un des dessaisissements exigés. Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2024.

Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires

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.

Nous calculons les mesures ajustées en ajustant certaines mesures conformes aux IFRS pour certains éléments qui, selon nous, ne reflètent pas nos activités continues pour la période. Ces mesures ajustées sont calculées sur une base uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées pour tenir compte d'éléments spécifiques de chaque période, à moins d'indication contraire.

Mesures financières non conformes aux IFRS

Le BAIIA ajusté, les produits des activités ordinaires ajustés, les coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés, la marge brute ajustée, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées, les autres produits d'exploitation ajustés, montant net, le résultat avant impôts sur le résultat ajusté, le résultat net après impôts sur le résultat ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, les fonds provenant des activités d'exploitation, les flux de trésorerie disponibles, le total de la dette nette consolidée, la dette nette ajustée et la charge d'intérêts nette sont des mesures non conformes aux IFRS présentées dans le présent rapport de gestion. La présente section fournit des renseignements supplémentaires sur ces mesures non conformes aux IFRS, y compris un rapprochement des mesures non conformes aux IFRS et de la mesure IFRS la plus comparable.

BAIIA ajusté

Chaque secteur d'activité est responsable de ses propres résultats d'exploitation, mesurés selon le BAIIA ajusté. Le BAIIA ajusté est, pour la direction, une mesure importante qui correspond à nos principaux résultats d'exploitation.

La composition du BAIIA ajusté a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées, qui entrait dans la composition du BAIIA ajusté jusqu'au quatrième trimestre de 2024. L'ajustement visait à expliquer un décalage entre nos résultats présentés en interne et ceux présentés en externe et a été utile à un moment où les marchés étaient plus volatils. L'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées a été exclue afin de simplifier la présentation de l'information financière. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement.

La composition du BAIIA ajusté a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence des produits d'intérêts australiens, qui faisait partie de la composition du BAIIA ajusté jusqu'au quatrième trimestre de 2024. Initialement, 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 qui ont été comptabilisés sur les montants payés d'avance ont été reclassés à titre de réduction des coûts de transport et de distribution passés en charges à chaque période afin de refléter le coût net pour l'entreprise. L'incidence des produits d'intérêts australiens a été exclue afin de simplifier notre présentation de l'information financière, car les montants en question n'étaient pas significatifs. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement.

Les intérêts, les impôts et l'amortissement ne font pas partie de cette mesure puisque les écarts dans le traitement comptable pourraient fausser les résultats de nos principales activités. En outre, certains reclassements et ajustements sont effectués afin de mieux évaluer les résultats à l'exclusion des éléments qui peuvent ne pas refléter le rendement des activités continues. Cette présentation peut faciliter l'analyse des tendances par les lecteurs. La mesure conforme aux IFRS la plus directement comparable est le résultat avant impôts sur le résultat.

Les ajustements effectués pour obtenir les mesures non conformes aux IFRS sont décrits ci-après :

Produits des activités ordinaires ajustés

Les produits des activités ordinaires ajustés correspondent aux produits des activités ordinaires (la mesure IFRS la plus directement comparable) ajustés de façon à exclure les éléments suivants :

- 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.
- Certains actifs que nous détenons au Canada et en Australie-Occidentale sont entièrement visés par des contrats et sont comptabilisés à titre de contrats de location-financement selon les IFRS. À notre avis, il convient mieux de comptabiliser les paiements que nous recevons aux termes des contrats comme un paiement de capacité au titre des produits des activités ordinaires, plutôt qu'au titre des produits tirés des contrats de location-financement et d'une diminution des créances au titre des contrats de location-financement.
- Les produits tirés des dessaisissements exigés, car ils ne reflètent pas le rendement des activités continues.

Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés

Les coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés correspondent aux coûts du combustible et des achats d'électricité (la mesure IFRS la plus directement comparable) ajustés de façon à exclure les coûts du combustible et des achats d'électricité liés aux dessaisissements exigés, car ils ne reflètent pas le rendement des activités continues.

Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées correspondent aux charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration (la mesure IFRS la plus directement comparable) ajustées de façon à exclure les éléments suivants :

- Les coûts de transaction et de restructuration liés à l'acquisition, qui se composent principalement des indemnités de départ, des frais juridiques et des honoraires de consultation, car ils ne reflètent pas le rendement des activités continues.
- Les coûts liés au progiciel de gestion intégré engagés pour la planification, la conception et l'implantation des mises à niveau, car ces coûts de projet ne sont pas engagés à intervalle régulier et, par conséquent, ne reflètent pas le rendement des activités continues.

- Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration liées aux dessaisissements exigés, car elles ne reflètent pas le rendement des activités continues.

Autres produits d'exploitation ajustés, montant net

Les autres produits d'exploitation ajustés, montant net, correspondent aux autres produits d'exploitation, montant net (la mesure IFRS la plus directement comparable) ajustés de façon à exclure les recouvrements d'assurance liés aux coûts de remplacement relatifs à l'effondrement de la tour du parc éolien de Kent Hills, 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

- La variation de la juste valeur de la contrepartie éventuelle à payer n'est pas prise en compte, car elle ne reflète pas le rendement des activités continues.
- Les imputations pour dépréciation d'actifs et les reprises de dépréciation d'actifs ne sont pas incluses puisqu'il s'agit d'ajustements comptables qui ont une incidence sur l'amortissement et ne reflètent pas le rendement des activités continues.
- Les profits ou pertes sur les ventes d'actifs ou les profits et pertes de change ne sont pas inclus puisqu'ils ne font pas partie des résultats d'exploitation.

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

- Au cours du quatrième trimestre de 2020, nous avons acquis une participation de 49 % dans le parc éolien Skookumchuck, qui est traitée à titre de placement comptabilisé selon la méthode de la mise en équivalence selon les IFRS et notre quote-part du résultat net est reflétée comme étant la quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence dans le compte de résultat selon les IFRS. Ce placement faisant partie de nos activités régulières de production d'électricité, nous avons inclus notre quote-part du BAIIA ajusté du parc éolien Skookumchuck dans notre BAIIA ajusté total. En outre, nous avons inclus notre quote-part des produits des activités ordinaires et des charges dans les résultats ajustés du secteur Énergie éolienne et énergie solaire afin de refléter la totalité des résultats opérationnels de ce placement. Nous n'avons pas inclus le BAIIA ajusté d'autres placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence dans notre BAIIA ajusté total, étant donné qu'il ne représente pas nos activités régulières de production d'électricité.

Résultat ajusté avant impôts sur le résultat

Le résultat ajusté avant impôts sur le résultat correspond aux résultats sectoriels ajustés de façon à exclure certains éléments qui, selon nous, ne reflètent pas le rendement des activités continues, et constitue une mesure importante permettant d'évaluer les tendances du rendement dans chacun des secteurs.

Pour des précisions sur les ajustements apportés au résultat avant impôts sur le résultat (la mesure IFRS la plus directement comparable) pour calculer le résultat ajusté avant impôts sur le résultat, se reporter à la rubrique «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS sur une base consolidée, par secteur» du présent rapport de gestion.

Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté

Le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté correspond au résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté pour tenir compte de reclassements et d'ajustements spécifiques et de leur incidence fiscale, et constitue une mesure importante pour évaluer le rendement. Pour des précisions sur les reclassements et les ajustements apportés au résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires (la mesure IFRS la plus directement comparable), se reporter au rapprochement du résultat net avec le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté à la rubrique «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS sur une base consolidée, par secteur» du présent rapport de gestion.

Résultat net par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté

Le résultat net par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté est calculé en divisant le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période. Cette mesure est utile pour indiquer le résultat par action ordinaire correspondant à nos principaux résultats d'exploitation, car elle ne tient pas compte de l'incidence d'éléments qui ne reflètent pas le rendement de nos activités continues. Le résultat net par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté est un ratio non conforme aux IFRS et la mesure IFRS la plus directement comparable est le résultat net par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires. Se reporter au rapprochement du résultat net avant impôts sur le résultat avec le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté à la rubrique «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS sur une base consolidée, par secteur» du présent rapport de gestion.

Fonds provenant des activités d'exploitation

Les fonds provenant des activités d'exploitation sont une mesure importante, car ils fournissent des indications sur le montant des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant les variations du fonds de roulement, et permettent d'évaluer les tendances des flux de trésorerie par rapport aux résultats des périodes antérieures. Les fonds provenant des activités d'exploitation sont une mesure non conforme aux IFRS. Pour une description des ajustements apportés aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (mesure IFRS la plus directement comparable) aux fins du calcul des fonds provenant des activités d'exploitation, se reporter à 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.

Ajustements des flux de trésorerie d'exploitation

- Les fonds provenant des activités d'exploitation liés au parc éolien Skookumchuck, qui est traité comme un placement comptabilisé selon la méthode de la mise en équivalence selon les IFRS, et la quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, déduction faite des distributions reçues des coentreprises, 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 un ajustement pour tenir compte des coûts de transaction et de restructuration liés à l'acquisition qui ne reflètent pas le rendement des activités continues.
- Nous procédons à des ajustements pour exclure les éléments compris dans les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation associés à la décision, en 2020, d'accélérer l'abandon du charbon ainsi que la fermeture de la mine de Highvale en 2021 (regroupés au poste «Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre»).
- Des pénalités totalisant 33 millions de dollars ont été imposées par l'administrateur de la surveillance du marché de l'Alberta pour les signalements volontaires en lien avec les services auxiliaires fournis en 2021 et 2022 à notre centrale hydroélectrique de Brazeau. Les pénalités ont été comptabilisées dans les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration au quatrième trimestre de 2024 et payées au premier trimestre de 2025, et ont été exclues de la composition des fonds provenant des activités d'exploitation, car elles ne reflètent pas le rendement des activités continues.

- Les autres ajustements comprennent les paiements et encaissements au titre des crédits d'impôt à la production, qui sont portés en diminution de la dette donnant droit à des avantages fiscaux, et comprennent les distributions reçues de coentreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

Flux de trésorerie disponibles

Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure importante, car ils représentent le montant des flux de trésorerie disponible pour investir dans des initiatives de croissance, effectuer les remboursements du principal prévus sur la dette, rembourser la dette à l'échéance, verser des dividendes sur les actions ordinaires ou racheter des actions ordinaires, et permettent d'évaluer les tendances des flux de trésorerie par rapport aux résultats des périodes antérieures. Les variations du fonds de roulement sont exclues afin de ne pas fausser les montants des fonds provenant des activités d'exploitation et des flux de trésorerie disponibles en introduisant des variations que nous jugeons temporaires, notamment l'incidence des facteurs saisonniers et le calendrier des encaissements et des décaissements. Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure non conforme aux IFRS. Pour une description des ajustements apportés aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (mesure IFRS la plus directement comparable) aux fins du calcul des flux de trésorerie disponibles, se reporter à 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.

Dette nette ajustée

La dette nette ajustée correspond à la somme de la partie courante et non courante des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives, des débentures échangeables, de 50 % des actions privilégiées émises et des actions privilégiées échangeables, diminuée de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, du principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP et de la juste valeur des instruments de couverture sur la dette. La présentation de cet élément d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'évaluer les tendances en matière de levier financier plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. La mesure IFRS la plus directement comparable est le total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives.

Total de la dette nette consolidée

Le total de la dette consolidée correspond à la somme de la partie courante et non courante des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives, des débentures échangeables, diminuée du principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP. 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. La présentation de cet élément d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'évaluer les tendances en matière de levier financier plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. La mesure IFRS la plus directement comparable est le total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives. Pour un rapprochement, se reporter à la rubrique «Capital financier» du présent rapport de gestion.

Charge d'intérêts nette

La charge d'intérêts nette correspond au total de la charge d'intérêts, déduction faite du total des produits d'intérêts et des éléments sans effet de trésorerie. Pour le calcul détaillé, se reporter au tableau de la rubrique «Rapprochement du BAIIA ajusté avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles» du présent rapport de gestion. La charge d'intérêts nette est une mesure des intérêts au comptant payés réels qui se rapproche des sorties de trésorerie utilisées dans le calcul des fonds provenant des activités d'exploitation et des flux de trésorerie disponibles. La mesure IFRS la plus directement comparable est le total de la charge d'intérêts.

Marge brute ajustée

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

Ratios non conformes aux IFRS

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

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

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

Mesures financières supplémentaires

- Liquidités disponibles
- Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation par action
- Total des dépenses d'investissement de maintien
- Total des dépenses de croissance et de développement
- Produits des actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires (total et produits par MWh)
- Produits des actifs hydroélectriques en Alberta (total et produits par MWh)
- Produits des autres actifs hydroélectriques
- Autres produits des activités ordinaires du secteur Hydroélectricité
- Dépenses de remise en état de la mine de Highvale
- Dépenses de remise en état de la mine de Centralia
- Profit (perte) de change réalisé(e)
- Profit latent (perte latente) de change
- Données du portefeuille de centrales électriques en Alberta
- Prix marchand de l'électricité réalisé par MWh
- Prix moyen de l'électricité couvert par MWh
- Coûts du combustible par MWh
- Coûts de conformité liés au carbone par MWh
- Autres actifs courants
- Autres actifs non courants
- Autres passifs courants
- Autres passifs non courants

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

Le tableau suivant présente le BAIIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté par secteur et fournit un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour la période de trois mois close le 30 septembre 2025 :

	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	95	3	326	158	37	—	619	(4)	—	615
Reclassements et ajustements :										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	(3)	78	(12)	(10)	(8)	—	45	—	(45)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	1	7	—	—	—	8	—	(8)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	1	5	—	—	—	6	—	(6)	—
Produits tirés des dessaisissements exigés	—	—	(4)	—	—	—	(4)	—	4	—
(Profit latent) perte latente de change sur les produits de base	—	—	(1)	—	1	—	—	—	—	—
Produits des activités ordinaires ajustés	92	83	321	148	30	—	674	(4)	(55)	615
Coûts du combustible et des achats d'électricité	5	5	119	98	—	—	227	—	—	227
Reclassements et ajustements :										
Coûts du combustible et des achats d'électricité liés aux dessaisissements exigés	—	—	1	—	—	—	1	—	(1)	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	5	5	120	98	—	—	228	—	(1)	227
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	35	—	—	—	35	—	—	35
Marge brute ajustée	87	78	166	50	30	—	411	(4)	(54)	353
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	14	28	64	20	13	41	180	(1)	—	179
Reclassements et ajustements :										
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration liées aux dessaisissements exigés	—	—	(2)	—	—	—	(2)	—	2	—
Coûts liés au progiciel de gestion intégré	—	—	—	—	—	(6)	(6)	—	6	—
Coûts de transaction et de restructuration liés à l'acquisition	—	—	—	—	—	(1)	(1)	—	1	—
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées	14	28	62	20	13	34	171	(1)	9	179
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	—	5	5	2	—	1	13	(1)	—	12
Autres produits d'exploitation, montant net	—	—	(11)	—	—	—	(11)	—	—	(11)
BAIIA ajusté²	73	45	110	28	17	(35)	238			
Amortissement	(9)	(52)	(59)	(11)	—	(6)	(137)	2	—	(135)
Quote-part de la perte de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	(1)	(1)	—	—	(1)
Produits d'intérêts	—	—	—	—	—	9	9	(2)	—	7
Charge d'intérêts	—	—	—	—	—	(87)	(87)	2	—	(85)
Perte de change réalisée ³	—	—	—	—	—	(5)	(5)	—	—	(5)
Résultat avant impôts sur le résultat ajusté²	64	(7)	51	17	17	(125)	17			
Reclassements et ajustements susmentionnés	3	(80)	4	10	7	(7)	(63)			
Produits tirés des contrats de location-financement	—	1	5	—	—	—	6	—	—	6
Variation de la juste valeur de la contrepartie éventuelle à payer	—	—	3	—	—	—	3	—	—	3
Imputations pour dépréciation d'actifs	—	(20)	(3)	(4)	—	—	(27)	—	—	(27)
Profit à la vente d'actifs et autres	—	—	3	—	—	—	3	—	—	3
Profit latent de change ³	—	—	—	—	—	8	8	—	—	8
Résultat avant impôts sur le résultat	67	(106)	63	23	24	(124)	(53)	—	—	(53)

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 et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté sont des mesures financières non conformes aux IFRS, ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion.

3) Les (pertes) et les profits de change réalisés et latents sont des mesures financières supplémentaires. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

Le tableau suivant présente le BAIIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté par secteur et fournit un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour la période de trois mois close le 30 septembre 2024 :

	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz	Transition énergé- tique	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Ajustements de reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	105	2	314	165	55	—	641	(3)	—	638
Reclassements et ajustements :										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	1	74	(5)	(8)	(3)	—	59	—	(59)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	5	—	—	—	5	—	(5)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	1	2	—	—	—	3	—	(3)	—
Profit latent de change sur les produits de base	—	—	1	—	—	—	1	—	(1)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	106	77	317	157	52	—	709	(3)	(68)	638
Coûts du combustible et des achats d'électricité	4	5	100	104	—	—	213	—	—	213
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	40	1	—	—	41	—	—	41
Marge brute ajustée	102	72	177	52	52	—	455	(3)	(68)	384
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	13	26	43	17	10	35	144	(1)	—	143
Reclassements et ajustements :										
Coûts de transaction et de restructuration liés à l'acquisition	—	—	—	—	—	(1)	(1)	—	1	—
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées	13	26	43	17	10	34	143	(1)	1	143
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	—	5	3	1	—	1	10	—	—	10
Autres produits d'exploitation, montant net	—	(3)	(10)	—	—	—	(13)	—	—	(13)
BAIIA ajusté ^{2,3}	89	44	141	34	42	(35)	315			
Amortissement	(8)	(53)	(52)	(17)	—	(5)	(135)	2	—	(133)
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	(1)	(1)
Produits d'intérêts	—	—	—	—	—	6	6	(2)	—	4
Charge d'intérêts	—	—	—	—	—	(86)	(86)	3	—	(83)
Profit de change réalisé ⁴	—	—	—	—	—	2	2	—	—	2
Résultat avant impôts sur le résultat ajusté ²	81	(9)	89	17	42	(118)	102			
Reclassements et ajustements susmentionnés	(1)	(75)	(3)	8	3	(1)	(69)	—	—	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	1	2	—	—	—	3	—	—	3
Reclassement du résultat de Skookumchuk dans la quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	—	1	—	—	—	(1)	—	—	—	—
Imputations pour dépréciation d'actifs	—	—	—	(18)	—	(2)	(20)	—	—	(20)
Profit à la vente d'actifs et autres	—	—	—	1	—	—	1	—	—	1
Perte latente de change ⁴	—	—	—	—	—	(8)	(8)	—	—	(8)
Résultat avant impôts sur le résultat	80	(82)	88	8	45	(130)	9	—	—	9

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

2) Le BAIIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté sont des mesures financières non conformes aux IFRS, ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion.

3) La composition du BAIIA ajusté a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées et les produits d'intérêts australiens. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement.

4) Les (pertes) et les profits de change réalisés et latents sont des mesures financières supplémentaires. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

Le tableau suivant présente le BAIIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté par secteur et fournit un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 :

	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	310	169	920	385	102	(66)	1 820	(14)	—	1 806
Reclassements et ajustements :										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	(6)	182	27	4	(9)	—	198	—	(198)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	2	21	—	—	—	23	—	(23)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	4	13	—	—	—	17	—	(17)	—
Produits tirés des dessaisissements exigés	—	—	(11)	—	—	—	(11)	—	11	—
Profit latent de change sur les produits de base	—	—	(1)	—	(1)	—	(2)	—	2	—
Produits des activités ordinaires ajustés	304	357	969	389	92	(66)	2 045	(14)	(225)	1 806
Coûts du combustible et des achats d'électricité	16	24	388	247	—	2	677	—	—	677
Reclassements et ajustements :										
Coûts du combustible et des achats d'électricité liés aux dessaisissements exigés	—	—	(2)	—	—	—	(2)	—	2	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	16	24	386	247	—	2	675	—	2	677
Coûts de conformité liés au carbone (recouvrement)	—	2	76	—	—	(68)	10	—	—	10
Marge brute ajustée	288	331	507	142	92	—	1 360	(14)	(227)	1 119
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	40	82	188	55	28	135	528	(3)	—	525
Reclassements et ajustements :										
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration liées aux dessaisissements exigés	—	—	(5)	—	—	—	(5)	—	5	—
Coûts liés au progiciel de gestion intégré	—	—	—	—	—	(16)	(16)	—	16	—
Coûts de transaction et de restructuration liés à l'acquisition	—	—	—	—	—	(6)	(6)	—	6	—
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées	40	82	183	55	28	113	501	(3)	27	525
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	15	15	3	—	2	37	(1)	—	36
Autres produits d'exploitation, montant net	—	(4)	(33)	—	—	—	(37)	—	—	(37)
Reclassements et ajustements :										
Recouvrement d'assurance	—	2	—	—	—	—	2	—	(2)	—
Autres produits d'exploitation ajustés, montant net	—	(2)	(33)	—	—	—	(35)	—	(2)	(37)
BAIIA ajusté²	246	236	342	84	64	(115)	857			
Amortissement	(26)	(157)	(197)	(39)	(2)	(15)	(436)	5	—	(431)
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	(2)	(2)	—	4	2
Produits d'intérêts	—	—	—	—	—	21	21	(3)	—	18
Charge d'intérêts	—	—	—	—	—	(270)	(270)	4	—	(266)
Perte de change réalisée ³	—	—	—	—	—	(3)	(3)	—	—	(3)
Résultat avant impôts sur le résultat ajusté²	220	79	145	45	62	(384)	167			
Reclassements et ajustements susmentionnés	6	(186)	(56)	(4)	10	(22)	(252)			
Produits tirés des contrats de location-financement	—	4	13	—	—	—	17	—	—	17
Reclassement du résultat de Skookumchuk dans la quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	—	(4)	—	—	—	4	—	—	—	—
Variation de la juste valeur de la contrepartie éventuelle à payer	—	—	37	—	—	—	37	—	—	37
Imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs	—	(20)	(37)	9	—	(7)	(55)	—	—	(55)
Profit à la vente d'actifs et autres	—	—	3	—	—	(1)	2	—	—	2
Perte latente de change ³	—	—	—	—	—	(15)	(15)	—	—	(15)
Résultat avant impôts sur le résultat	226	(127)	105	50	72	(425)	(99)	—	—	(99)

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 et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté sont des mesures financières non conformes aux IFRS, ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion.

3) Les (pertes) et les profits de change réalisés et latents sont des mesures financières supplémentaires. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

Le tableau suivant présente le BAIIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté par secteur et fournit un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 :

	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz	Transition énergé- tique	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Ajustements de reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	316	253	1 031	461	154	(34)	2 181	(14)	—	2 167
Reclassements et ajustements :										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	(3)	61	(86)	(28)	(5)	—	(61)	—	61	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	1	14	—	—	—	15	—	(15)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	4	5	—	—	—	9	—	(9)	—
Profit latent de change sur les produits de base	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Produits des activités ordinaires ajustés	313	319	963	433	149	(34)	2 143	(14)	38	2 167
Coûts du combustible et des achats d'électricité	13	22	339	316	—	—	690	—	—	690
Coûts de conformité liés au carbone (recouvrement)	—	—	106	1	—	(34)	73	—	—	73
Marge brute ajustée	300	297	518	116	149	—	1 380	(14)	38	1 404
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	39	70	131	50	29	105	424	(3)	—	421
Reclassements et ajustements :										
Coûts de transaction et de restructuration liés à l'acquisition	—	—	—	—	—	(8)	(8)	—	8	—
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées	39	70	131	50	29	97	416	(3)	8	421
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	13	9	3	—	1	28	(1)	—	27
Autres produits d'exploitation, montant net	—	(7)	(30)	—	—	—	(37)	—	—	(37)
BAIIA ajusté ^{2,3}	259	221	408	63	120	(98)	973			
Amortissement	(23)	(143)	(163)	(48)	(2)	(14)	(393)	5	—	(388)
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	(1)	(1)	—	4	3
Produits d'intérêts	—	—	—	—	—	21	21	(2)	—	19
Charge d'intérêts	—	—	—	—	—	(235)	(235)	3	—	(232)
Perte de change réalisée ⁴	—	—	—	—	—	(7)	(7)	—	—	(7)
Résultat avant impôts sur le résultat ajusté ²	236	78	245	15	118	(334)	358			
Reclassements et ajustements susmentionnés	3	(66)	68	28	5	(8)	30			
Produits tirés des contrats de location-financement	—	4	5	—	—	—	9	—	—	9
Reclassement du résultat de Skookumchuk dans la quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	—	(4)	—	—	—	4	—	—	—	—
Imputations pour dépréciation d'actifs	—	(5)	—	(14)	—	(7)	(26)	—	—	(26)
Profit à la vente d'actifs et autres	—	—	—	2	—	2	4	—	—	4
Perte latente de change ⁴	—	—	—	—	—	(5)	(5)	—	—	(5)
Résultat avant impôts sur le résultat	239	7	318	31	123	(348)	370	—	—	370

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

2) Le BAIIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté sont des mesures financières non conformes aux IFRS, ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion.

3) La composition du BAIIA ajusté a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées et les produits d'intérêts australiens. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement.

4) Les (pertes) et les profits de change réalisés et latents sont des mesures financières supplémentaires. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

Rapprochement du résultat net avant impôts sur le résultat avec le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté

Le tableau suivant présente le rapprochement du résultat avant impôts sur le résultat avec le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre 2025 et 2024 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2025	2024	2025	2024
Résultat avant impôts sur le résultat	(53)	9	(99)	370
Charge d'impôts sur le résultat	1	31	19	88
Résultat net	(54)	(22)	(118)	282
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(5)	1	(16)	14
Dividendes sur actions privilégiées	13	13	26	26
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(62)	(36)	(128)	242
Ajustements et reclassements (avant impôts) :				
Ajustements et reclassements des produits des activités ordinaires	55	68	225	(38)
Ajustements et reclassements des coûts du combustible et des achats d'électricité	(1)	—	2	—
Ajustements et reclassements des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	9	1	27	8
Ajustements et reclassements des autres produits d'exploitation, montant net	—	—	(2)	—
Variation de la juste valeur de la contrepartie éventuelle à payer (profit)	(3)	—	(37)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	(6)	(3)	(17)	(9)
Imputations pour dépréciation d'actifs	27	20	55	26
Profit à la vente d'actifs et autres	(3)	(1)	(2)	(4)
(Profit latent) perte latente de change ¹	(8)	8	15	5
(Charge) recouvrement d'impôts calculé(e) sur les ajustements et les reclassements ²	(16)	(22)	(62)	3
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté³	(8)	35	76	233
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	297	296	297	303
(Perte nette) produit net par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(0,20)	(0,12)	(0,43)	0,80
Ajustements et reclassements (déduction faite des impôts)	0,18	0,24	0,69	(0,03)
Résultat net par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté³	(0,02)	0,12	0,26	0,77

1) (Le profit) la perte de change latent(e) est une mesure financière supplémentaire. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

2) Représente l'impôt théorique calculé en appliquant le taux d'imposition effectif consolidé de la Société de 23,3 % pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025 (23,3 % pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024). Le montant ne tient pas compte de l'incidence des différentes juridictions fiscales dans lesquelles la Société exerce ses activités et ne comprend pas l'incidence des impôts différés.

3) Le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté et le résultat net par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS, ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Les mesures IFRS les plus directement comparables sont le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et le résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

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

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

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2025	2024	2025	2024
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹	251	229	415	581
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(104)	(48)	94	59
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	147	181	509	640
Ajustements :				
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise ¹	1	—	4	4
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	8	5	23	15
Versement des pénalités de la centrale de Brazeau	—	—	33	—
Coûts de transaction et de restructuration liés à l'acquisition	—	1	8	8
Divers ²	—	4	10	14
Fonds provenant des activités d'exploitation³	156	191	587	681
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien ¹	(37)	(35)	(117)	(75)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(14)	(13)	(40)	(39)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(1)	(10)	(3)	(34)
Paiements de principal sur les obligations locatives	—	(1)	(1)	(3)
Divers	1	(1)	(5)	(1)
Flux de trésorerie disponibles³	105	131	421	529
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	297	296	297	303
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation par action	0,85	0,77	1,40	1,92
Fonds provenant des activités d'exploitation par action³	0,53	0,65	1,98	2,25
Flux de trésorerie disponibles par action³	0,35	0,44	1,42	1,75

1) Comprennent notre quote-part des montants relatifs au parc éolien Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. Mesure financière supplémentaire. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

2) 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.

3) Ces mesures non conformes aux IFRS ne sont pas définies et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. La composition du BAIIA ajusté a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées et les produits d'intérêts australiens. Cette modification a donc eu une incidence sur les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion.

Rapprochement du BAIIA ajusté avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2025	2024	2025	2024
BAIIA ajusté ^{1, 5}	238	315	857	973
Provisions	(4)	2	2	8
Charge d'intérêts nette ²	(66)	(62)	(204)	(167)
Recouvrement (charge) d'impôt exigible	2	(63)	(57)	(123)
(Perte) profit de change réalisé(e) ³	(2)	2	—	(7)
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(11)	(10)	(31)	(29)
Autres éléments sans effet de trésorerie	(1)	7	20	26
Fonds provenant des activités d'exploitation^{4, 5}	156	191	587	681
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien ^{3, 5}	(37)	(35)	(117)	(75)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(14)	(13)	(40)	(39)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(1)	(10)	(3)	(34)
Paiements de principal sur les obligations locatives	—	(1)	(1)	(3)
Divers	1	(1)	(5)	(1)
Flux de trésorerie disponibles^{4, 5}	105	131	421	529

- 1) Le BAIIA ajusté est défini à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion et fait l'objet d'un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat ci-dessus. La composition du BAIIA ajusté a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées et les produits d'intérêts australiens. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement.
- 2) La charge d'intérêts nette est une mesure non conforme aux IFRS, n'est pas définie et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS et pourrait ne pas être comparable à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter au tableau ci-après pour plus de précisions sur les calculs.
- 3) Mesure financière supplémentaire. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus de détails.
- 4) Ces mesures non conformes aux IFRS ne sont pas définies et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles sont définis à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion et font l'objet d'un rapprochement avec les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ci-dessus.
- 5) Comprennent notre quote-part des montants relatifs au parc éolien Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

La charge d'intérêts nette dans le rapprochement du BAIIA ajusté avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles est calculée comme suit :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2025	2024	2025	2024
Charge d'intérêts	85	83	266	232
Déduire : produits d'intérêts	(7)	(4)	(18)	(19)
Déduire : éléments sans effet de trésorerie ¹	(12)	(17)	(44)	(46)
Charge d'intérêts nette	66	62	204	167

- 1) Les éléments sans effet de trésorerie comprennent la désactualisation des provisions, l'amortissement des coûts de financement, les intérêts payés en nature et d'autres éléments sans effet de trésorerie.

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

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Aux	30 sept. 2025	31 déc. 2024
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives ¹	3 665	3 808
Déventures échangeables	350	350
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(211)	(337)
Ajouter : découvert bancaire	—	1
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises et des actions privilégiées échangeables ²	671	671
Divers ³	(19)	(24)
Dette nette ajustée⁴	4 456	4 469
BAIIA ajusté⁵	1 139	1 255
Dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté (multiple)	3,9	3,6

1) Comprennent la partie courante et non courante de la dette à long terme, y compris les obligations locatives et le financement donnant droit à des avantages fiscaux.

2) 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 les actions privilégiées échangeables.

3) Comprend le principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP (17 millions de dollars au 30 septembre 2025 et 17 millions de dollars au 31 décembre 2024) 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 résumés).

4) 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 est une mesure non conforme aux IFRS, n'est pas définie et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS et pourrait ne pas être comparable à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. La présentation de cet élément d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion.

5) Quatre derniers trimestres.

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 30 septembre 2025 était plus élevé que celui au 31 décembre 2024, en raison de la baisse du BAIIA ajusté pour la période de douze mois au 30 septembre 2025 comparativement à celui au 31 décembre 2024.

Principales méthodes comptables et estimations comptables critiques

La préparation des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités 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.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, la juste valeur des actifs détenus en vue de la vente et de la contrepartie éventuelle à payer a été révisée en fonction des nouvelles informations obtenues durant cette période. Se reporter à la note 5 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités de la Société au 30 septembre 2024 et pour la période de neuf mois close à cette date pour plus de précisions.

Évaluation des immobilisations corporelles et du goodwill

Chaque date de présentation de l'information financière, la Société évalue s'il existe un signe qu'une perte de valeur existe ou qu'une perte de valeur comptabilisée antérieurement n'existe plus ou a diminué. Il y a dépréciation lorsque la valeur comptable d'un actif excède sa valeur recouvrable, soit sa juste valeur diminuée des coûts de sortie ou sa valeur d'utilité, selon le montant le plus élevé. Une dépréciation comptabilisée au cours d'une période antérieure est reprise s'il y a eu un changement dans les estimations utilisées pour déterminer la valeur recouvrable de l'actif.

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025, des évaluations internes ont révélé que la valeur comptable de quatre parcs éoliens dépassait la juste valeur diminuée des coûts de sortie principalement en raison de la mise à jour des profils de production et des hypothèses relatives à la baisse des prix de l'électricité, ce qui a eu une incidence défavorable sur les flux de trésorerie futurs estimatifs et entraîné une imputation pour dépréciation de 37 millions de dollars. La valeur recouvrable de 363 millions de dollars pour ces quatre parcs éoliens était fondée sur la juste valeur diminuée des coûts de sortie obtenue en utilisant un modèle d'actualisation des flux de

trésorerie et a été classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs. Les taux d'actualisation utilisés dans les évaluations de la juste valeur variaient de 5,53 % à 7,24 %.

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025, la Société a comptabilisé des reprises de dépréciation d'un parc éolien et d'une centrale solaire qui avaient été dépréciés antérieurement. Les reprises de dépréciation de 17 millions de dollars découlent principalement des changements dans les hypothèses sur les prix de l'électricité, qui ont eu une incidence favorable sur les flux de trésorerie futurs estimatifs. La valeur recouvrable de 233 millions de dollars pour ces deux parcs éoliens était fondée sur la juste valeur diminuée des coûts de sortie obtenue en utilisant un modèle d'actualisation des flux de trésorerie et a été classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs. Les taux d'actualisation utilisés dans les évaluations de la juste valeur variaient de 6,10 % à 7,24 %.

Au cours de la période de trois mois close le 30 septembre 2025, aux fins du test de dépréciation du goodwill de l'exercice 2025, la Société a déterminé la valeur recouvrable des secteurs Hydroélectricité, Énergie éolienne et énergie solaire et Commercialisation du gaz et de l'énergie en calculant la juste valeur diminuée des coûts de sortie au moyen des projections actualisées des flux de trésorerie. 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 2086. 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.

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025, aucun changement important n'a été apporté aux estimations; cependant, il existe une grande part d'incertitude relative aux estimations et un jugement est exercé pour déterminer la valeur recouvrable des secteurs Hydroélectricité, Énergie éolienne et énergie solaire et Commercialisation du gaz et de l'énergie, 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.

Se reporter à la note 2 Q) II) des états financiers consolidés annuels audités de 2024 de la Société pour de plus amples renseignements sur les jugements importants en matière de comptabilité et les principales sources d'incertitude relatives aux estimations.

Modifications comptables

Les méthodes comptables adoptées pour la préparation des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités sont conformes à celles utilisées pour la préparation des états financiers consolidés annuels de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Modifications comptables futures

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

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

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

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

IFRS 18, États financiers : Présentation et informations à fournir

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

Gouvernance et gestion du risque

Nos activités nous exposent à divers risques et possibilités, y compris, sans s'y limiter, les modifications à la réglementation, les facteurs liés à un marché en constante évolution et l'accroissement de la volatilité dans nos principaux marchés de produits de base. Notre objectif est de gérer ces risques et possibilités afin que nous soyons en position d'étendre nos activités et d'atteindre nos objectifs tout en nous protégeant de manière raisonnable contre des niveaux de risque inacceptables ou contre les risques financiers. Nous utilisons une structure de contrôle à

niveaux multiples pour gérer les risques et possibilités liés à nos activités, aux marchés où nous évoluons et au contexte politique et aux structures avec lesquels nous interagissons.

Se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du rapport de gestion annuel de 2024 et à la note 12 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités pour des précisions sur les risques et sur la manière dont nous les gérons. Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2024.

Nouveautés en matière de réglementation

Se reporter à la rubrique «Risques politiques et juridiques» du rapport de gestion annuel de 2024 pour obtenir des détails qui complètent les événements récents analysés ci-après.

Canada

Gouvernement fédéral

Le gouvernement du Canada s'est fixé des objectifs en matière de réduction des émissions de carbone. Il vise notamment à réduire les émissions à l'échelle nationale de 45 % à 50 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2035, ainsi qu'à rendre le réseau électrique carboneutre d'ici 2035, et l'économie nationale, d'ici 2050. Le gouvernement a utilisé plusieurs stratégies pour atteindre ses cibles d'émissions, y compris la tarification du carbone, la réglementation du rendement à l'égard des émissions, le financement de la transition énergétique du secteur industriel et des incitatifs pour les consommateurs. Le 1^{er} avril 2025, l'obligation fédérale à l'égard de la mise en place d'une tarification du carbone pour les consommateurs a été éliminée. L'exigence relative à la tarification du carbone industriel reste toutefois en place.

Les gouvernements provinciaux du Canada exercent une autorité sur leur secteur de l'électricité et jouent un rôle important dans l'établissement de politiques de tarification du carbone industriel et de normes de rendement à l'égard des émissions, sous réserve des exigences d'équivalence avec le modèle de tarification du carbone du gouvernement fédéral, conformément à son pouvoir d'établir des normes nationales de tarification du carbone. Les responsabilités relevant des compétences du gouvernement fédéral et des gouvernements provinciaux permettent aux deux ordres de gouvernement de mettre en œuvre des politiques qui ont une incidence sur notre secteur. Des changements au leadership de l'un ou l'autre des ordres de gouvernement peuvent influencer l'orientation des politiques.

Des élections fédérales ont eu lieu le 28 avril 2025, et le Parti libéral du Canada a été élu avec un gouvernement minoritaire. TransAlta continue de surveiller l'évolution des politiques liées à ses activités, notamment le *Règlement sur l'électricité propre*, les crédits d'impôt à l'investissement, la tarification du carbone industriel et le financement de technologies carboneutres.

Alberta

Au cours du premier trimestre de 2025, le gouvernement de l'Alberta a entamé des consultations sur le règlement intitulé *Technology Innovation and Emissions Reduction Regulation* (le «TIER») avant l'examen prévu du système en 2026. Le système TIER est en place depuis 2007 et devrait être maintenu.

Au deuxième trimestre de 2025, le gouvernement provincial a annoncé son intention de geler indéfiniment la tarification du carbone industriel à 95 \$ la tonne plutôt que de procéder aux hausses annuelles énoncées dans un arrêté ministériel précédent. Ce changement devrait entrer en vigueur en 2026, conformément au système fédéral de tarification du carbone. TransAlta continue de suivre la situation.

Au troisième trimestre de 2025, le gouvernement de l'Alberta a proposé des modifications au règlement intitulé *Technology Innovation and Emissions Reduction Regulation* (le «TIER»). Les changements proposés visent principalement à ce que les investissements réalisés pour la réduction des émissions sur place soient reconnus comme une façon supplémentaire de se conformer au TIER, et à ce que les plus petites installations qui participent actuellement au TIER puissent s'en retirer pour l'exercice de conformité 2025, avec l'intention déclarée de réduire le fardeau administratif et les coûts. Le gouvernement de l'Alberta a précisé que les modifications officielles au règlement seraient rédigées et intégrées en 2025. De plus amples renseignements seront publiés à la finalisation des modifications réglementaires.

En 2025, le gouvernement a procédé à des modifications législatives en vue de mettre en place le marché de l'énergie restructuré («MER»), ce qui comprend des modifications à la loi intitulée *Electric Utilities Act* et au règlement sur le transport (*Transmission Regulation*). Au cours du troisième trimestre de 2025, l'AESO a finalisé la conception du MER et a publié une version provisoire des règles du marché détaillées pour la mise en place du MER.

Le 10 juillet 2025, le ministre de l'Abordabilité et des Services publics (le «ministre») a publié une lettre à l'AESO lui demandant de mettre en place une tarification au coût marginal en fonction du lieu en Alberta et d'attribuer des droits de transport financiers aux unités de production en service et à celles ayant pris une décision d'investissements financiers au plus tard le 9 juillet 2025 (producteurs en service). Les droits de transport financiers sont des mesures d'atténuation offertes aux producteurs en service susceptibles d'être exposés à la baisse de la tarification en raison de l'adoption de la tarification au coût marginal en fonction du lieu qui leur permettent d'être payés au prix de l'ensemble du réseau. Les droits de transport financiers seront attribués aux producteurs en service à un volume fixe et pour une période de huit ans, à moins que l'actif soit mis hors service avant la fin de cette période. Le ministre a demandé à l'AESO de recueillir les commentaires des parties prenantes et de lui fournir ses conseils concernant ces points.

Le 27 août 2025, l'AESO a publié la conception finale du MER, présentant les principales réformes du marché, y compris un plafond des prix plus élevé, des changements progressifs au plafond et au plancher de l'offre du marché de l'énergie, la mise en place d'un nouveau produit de rampe en temps réel sur une période de 30 minutes, l'adoption de la tarification au coût marginal en fonction du lieu, un mécanisme secondaire de plafond de l'offre révisé, un nouveau mécanisme d'atténuation des forces du marché local, un processus d'engagement des unités de fiabilité pour les actifs de production à long délai d'approvisionnement, et des changements au processus d'approvisionnement sur le marché des réserves d'exploitation du lendemain.

L'AESO continue de collaborer avec les parties prenantes du secteur à l'égard des règles du MER jusqu'à la fin de 2025 et l'approbation ministérielle de ces règles sera requise d'ici la fin du premier trimestre de 2026. TransAlta continue de participer activement à tous les processus de consultation de l'AESO relativement au MER et aux initiatives connexes. À l'heure actuelle, l'AESO prévoit mener à bien l'élaboration d'un système de technologie de l'information en 2026 et en 2027 en vue de la mise en place du MER en 2027 ou en 2028.

Le 4 juin 2025, l'AESO a annoncé qu'une capacité d'hébergement de charge importante de 1 200 MW sera accessible dans le cadre de la phase I du projet d'aménagement de centres de données, dont les dates de mise en service sont prévues en 2027 et en 2028. L'AESO achèvera le processus d'attribution de la capacité au cours du quatrième trimestre de 2025. Le gouvernement de l'Alberta et l'AESO poursuivent ensemble la conception des exigences pour la phase II du projet d'aménagement de centres de données, lesquelles s'appliqueront aux projets qui seront mis en service en 2028 et par la suite. L'achèvement de la conception de la phase II est prévu en 2025. TransAlta collabore activement avec l'AESO et les parties prenantes relativement à la connexion de charge importante et à l'aménagement de centres de données dans la province.

Ontario

Le 14 août 2025, le ministère de l'Environnement, de la Protection de la nature et des Parcs de l'Ontario a publié la version définitive des modifications apportées au *Règlement sur les normes de rendement à l'égard des émissions de gaz à effet de serre* en vertu de la *Loi sur la protection de l'environnement*, L.R.O. 1990. Les modifications, apportées par suite des changements à l'échelle fédérale, offrent une plus grande souplesse aux participants volontaires pour quitter le Programme des normes de rendement à l'égard des émissions.

États-Unis

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, le président Trump a signé un certain nombre de décrets présidentiels visant à permettre ou à poursuivre le développement et la production d'énergie thermique au pays, ainsi qu'à restreindre l'expansion de la production d'électricité renouvelable. En ce qui a trait à la production thermique existante, le département de l'Énergie des États-Unis a émis des décrets d'urgence exigeant qu'un certain nombre de centrales thermiques restent en service, invoquant des craintes sur le plan de la fiabilité. En ce qui a trait au développement des énergies renouvelables, les mesures prises par les organismes fédéraux se sont poursuivies. Au premier trimestre de 2025, le département de l'Intérieur a pris des mesures visant à retarder la délivrance de permis d'énergie éolienne pour les projets éoliens en mer et terrestres. À compter du troisième trimestre de 2025, ces mesures se sont étendues aux permis et aux approbations liées à l'énergie solaire et éolienne, notamment les décrets ou les directives de différents organismes fédéraux, y compris les départements américains de l'Intérieur, des Transports et du Trésor, ainsi que le Corps du génie de l'armée américaine.

Le 4 juillet 2025, le président Trump a promulgué un projet de loi de rapprochement budgétaire, le *One Big Beautiful Bill Act* (projet de loi), qui a réduit considérablement l'accessibilité des crédits d'impôt fédéraux pour les technologies en matière d'énergie renouvelable prévus par la loi intitulée *Inflation Reduction Act* («IRA») de 2022. Les crédits d'impôt prévus par l'IRA liés à l'énergie éolienne et solaire ont grandement été réduits dans le cadre du projet de loi. Le projet de loi a maintenu la totalité des crédits d'impôt se rapportant à l'énergie éolienne et solaire jusqu'en 2027, à condition que les projets soient mis en service avant le 31 décembre 2027. Une exception s'applique aux projets d'énergie éolienne et solaire dont la construction débutera avant le 3 juillet 2026 et se terminera avant 2030. Le 15 août 2025, l'Internal Revenue Service («IRS») a révisé ses directives relatives aux règles de début de construction pour l'obtention de crédits d'impôt liés à l'énergie éolienne et solaire. Selon ces directives, les dispositions d'exonération de 5 % ont été retirées et le test de travaux physiques pour débuter la construction est demeuré intouché. Les dispositions d'exonération liées à la continuité de la construction pendant quatre ans demeurent en place, et prévoient l'admissibilité des projets à des crédits d'impôt s'ils sont mis en service jusqu'à quatre années civiles suivant le début de la construction.

Le projet de loi impose également des restrictions quant à la chaîne d'approvisionnement relativement à des composantes de projet provenant d'entités étrangères préoccupantes, lesquelles pourraient faire l'objet de directives supplémentaires de l'IRS. Le projet de loi maintient les dispositions de transférabilité favorables de l'IRA, tout en préservant la capacité de vendre ou de transférer des crédits pour toute la durée du crédit. En outre, le projet de loi prévoit le traitement favorable relativement au stockage d'énergie au moyen de crédits d'impôt complets accessibles aux projets dont la construction devrait débuter avant 2033.

En plus des mesures fédérales, les politiques étatiques et régionales liées à l'énergie renouvelable et au climat continuent d'influer considérablement sur le rythme de la

transition énergétique au pays. La Société continue d'évaluer les mesures prises par tous les ordres de gouvernement au fur et à mesure.

Australie

Le 8 mars 2025, des élections d'État se sont tenues en Australie-Occidentale. Le Parti travailliste, dirigé par le premier ministre Roger Cook, a remporté un troisième mandat consécutif de quatre ans. La réélection du gouvernement travailliste devrait assurer une stabilité continue dans l'État.

Les élections fédérales australiennes ont eu lieu le 3 mai 2025. Le Parti travailliste a été élu pour un deuxième mandat avec un gouvernement majoritaire. Les résultats ne devraient pas avoir une incidence importante sur TransAlta.

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 des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2025, la majorité de l'effectif qui assure la réalisation du CIIF et des CPCI a continué de travailler en mode hybride. La Société a mis en place une surveillance et des contrôles appropriés pour le travail au bureau et à distance. L'incidence sur la conception et le fonctionnement des contrôles internes est minimale.

Le CIIF est un cadre conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers consolidés ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux IFRS. La direction s'est appuyée sur le cadre intégré de contrôle interne publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission («cadre de travail de 2013») pour évaluer l'efficacité du CIIF de la Société.

Les CPCI désignent les contrôles et autres procédures visant à assurer que l'information devant être communiquée dans les rapports que nous déposons ou soumettons selon les lois sur les valeurs mobilières est constatée, traitée, résumée et présentée dans les délais prescrits dans les lois sur les valeurs mobilières applicables. Les CPCI comprennent, sans s'y limiter, les contrôles et procédures conçus pour nous assurer que l'information que nous devons communiquer dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu des lois sur les valeurs mobilières applicables est consignée et communiquée à la direction, y compris au chef de la direction et au chef des finances, selon le cas, pour permettre la prise de décisions en temps opportun se rapportant à l'obligation de communication de l'information.

Ensemble, les cadres que constituent le CIIF et les CPCI fournissent un contrôle interne à l'égard de l'information financière et de la communication de l'information. En concevant et en évaluant le CIIF et les CPCI, la direction reconnaît que tous les contrôles et procédures, quelle qu'en soit la qualité de conception et de fonctionnement, ne peuvent que fournir une assurance raisonnable pour ce qui

est d'atteindre les objectifs souhaités en matière de contrôle et, par conséquent, ne permettent pas nécessairement de prévenir ou de détecter toutes les anomalies, et la direction est tenue de faire preuve de jugement dans l'évaluation et la mise en œuvre d'éventuels contrôles et procédures. De plus, l'efficacité du CIIF est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures varie.

En vertu des dispositions du Règlement 52-109 et conformément aux lignes directrices de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, l'évaluation ne visait pas le contrôle interne à l'égard de l'information financière de Heartland, qui a été acquise par la Société le 4 décembre 2024. Heartland n'a pas été prise en compte par la direction dans son évaluation de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société au 31 décembre 2024 en raison des dates rapprochées de l'acquisition et de la fin d'exercice. Pour plus de précisions sur l'acquisition, se reporter à la note 4 des états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Conformément à l'évaluation au 31 décembre 2024, l'évaluation au 30 septembre 2025 ne vise pas le CIIF des actifs acquis dans le cadre de l'acquisition de Heartland le 4 décembre 2024. L'actif total et les actifs nets de Heartland représentaient environ 7 % de l'actif total et 20 % des actifs nets de la Société au 30 septembre 2025 et 14 % des produits des activités ordinaires et 35 % de la perte nette de la Société pour la période de neuf mois close 30 septembre 2025.

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 30 septembre 2025, fin de la période visée par le présent rapport de gestion, le CIIF et les CPCI étaient efficaces.

Glossaire des termes clés

Actifs hydroélectriques en Alberta

Actifs hydroélectriques de la Société, détenus par l'entremise de TransAlta Renewables Inc., filiale en propriété exclusive. Ces actifs sont situés en Alberta et comprennent les centrales de production hydroélectrique Barrier, Bearspaw, Cascade, Ghost, Horseshoe, Interlakes, Kananaskis, Pocater, Rundle, Spray, Three Sisters Bighorn et Brazeau.

Actions privilégiées échangeables

Le 30 octobre 2020, Brookfield a investi 400 millions de dollars dans la Société en échange d'actions privilégiées de premier rang rachetables (série I) au gré du porteur ou de l'émetteur. Les actions privilégiées de série I sont comptabilisées comme une dette courante et les dividendes sur actions privilégiées échangeables sont comptabilisés à titre de charge d'intérêts.

Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration

Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Alberta Electric System Operator («AESO»)

La société indépendante d'exploitation du réseau et organisme de réglementation pour l'Alberta Interconnected Electric System.

Autres actifs hydroélectriques

Actifs hydroélectriques de la Société situés en Colombie-Britannique et en Ontario, 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 et de Moose Rapids.

Capacité

Capacité de charge continue nominale, exprimée en mégawatts, du matériel de production.

Capacité marchande

Décrit les actifs qui ne sont pas visés par des contrats et qui sont exposés aux prix du marché.

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 commercial à long terme pour la vente d'énergie électrique à des acheteurs aux termes des CAÉ.

Contrôles et procédures de communication de l'information («CPCI»)

Désignent les contrôles et autres procédures visant à assurer que l'information devant être communiquée dans les rapports que la Société dépose ou soumet en vertu des lois sur les valeurs mobilières est constatée, traitée, résumée et présentée dans les délais prescrits dans les lois sur les valeurs mobilières applicables. Les CPCI comprennent, sans s'y limiter, les contrôles et procédures conçus pour assurer à la Société que l'information qu'elle doit communiquer dans les rapports qu'elle dépose ou soumet en vertu des lois sur les valeurs mobilières applicables est consignée et communiquée à la direction, y compris le chef de la direction et le chef de la direction des finances, selon le cas, pour permettre la prise de décisions en temps opportun se rapportant à l'obligation de communication de l'information.

Crédits d'énergie renouvelable («REC»)

Tous les droits, titres, participations et avantages se rapportant à un crédit, à un droit de réduction, à un droit de compensation, à un droit de polluer attribué, à un quota d'émissions, à une caractéristique renouvelable ou à d'autres droits exclusifs ou contractuels, qu'ils soient ou non négociables, qui découlent d'un déplacement ou d'une réduction réel ou présumé des émissions ou d'une autre caractéristique environnementale associées à la production de 1 MWh d'énergie électrique dans une centrale utilisant une technologie d'énergie renouvelable accréditée.

Déventures échangeables

Le 1^{er} mai 2019, Brookfield Renewable Partners ou des membres du même groupe (collectivement «Brookfield») ont investi 350 millions de dollars en échange de déventures subordonnées non garanties portant intérêt à 7 % échéant le 1^{er} mai 2039.

Dessaisissements exigés

Pour répondre aux exigences du Bureau de la concurrence du gouvernement fédéral relativement à l'acquisition de Heartland Generation, la Société a conclu une entente par voie de consentement avec le commissaire de la concurrence en vertu de laquelle TransAlta a convenu de se départir des centrales de Poplar Hill et de Rainbow Lake (les «dessaisissements exigés») après la clôture de l'acquisition de Heartland Generation.

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.

Facilité à terme

L'ancienne facilité à terme de 400 millions de dollars avec notre syndicat bancaire, dont la date d'échéance initiale était le 7 septembre 2025, assortie de taux d'intérêt qui variaient en fonction de l'option choisie (p. ex. le taux préférentiel canadien et les acceptations bancaires). Le 25 mars 2025, la Société a remboursé la facilité à terme avant la date d'échéance prévue au moyen du produit du placement de billets de premier rang de 450 millions de dollars.

Facilités de crédit de Heartland

Dans le cadre de l'acquisition de Heartland le 4 décembre 2024, la Société a pris en charge une facilité à terme sur laquelle un montant de 232 millions de dollars a été prélevé et une facilité renouvelable de 25 millions de dollars auprès d'un syndicat bancaire (collectivement, les «facilités de crédit de Heartland»).

Flux de trésorerie disponibles

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, et permettent d'évaluer les tendances des flux de trésorerie par rapport aux résultats des périodes antérieures. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» pour plus de détails.

Fonds provenant des activités d'exploitation

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. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» pour plus de détails.

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 («kWh»).

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.

IFRS

Normes internationales d'information financière.

Interruption non planifiée

Arrêt d'une unité de production en raison d'une panne imprévue.

Interruption planifiée

Arrêt planifié périodique d'une unité de production aux fins de travaux d'entretien d'envergure et de réparations. La durée, habituellement calculée en semaines, est établie à compter de l'arrêt de la centrale jusqu'à sa remise en service.

Mégawatt (MW)

Unité de puissance électrique équivalant à 1 000 000 de watts.

Mégawattheure (MWh)

Mesure de la consommation d'électricité qui correspond à l'utilisation de 1 000 000 de watts pendant une heure.

Normes de rendement à l'égard des émissions («NRE»)

Sous le gouvernement de l'Ontario, normes de rendement qui établissent des limites d'émissions de GES pour les installations visées.

OPRA

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

Optimisation de la répartition

Aucune électricité n'est produite pendant les périodes de faibles prix du marché, elle est achetée au besoin sur le marché pour satisfaire les obligations du contrat.

Réduction de la capacité nominale

Réduire la capacité nominale d'une centrale ou d'une unité de production d'énergie.

Services auxiliaires

En vertu de la loi intitulée *Electric Utilities Act* (Alberta), 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.

TA Cogen

La Société détient une participation de 50,01 % dans TransAlta Cogeneration, LP («TA Cogen») qui détient et exploite un portefeuille de centrales de cogénération, y compris trois centrales de cogénération alimentées au gaz naturel (Ottawa, Windsor et Fort Saskatchewan) et une centrale alimentée au gaz naturel (Sheerness), ou qui possède une participation dans ces centrales.

Titres échangeables

Les débentures échangeables et les actions privilégiées échangeables, qui pourront être échangées contre une participation dans les capitaux propres des actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta dans le futur selon une valeur établie en fonction d'un multiple du BAIIA futur généré par les actifs hydroélectriques en Alberta («option d'échange»).

Turbine

Dispositif rotatif qui produit de l'énergie mécanique à partir de l'énergie d'un fluide (comme l'eau, la vapeur ou des gaz chauds). Les turbines convertissent l'énergie cinétique des fluides en énergie mécanique selon les principes de l'impulsion et de la réaction ou d'un mélange des deux.

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.