



TRANSALTA CORPORATION

Rapport de gestion

Rapport du premier trimestre de 2023

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	RG28 Instruments financiers
	Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS
RG5 Description des activités	RG29 Faits saillants financiers sur une base proportionnelle de TransAlta Renewables
RG6 Faits saillants	RG36 Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS
RG9 Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture	RG37 Perspectives pour 2023
RG10 Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels	RG44 Stratégie et capacité de produire des résultats
RG17 Portefeuille de centrales électriques en Alberta	RG49 Principales méthodes comptables et estimations comptables critiques
RG19 Principales informations trimestrielles	RG49 Modifications comptables
RG21 Situation financière	RG50 Gouvernance et gestion du risque
RG23 Capital financier	RG50 Nouveautés en matière de réglementation
RG26 Autre analyse consolidée	RG52 Contrôles et procédures de communication de l'information
RG27 Flux de trésorerie	

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités de TransAlta Corporation aux 31 mars 2023 et 2022 et pour les périodes de trois 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 2022») contenus dans notre rapport intégré annuel de 2022. 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 la norme comptable internationale IAS 34, *Information financière intermédiaire*, des normes internationales d'information financière («IFRS») pour les entreprises ayant une obligation d'information du public au Canada, comme elle a été publiée par l'International Accounting Standards Board («IASB») et en vigueur le 31 mars 2023. Les montants de tous les tableaux du présent rapport de gestion sont en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Le présent rapport de gestion est daté du 4 mai 2023. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta, y compris la notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, se trouvent sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com, sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov et sur notre site Web à l'adresse www.transalta.com. L'information que contient directement ou par hyperlien le site Internet de la Société n'est pas intégrée par renvoi dans le présent rapport de gestion.

Énoncés prospectifs

Le présent rapport de gestion comprend de l'«information prospective», au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables au Canada, et des «énoncés prospectifs», au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables aux États-Unis, y compris la *Private Securities Litigation Reform Act of 1995* des États-Unis (collectivement désignés aux présentes par les «énoncés prospectifs»). Tous les énoncés prospectifs reposent sur nos convictions ainsi que sur des hypothèses fondées sur l'information disponible au moment où elles sont formulées et sur l'expérience de la direction et la perception des tendances passées, de la conjoncture et des faits nouveaux prévus ainsi que sur d'autres facteurs jugés appropriés dans les circonstances. Les énoncés prospectifs ne présentent pas des faits, mais seulement des prédictions et peuvent généralement être reconnus par l'emploi d'énoncés comprenant des termes tels que «pouvoir», «pourrait», «croire», «s'attendre à», «prévoir», «avoir l'intention de», «planifier», «projeter», «estimer», «éventuel», «permettre», «continuer de» ou d'autres termes comparables. Ces énoncés ne sont pas des garanties de notre rendement, d'événements ou de nos résultats futurs et sont assujettis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui peuvent faire en sorte que notre rendement, les événements ou nos résultats réels diffèrent de manière importante de ceux énoncés dans les énoncés prospectifs.

En particulier, le présent rapport de gestion renferme des énoncés prospectifs, y compris, sans toutefois s'y limiter, des énoncés ayant trait aux aspects suivants : notre plan de croissance de l'électricité propre et notre capacité à atteindre l'objectif de 2 gigawatts («GW») de capacité supplémentaire provenant d'énergies renouvelables au moyen d'un investissement estimé de 3,6 milliards de dollars qui devrait générer un BAIIA annuel moyen supplémentaire de 315 millions de dollars; promouvoir une capacité supplémentaire de 374 MW visant des projets à un stade avancé pour parvenir à une décision d'investissement définitive plus tard en 2023; les projets en construction de la Société, y compris le moment de la mise en service, le BAIIA annuel prévu et les coûts connexes, notamment le projet de parc éolien Horizon Hill, les projets de parcs éoliens White Rock, le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, le projet de parc éolien Garden Plain et le projet d'expansion du réseau de transport à Mount Keith de 132 kV; l'aménagement du complexe d'énergie renouvelable de Tent Mountain au stade préliminaire; l'exécution de la filière à un stade avancé et aux premiers stades de développement de la Société, y compris la taille, le coût et le BAIIA prévu de ces projets; l'expansion de la filière aux premiers stades de développement de la Société à 5 GW; la proportion du BAIIA devant être tirée de sources renouvelables d'ici la fin de 2025; les perspectives financières pour 2023 (comme elles sont définies ci-après), y compris le BAIIA ajusté, les flux de trésorerie disponibles et le dividende annualisé par action; la capacité de la Société d'accroître la valeur pour les actionnaires au moyen de l'OPRA (comme elle est définie ci-après); la réduction des émissions de carbone de 75 % d'ici 2026 par rapport aux niveaux de 2015; les travaux de restauration des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills, y compris le calendrier et les coûts des travaux de restauration, l'incidence de ces travaux de réfection sur les produits des activités ordinaires de la Société et le projet éventuel de stockage par batteries aux installations de Kent Hills et de rééquipement de ces installations; l'incidence attendue et le montant des coûts de conformité liés au carbone; les coûts attendus et l'incidence des activités liées à la centrale de Centralia; l'évolution de la réglementation et son incidence attendue sur la Société, notamment le plan climatique du gouvernement canadien et la mise en œuvre de ses principaux aspects (y compris l'augmentation des prix du carbone et l'accroissement du financement pour les technologies propres), le projet de Règlement sur l'électricité propre et la capacité de la Société de réaliser des avantages découlant de l'évolution de la réglementation au Canada, aux États-Unis et en Australie, notamment l'obtention de financement ou d'un traitement fiscal favorable pour des projets d'électricité propre; la valeur potentielle des crédits compensatoires de carbone; les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité en 2023; les prix attendus de l'électricité en Alberta, en Ontario et dans le Nord-Ouest Pacifique; les prix du gaz de l'AECO; les hypothèses liées aux couvertures pour le reste de 2023, 2024 et 2025, y compris la production et le prix; le caractère cyclique des activités, y compris en ce qui concerne les coûts d'entretien, la production et les charges; les attentes en matière de refinancement de la dette venant à échéance entre 2023 et 2025; le maintien par la Société d'une situation financière solide et de liquidités considérables, à la condition que la conjoncture économique n'ait pas une incidence significative; et la partie de la charge d'impôt exigible qui, selon les prévisions de la Société, fera l'objet d'une reprise au cours du reste de l'exercice à mesure de l'achèvement prévu des projets en construction.

Les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport de gestion se fondent sur de nombreuses hypothèses, y compris, mais sans s'y limiter, les hypothèses suivantes : aucune modification importante aux lois et règlements applicables autres que celles déjà annoncées; aucune modification importante aux coûts du combustible et des achats d'électricité; aucune incidence défavorable importante sur les marchés des placements et du crédit à long terme; aucune modification importante aux hypothèses liées aux prix de l'électricité et aux couvertures, y compris les prix au comptant de l'électricité en Alberta se situant entre 125 \$ le MWh et 145 \$ le MWh en 2023, le prix au comptant de l'électricité dans la région du Mid-Columbia se situant entre 90 \$ US le MWh et 100 \$ US le MWh en 2023, et les prix du gaz de l'AECO de 2,50 \$ le GJ en 2023; les volumes couverts et les prix en 2023; les dépenses d'investissement de maintien se situant entre 140 millions de dollars et 170 millions de dollars en 2023; la marge brute du secteur Commercialisation de l'énergie variant entre 130 millions de dollars et 150 millions de dollars en 2023; aucune variation importante des prix du gaz et des coûts de transport; aucune modification importante aux frais de démantèlement et de remise en état des actifs mis hors service en Alberta; aucune modification importante des taux d'intérêt; aucune modification importante de la demande et de la croissance de la production d'énergie renouvelable; aucune modification importante des notes de la dette et de crédit de la Société; et le pourcentage de participation de la Société dans TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables») ne change pas de manière importante.

Les énoncés prospectifs sont sujets à un certain nombre de risques et d'incertitudes importants qui pourraient faire en sorte que les plans, le rendement, les résultats ou les réalisations réels diffèrent considérablement des attentes actuelles. Les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur ce qui est exprimé explicitement ou implicitement par les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport de gestion comprennent les risques concernant : les fluctuations des prix de l'électricité, y compris une baisse des prix marchands en Alberta, en Ontario et dans la région du Mid-Columbia; des réductions de la production; un accès restreint aux capitaux et une augmentation des coûts d'emprunt, y compris la difficulté à placer des titres de créance, des titres de capitaux propres ou du financement donnant droit à des avantages fiscaux, le cas échéant, selon des modalités raisonnables, ou tout simplement d'en placer; la disponibilité réduite de main-d'œuvre et notre capacité de continuer d'affecter le personnel nécessaire à nos activités et installations; des perturbations de nos chaînes d'approvisionnement, y compris notre capacité à obtenir le matériel nécessaire; les réclamations pour cause de force majeure; notre capacité à obtenir des approbations réglementaires et toute autre approbation de tiers dans les délais prévus, ou à tout moment, relativement à nos projets de croissance; les risques liés aux projets de mise en valeur et de construction, notamment en ce qui concerne les risques liés à l'augmentation des dépenses d'investissement, aux permis, à la main-d'œuvre et à l'ingénierie, les litiges avec les entrepreneurs et les retards possibles dans la construction ou la mise en service de ces projets; les fluctuations importantes du dollar canadien par rapport au dollar américain et au dollar australien; des variations de l'offre et de la demande en électricité à court ou à long terme; le risque de crédit lié aux contreparties et la hausse du taux de perte sur nos créances clients; l'incapacité d'atteindre nos cibles ESG (comme elles sont définies ci-après); la dépréciation ou réduction de valeur d'actifs; les répercussions négatives sur nos systèmes de technologie de l'information et nos systèmes de contrôle interne, notamment l'augmentation du nombre de menaces à la cybersécurité; la gestion du risque lié aux produits de base et du risque lié aux transactions sur les produits énergétiques, y compris l'efficacité des outils de gestion du risque de la Société associés aux procédures de couverture et de négociation pour se protéger contre les pertes importantes; notre capacité de conclure des contrats pour notre production d'électricité à des prix qui procureront les rendements escomptés et de remplacer les contrats lorsqu'ils viennent à échéance; les modifications aux cadres législatifs, réglementaires et politiques dans les territoires où nous exerçons nos activités; les exigences environnementales et les changements qui y sont apportés ou les responsabilités en découlant; les interruptions du transport et de la distribution de l'électricité; les répercussions des conditions météorologiques, y compris les catastrophes causées par l'homme ou les catastrophes naturelles et d'autres risques liés au climat; des augmentations des coûts; la réduction de l'efficacité relative ou des facteurs de capacité de nos unités de production; les interruptions des sources d'énergie, y compris le gaz naturel, le charbon, les ressources hydriques, solaires ou éoliennes nécessaires à l'exploitation de nos centrales; les risques opérationnels, les interruptions non planifiées, et les pannes de matériel et notre capacité à effectuer ou à faire effectuer les réparations de manière rentable ou en temps opportun, voire tout court, y compris en ce qui concerne la réfection et le remplacement des fondations des éoliennes aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills; les risques économiques généraux, notamment la détérioration des marchés boursiers, l'augmentation des taux d'intérêt ou la hausse de l'inflation; des résultats financiers ne répondant pas aux attentes; la situation économique et politique générale, tant à l'échelle nationale qu'à l'échelle internationale; les hostilités armées, notamment la guerre en Ukraine et ses répercussions; la menace de terrorisme; les initiatives diplomatiques défavorables ou d'autres événements similaires qui pourraient avoir une incidence négative sur nos activités; le risque lié au secteur d'activité et la

concurrence au sein de ce secteur; les fluctuations du change; la subordination structurelle des titres; les risques de crise de santé publique, y compris d'éventuelles autres répercussions de la COVID-19; les changements apportés à notre relation avec TransAlta Renewables ou à la propriété de TransAlta Renewables; des changements dans le paiement ou la réception de dividendes futurs, y compris ceux de TransAlta Renewables; le caractère inadéquat ou la non-disponibilité des garanties d'assurance; notre provision pour impôts sur le résultat et tout risque de nouvelle cotisation; les litiges et procédures fondés sur la loi, la réglementation ou un contrat auxquels la Société est partie; la dépendance à l'égard du personnel clé; et les questions de relations de travail. Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» de notre rapport de gestion annuel de 2022 et à la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle de l'exercice clos le 31 décembre 2022.

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

Description des activités

Portefeuille d'actifs

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

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

Au 31 mars 2023		Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total
Alberta	Capacité installée brute (MW) ¹	834	636	1 960	—	3 430
	Nombre de centrales	17	13	7	—	37
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée (années) ^{2, 3, 4}	—	6	1	—	2
Canada, sans l'Alberta	Capacité installée brute (MW) ¹	88	751	645	—	1 484
	Nombre de centrales	7	9	3	—	19
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée (années) ³	6	11	9	—	10
États-Unis	Capacité installée brute (MW) ¹	—	519	29	671	1 219
	Nombre de centrales	—	7	1	2	10
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée (années) ³	—	11	3	3	6
Australie	Capacité installée brute (MW) ¹	—	—	450	—	450
	Nombre de centrales	—	—	6	—	6
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée (années) ³	—	—	16	—	16
Total	Capacité installée brute (MW)¹	922	1 906	3 084	671	6 583
	Nombre de centrales	24	29	17	2	72
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée (années)³	1	9	5	3	5

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

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

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

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

Faits saillants

Faits saillants financiers consolidés

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Trois mois clos les 31 mars	
	2023	2022
Disponibilité ajustée (%)	92,0	89,1
Production (GWh)	5 972	5 359
Produits des activités ordinaires	1 089	735
Coûts du combustible et des achats d'électricité	325	238
Coûts de conformité liés au carbone	32	19
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	124	112
BALIA ajusté ^{1, 2}	503	259
Résultat avant impôts sur le résultat	383	242
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	294	186
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	462	451
Fonds provenant des activités d'exploitation ^{1, 2}	374	179
Flux de trésorerie disponibles ^{1, 2}	263	108
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	1,10	0,69
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ^{1, 3}	1,40	0,66
Flux de trésorerie disponibles par action ^{1, 3}	0,98	0,40

Aux	31 mars 2023	31 déc. 2022
Total de l'actif	9 857	10 741
Total de la dette nette consolidée ^{1, 4}	2 722	2 854
Total des passifs non courants	5 793	5 864
Total du passif	7 624	8 752

- 1) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. La présentation de ces éléments d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Se reporter à la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» du présent rapport de gestion pour plus de précisions, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec les mesures établies selon les IFRS. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.
- 2) Au deuxième trimestre de 2022, la composition de notre BALIA ajusté a été modifiée pour tenir compte de l'incidence des positions de change dénouées qui sont réglées en les compensant avec des positions de la même contrepartie afin de refléter la performance des actifs et du secteur Commercialisation de l'énergie dans la période au cours de laquelle les transactions ont lieu. La Société a appliqué cette composition à toutes les périodes présentées antérieurement.
- 3) Les fonds provenant des activités d'exploitation par action et les flux de trésorerie disponibles par action sont calculés en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période. Le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au 31 mars 2023 était de 268 millions d'actions (271 millions d'actions au 31 mars 2022). Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour connaître l'objet de ces ratios non conformes aux normes IFRS.
- 4) Le total de la dette nette consolidée comprend la dette à long terme, y compris la tranche courante, les montants dus aux termes des facilités de crédit, les titres échangeables, le financement donnant droit à des avantages fiscaux et les obligations locatives aux États-Unis, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie disponibles, le principal des liquidités soumises à restrictions de notre filiale TransAlta OCP LP («TransAlta OCP») et la juste valeur des instruments de couverture économique sur la dette. Se reporter au tableau de la rubrique «Capital financier» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur la composition du total de la dette nette consolidée.

La **disponibilité ajustée** pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 s'est établie à 92,0 %, comparativement à 89,1 % pour la période correspondante de 2022. L'augmentation s'explique principalement par le nombre moins élevé d'interruptions non planifiées liées aux secteurs Gaz et Transition énergétique, et l'amélioration du rendement au parc éolien Windrise, partiellement contrebalancés par la hausse des interruptions non planifiées dans nos actifs hydroélectriques en Alberta.

La **production** pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 a été de 5 972 gigawattheures («GWh»), comparativement à 5 359 GWh pour la période correspondante de 2022. Globalement, la hausse de la production des secteurs Gaz et Transition énergétique est attribuable aux conditions de marché solides en Alberta et dans le Nord-Ouest Pacifique, et à la plus grande disponibilité des installations, le tout en partie contrebalancé par la baisse de la production en Ontario attribuable à la détérioration des conditions de marché, la baisse des ressources éoliennes dans toutes les régions et les contraintes liées à la glace à nos actifs hydroélectriques en Alberta.

Les **produits des activités ordinaires** pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 ont augmenté de 354 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2022, principalement en raison de la hausse de la production, l'augmentation des prix de l'énergie réalisés obtenus dans le marché de l'électricité de l'Alberta, l'augmentation des prix réalisés des services auxiliaires dans le secteur Hydroélectricité et la hausse de la production et des prix dans le secteur Transition énergétique à la centrale de Centralia. De plus, la Société a obtenu des produits des activités ordinaires par l'intermédiaire de couvertures à terme pour les actifs hydroélectriques en Alberta et des profits réalisés tirés de la stratégie de couverture comparativement à la période correspondante de 2022. Les secteurs Hydroélectricité et Énergie éolienne et énergie solaire ont également connu une augmentation des produits tirés des attributs environnementaux contrebalancée en partie par une baisse de la production. Les produits des activités ordinaires du secteur Commercialisation de l'énergie ont été plus élevés surtout en raison des positions de négociation à court terme sur l'électricité et le gaz naturel dans le cadre de contrats prévoyant la livraison et de contrats financiers à l'échelle de tous les marchés déréglementés nord-américains.

Les **coûts du combustible et des achats d'électricité** ont augmenté de 87 millions de dollars pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 comparativement à ceux de la période correspondante de 2022, du fait surtout de la hausse des coûts des achats d'électricité et des coûts du charbon dans le secteur Transition énergétique.

Les **coûts de conformité liés au carbone** ont augmenté de 13 millions de dollars pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 en regard de ceux de la période correspondante de 2022, du fait surtout d'une augmentation du prix du carbone par tonne et d'une hausse de la production dans le secteur Gaz.

Les **charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration** pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 ont augmenté de 12 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2022. Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté en raison surtout de la hausse des dépenses visant des initiatives stratégiques de croissance, la hausse des coûts attribuable aux pressions inflationnistes et la hausse des montants à payer au titre des plans incitatifs liés au rendement pour le secteur Commercialisation de l'énergie.

Le **BAlIA ajusté** pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 a augmenté de 244 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2022. L'augmentation s'explique surtout par la hausse des produits des activités ordinaires tirés du portefeuille de centrales électriques en Alberta, grâce principalement aux centrales au gaz et hydroélectriques et aux parcs éoliens du fait de la hausse des prix marchands, l'accroissement des produits des activités ordinaires dans le secteur Transition énergétique attribuable à la hausse de la production à l'unité 2 de la centrale de Centralia et aux prix du marché plus élevés dans le Nord-Ouest Pacifique, ainsi qu'à la hausse de la production dans le secteur Gaz en raison de l'amélioration des conditions du marché en Alberta. Le BAlIA ajusté a également progressé grâce à l'augmentation des produits tirés des services auxiliaires dans le secteur Hydroélectricité, à la hausse des produits liés aux attributs environnementaux dans les secteurs Hydroélectricité, Énergie éolienne et énergie solaire et à la hausse du résultat tiré du secteur Commercialisation de l'énergie en raison des positions de négociation à court terme sur l'électricité et le gaz dans le cadre de contrats prévoyant la livraison et de contrats financiers à l'échelle des marchés déréglementés nord-américains. Ces augmentations ont été partiellement contrebalancées par l'augmentation des coûts du combustible et des achats d'électricité découlant de la hausse du cours du carbone et de l'utilisation accrue du charbon, de la hausse des coûts de conformité liés au carbone dans le secteur Gaz en raison de l'augmentation du prix du carbone par tonne et d'une hausse de la production de gaz, de la baisse de la production dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire attribuable à l'accroissement des ressources éoliennes au premier trimestre de 2022 et une à une augmentation des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration dans les secteurs Commercialisation de l'énergie et Siège social. Les variations du BAlIA ajusté sectoriel sont présentées à la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» du présent rapport de gestion.

Le **résultat avant impôts sur le résultat** pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 a augmenté de 141 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2022. Le **résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires** pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 s'est établi à 294 millions de dollars contre 186 millions de dollars pour la période correspondante de 2022. Au premier trimestre de 2023, la Société a tiré profit de l'augmentation des produits des activités ordinaires, en partie contrebalancée par l'augmentation des coûts du combustible et des achats d'électricité, la hausse des coûts de conformité liés au carbone, l'augmentation de l'amortissement due au raccourcissement de la durée d'utilité de certaines installations en 2022, une augmentation des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration liées aux secteurs Siège social et Commercialisation de l'énergie, une baisse des reprises de dépréciation d'actifs et une augmentation de la charge d'impôt sur le résultat découlant d'une hausse du résultat avant impôts. Le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour la période considérée s'explique par l'augmentation du résultat net affecté aux participations ne donnant pas le contrôle.

Les **flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation** pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 ont augmenté de 11 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2022, principalement en raison de la hausse des produits des activités ordinaires, déduction faite des profits et pertes latents sur les activités de gestion du risque, le tout contrebalancé en partie par une hausse des variations défavorables du fonds de roulement, principalement attribuables aux variations des garanties versées et reçues, et à une augmentation des coûts du combustible et des achats d'électricité ainsi que des coûts de conformité liés au carbone.

Les **flux de trésorerie disponibles**, l'une des mesures financières clés de la Société, ont totalisé 263 millions de dollars pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 comparativement à 108 millions de dollars pour la période correspondante de 2022. Ces résultats correspondent à une augmentation de 155 millions de dollars, attribuable principalement à la hausse du BAIIA ajusté et à la baisse de la charge d'intérêts. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par une augmentation de la charge d'impôt exigible, une hausse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales et des changements apportés aux provisions par rapport à 2022. La Société prévoit qu'une partie de la charge d'impôt exigible fera l'objet d'une reprise au cours du reste de l'exercice à mesure de l'achèvement des projets en construction, y compris le projet de parc éolien Garden Plain et des projets en Australie.

Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture

Assemblée annuelle des actionnaires

Le 28 avril 2023, la Société a tenu l'assemblée annuelle des actionnaires. L'ensemble des candidats aux postes d'administrateurs ont été élus au conseil d'administration, notamment Candace MacGibbon, une nouvelle membre du conseil d'administration. Les autres points à l'ordre du jour de la Société ont été également fort bien accueillis, notamment un vote consultatif sur la rémunération et la proposition de modification du régime d'unités d'actions de la Société.

Régime d'achat d'actions automatique

Le 27 mars 2023, la Société a conclu un régime de rachat d'actions automatique («RAAA») afin de faciliter les rachats des actions ordinaires de TransAlta en vertu de son offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités («OPRA») annoncée précédemment. La Société a reçu l'approbation de la Bourse de Toronto visant le rachat d'au plus 14 000 000 d'actions ordinaires au cours de la période de 12 mois commencée le 31 mai 2022 et qui se termine le 30 mai 2023, soit environ 5,2 % des actions ordinaires de la Société actuellement émises et en circulation au 31 décembre 2022.

Dans le cadre du RAAA, le courtier de la Société peut racheter des actions ordinaires à partir de la date d'entrée en vigueur du RAAA jusqu'à la fin de l'OPRA. Tous les rachats d'actions ordinaires effectués dans le cadre du RAAA seront inclus pour déterminer le nombre d'actions ordinaires rachetées en vertu de l'OPRA. Les actions ordinaires rachetées par la Société dans le cadre de l'OPRA seront annulées. Le RAAA sera résilié selon le premier des deux événements suivants : a) les limites de rachat maximales en vertu du RAAA sont atteintes; ii) l'OPRA vient à échéance; ou ii) la Société met fin au RAAA conformément à ses modalités.

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2023, la Société a racheté et annulé un total de 3 169 300 actions ordinaires à un prix moyen de 11,23 \$ par action ordinaire, pour un coût total de 36 millions de dollars.

Projet d'aménagement hydroélectrique par pompage au stade préliminaire

Le 16 février 2023, la Société a conclu un accord définitif visant à acquérir une participation de 50 % dans le complexe d'énergie renouvelable de Tent Mountain («Tent Mountain»), un projet de stockage d'énergie hydroélectrique par pompage de 320 MW au stade préliminaire situé dans le sud-ouest de l'Alberta, détenu par Montem Resources Limited («Montem»). L'acquisition comprend les droits d'utilisation des terrains, les immobilisations corporelles et les droits de propriété intellectuelle associés au projet d'aménagement hydroélectrique par pompage. La transaction a été conclue le 24 avril 2023. La Société a versé à Montem environ 8 millions de dollars à la clôture de la transaction et les paiements éventuels supplémentaires pouvant atteindre 17 millions de dollars (environ 25 millions de dollars au total) peuvent devenir payables à Montem sous réserve de l'atteinte de jalons spécifiques de développement et commerciaux. La Société et Montem détiennent le projet Tent Mountain dans le cadre d'un partenariat ad hoc qui est géré conjointement, la Société agissant en tant que promoteur du projet. Le partenariat cherche activement à conclure un contrat d'enlèvement à l'égard des attributs énergétiques et environnementaux générés par l'installation.

Se reporter aux états financiers consolidés annuels audités de 2022 de notre rapport annuel intégré de 2022 ainsi qu'aux états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 pour une description des événements importants qui ont eu une incidence sur les résultats de l'exercice précédent et de l'exercice en cours.

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 de la production et des informations financières sur une base consolidée pour chacun de nos secteurs :

Aux 31 mars	Production moyenne à long terme (GWh) ¹		Production réelle (GWh) ²		BAIIA ajusté ³	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022 ⁴
Hydroélectricité	402	408	306	372	106	61
Énergie éolienne et énergie solaire	1 423	1 423	1 197	1 269	88	89
Énergies renouvelables	1 825	1 831	1 503	1 641	194	150
Gaz			3 172	2 665	240	105
Transition énergétique			1 297	1 053	54	5
Commercialisation de l'énergie					39	17
Siège social					(24)	(18)
Total			5 972	5 359	503	259
Résultat avant impôts sur le résultat					383	242

1) La production moyenne à long terme (GWh) est calculée en fonction de notre portefeuille au 31 mars 2023, sur une base annualisée, au moyen du rendement énergétique annuel moyen prévu selon notre modèle de simulation et reposant sur des données historiques sur une période généralement supérieure à 25 ans. La production moyenne à long terme (GWh) des centrales du secteur Transition énergétique n'est pas prise en compte, car nous sommes actuellement dans une phase visant la transition de ces unités en prévision de leur mise hors service d'ici la fin de 2025, et la production moyenne à long terme (GWh) du secteur Gaz n'est pas prise en compte, puisqu'elle est largement tributaire de la conjoncture du marché et de la demande marchande. La production moyenne à long terme (GWh) pour la période de trois mois close le 31 mars 2023, compte non tenu des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills qui ne sont actuellement pas en service, s'est établie à environ 1 317 GWh.

2) Les niveaux de production réels sont comparés à la moyenne à long terme afin de mettre en évidence l'incidence d'un facteur important qui influe sur la variabilité des résultats de nos activités. À court terme, pour les secteurs Hydroélectricité et Énergie éolienne et énergie solaire, les conditions varieront d'une période à l'autre et, au fil du temps, les installations continueront à produire conformément à leurs moyennes à long terme, ce qui s'est révélé être un indicateur de rendement fiable.

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

4) Des ajustements ont été apportés aux secteurs Gaz et Commercialisation de l'énergie pour tenir compte de l'incidence des profits et pertes réalisés sur les positions de change dénouées. Se reporter à «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS» sous la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Hydroélectricité

	Trois mois clos les 31 mars	
	2023	2022
Capacité installée brute (MW)¹	922	925
Production moyenne à long terme (GWh)	402	408
Disponibilité (%)	94,1	96,7
Production		
Production visée par des contrats (GWh)	23	36
Production marchande (GWh)	283	336
Total de la production d'énergie (GWh)	306	372
Volumes des services auxiliaires (GWh) ²	643	742
Produits des actifs hydroélectriques en Alberta ^{3, 4}	71	36
Produits des autres actifs hydroélectriques et autres produits des activités ordinaires ^{3, 5}	6	7
Produits des actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires ²	39	33
Produits tirés des attributs environnementaux	8	1
Produits des activités ordinaires⁶	124	77
Coûts du combustible et des achats d'électricité	5	4
Marge brute⁷	119	73
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	12	11
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1
BALIA ajusté⁷	106	61

Informations complémentaires :

Produits des activités ordinaires bruts par MWh

Actifs hydroélectriques en Alberta – Énergie (\$/MWh) ^{3, 4}	258	110
Actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires (\$/MWh) ²	60	45

Dépenses d'investissement de maintien	6	6
--	----------	---

- 1) En 2022, la Société a conclu la vente de deux actifs hydroélectriques, ce qui a entraîné une baisse de capacité de 3 MW.
- 2) Services auxiliaires tels qu'ils sont décrits dans le document *Consolidated Authoritative Document Glossary* de l'AESO.
- 3) Les actifs hydroélectriques en Alberta comprennent 13 centrales hydroélectriques sur les réseaux de Bow River et de North Saskatchewan River. Les autres actifs hydroélectriques comprennent nos centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique et en Ontario, les centrales hydroélectriques en Alberta (à l'exception des actifs hydroélectriques en Alberta) et les produits des activités ordinaires tirés du transport.
- 4) La Société a conclu des couvertures à terme pour le premier trimestre de 2023 qui sont incluses dans les produits des actifs hydroélectriques en Alberta.
- 5) Les autres produits des activités ordinaires comprennent les produits des activités ordinaires tirés de nos activités de transport et d'autres arrangements contractuels, y compris l'entente visant à réduire les inondations conclue avec le gouvernement de l'Alberta et les services de redémarrage à froid.
- 6) Pour plus de précisions sur les ajustements des produits des activités ordinaires inclus dans le BALIA ajusté, se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.
- 7) Le BALIA ajusté et la marge brute ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

La disponibilité pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 a diminué par rapport à celle de la période correspondante de 2022, principalement en raison du nombre plus élevé d'interruptions non planifiées dans nos actifs hydroélectriques en Alberta.

La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 a diminué de 66 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2022, en raison principalement d'une moins grande disponibilité et des contraintes liées à la glace dans nos actifs hydroélectriques en Alberta.

Les volumes des services auxiliaires pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 ont diminué de 99 GWh par rapport à ceux de la période correspondante de 2022, en raison d'une moins grande disponibilité.

Le BAIIA ajusté pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 a augmenté de 45 millions de dollars en regard de celui de la période correspondante de 2022, du fait essentiellement de l'augmentation des tarifs d'électricité et des services auxiliaires dans le marché de l'Alberta et de l'accroissement des produits tirés des attributs environnementaux. De plus, la Société a dégagé des produits des activités ordinaires des couvertures à terme pour les actifs hydroélectriques en Alberta et des profits réalisés tirés de la stratégie de couverture au premier trimestre de 2023. Pour plus de précisions sur les conditions du marché et les prix en Alberta, se reporter à la rubrique «Portefeuille de centrales électriques en Alberta» du présent rapport de gestion.

Les dépenses d'investissement de maintien pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 ont été comparables à celles de la période correspondante de 2022.

Énergie éolienne et énergie solaire

	Trois mois clos les 31 mars	
	2023	2022
Capacité installée brute (MW)	1 906	1 906
Production moyenne à long terme (GWh)	1 423	1 423
Disponibilité (%)	82,9	78,7
Production visée par des contrats (GWh)	871	909
Production marchande (GWh)	326	360
Total de la production (GWh)	1 197	1 269
Produits générés par le secteur Énergie éolienne et énergie solaire	102	101
Produits tirés des attributs environnementaux	13	7
Produits des activités ordinaires¹	115	108
Coûts du combustible et des achats d'électricité	9	8
Marge brute²	106	100
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	17	16
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	2
Autres produits d'exploitation, montant net	(2)	(7)
BAIIA ajusté²	88	89
Informations complémentaires :		
Dépenses d'investissement de maintien	3	4
Dépenses liées à la réfection des unités du parc éolien de Kent Hills³	21	—
Indemnité d'assurance – Kent Hills	(1)	—

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

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

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

La disponibilité pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 a augmenté par rapport à celle de la période correspondante de 2022, surtout en raison de l'amélioration du rendement au parc éolien Windrise. La disponibilité a été touchée par le projet de réfection des unités du parc éolien de Kent Hills qui devraient être remises complètement en service au second semestre de 2023. De plus, la Société a connu un arrêt forcé au parc éolien Windrise au premier trimestre de 2023, lequel a été provoqué par un défaut de fabrication sur une douille de transformateur. Le défaut a depuis été corrigé sous garantie et le problème, résolu.

La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 a diminué de 72 GWh comparativement à celle de la période correspondante de 2022, ce qui s'explique essentiellement par une baisse des ressources éoliennes dans toutes les régions, laquelle a été contrebalancée en partie par une plus grande disponibilité.

Le BAIIA ajusté pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 a diminué de 1 million de dollars en regard de celui de la période correspondante de 2022, du fait essentiellement de la baisse de la production, de la baisse de la comptabilisation des dommages-intérêts prédéterminés au parc éolien Windrise, le tout contrebalancé en partie par un accroissement des produits tirés des attributs environnementaux et l'augmentation des tarifs d'électricité.

Les dépenses d'investissement de maintien pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 ont été comparables à celles de la période correspondante de 2022.

Gaz

	Trois mois clos les 31 mars	
	2023	2022
Capacité installée brute (MW)	3 084	3 084
Disponibilité (%)	96,4	93,8
Production visée par des contrats (GWh)	1 003	939
Production marchande (GWh)	2 249	1 741
Achats d'électricité (GWh)	(80)	(15)
Total de la production (GWh)	3 172	2 665
Produits des activités ordinaires¹	435	291
Coûts du combustible et des achats d'électricité ¹	129	130
Coûts de conformité liés au carbone	32	18
Marge brute²	274	143
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	41	44
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	4	4
Autres produits d'exploitation, montant net	(11)	(10)
BAIIA ajusté²	240	105
Informations complémentaires :		
Dépenses d'investissement de maintien :	3	5

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

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

La disponibilité pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 a augmenté de 2,6 % par rapport à celle de la période correspondante de 2022, principalement en raison du nombre moins élevé d'interruptions non planifiées.

La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 a augmenté de 507 GWh comparativement à celle de la période correspondante de 2022, ce qui s'explique essentiellement par l'amélioration des conditions du marché pour les actifs marchands en Alberta et par une plus grande disponibilité, contrebalancées en partie par la baisse de la production visée par des contrats et de la production marchande en Ontario sous l'effet d'une détérioration des conditions de marché.

Le BAIIA ajusté pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 a augmenté de 135 millions de dollars comparativement à celui de la période correspondante de 2022, ce qui s'explique essentiellement par la hausse des prix de l'énergie réalisés pour nos actifs marchands de l'Alberta, déduction faite de la couverture, la baisse des prix du gaz naturel et une diminution des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration en raison des réductions liées au personnel en Alberta, le tout en partie contrebalancé par une augmentation de la consommation de gaz naturel et des coûts de conformité liés au carbone découlant d'une hausse de la production, d'une augmentation du prix du carbone par tonne et de la baisse des prix marchands en Ontario et de la production de vapeur.

Les dépenses d'investissement de maintien pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 ont diminué de 2 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2022, ce qui s'explique par une réduction des projets planifiés.

Transition énergétique

	Trois mois clos les 31 mars	
	2023	2022
Capacité installée brute (MW)¹	671	784
Disponibilité (%)	94,5	88,5
Disponibilité ajustée (%) ²	94,5	88,5
Volume des ventes contractuelles (GWh)	820	820
Volume des ventes marchandes (GWh)	1 343	1 201
Achats d'électricité (GWh)	(866)	(968)
Total de la production (GWh)	1 297	1 053
Produits des activités ordinaires ³	253	117
Coûts du combustible et des achats d'électricité	181	94
Coûts de conformité liés au carbone	—	1
Marge brute⁴	72	22
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	17	16
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1
BAILA ajusté⁴	54	5
Informations complémentaires :		
Dépenses de remise en état de la mine de Highvale	2	2
Dépenses de remise en état de la mine de Centralia	3	4

1) La capacité installée brute pour le premier trimestre de 2023 ne tient pas compte de la capacité de l'unité 4 de la centrale de Sundance (113 MW, mise hors service le 31 mars 2022).

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

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

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

La disponibilité ajustée pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 a augmenté par rapport à celle de la période correspondante de 2022, en raison de la diminution du nombre d'interruptions non planifiées à l'unité 2 de la centrale de Centralia.

La production a augmenté de 244 GWh pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 comparativement à celle de la période correspondante de 2022, ce qui s'explique essentiellement par la hausse de la production découlant de la vigueur des prix du marché dans le Nord-Ouest Pacifique et par une plus grande disponibilité à l'unité 2 de la centrale de Centralia.

Le BAILA ajusté a augmenté de 49 millions de dollars pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 par rapport à celui de la période correspondante de 2022, du fait surtout de la hausse des prix marchands et de la production, contrebalancée en partie par la hausse des coûts des achats d'électricité et l'utilisation accrue du charbon.

Les dépenses de remise en état de la mine de Centralia ont diminué comparativement à celles de 2022 en raison du calendrier des activités de remise en état.

Aucun investissement de maintien n'a été engagé pour les périodes de 2023 et 2022.

Commercialisation de l'énergie

	Trois mois clos les 31 mars	
	2023	2022
Produits des activités ordinaires ¹	53	24
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	14	7
BAlIA ajusté²	39	17

1) Pour plus de précisions sur les ajustements des produits des activités ordinaires inclus dans le BAlIA ajusté, se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion. Le BAlIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS.

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

Le BAlIA ajusté pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 a augmenté de 22 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2022. Les résultats ont dépassé les attentes pour le secteur en raison des positions de négociation à court terme sur l'électricité et le gaz dans le cadre de contrats prévoyant la livraison et de contrats financiers à l'échelle des marchés déréglementés nord-américains. La Société a été en mesure de tirer parti de la volatilité à court terme sur les marchés de négociation, tout en conservant le profil de risque global de l'unité fonctionnelle.

Siège social

	Trois mois clos les 31 mars	
	2023	2022
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	24	18
BAlIA ajusté¹	(24)	(18)

Informations complémentaires :

Dépenses d'investissement de maintien :	8	2
--	----------	----------

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

Le BAlIA ajusté pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 a diminué de 6 millions de dollars comparativement à celui de la période correspondante de 2022, ce qui s'explique essentiellement par les recouvrements réalisés en 2022, l'augmentation des dépenses à l'appui des initiatives stratégiques de croissance, la baisse des affectations des coûts du secteur Siège social aux Secteurs de production et l'augmentation des coûts attribuable aux pressions inflationnistes.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2023, les dépenses d'investissement de maintien ont augmenté de 6 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2022, principalement en raison d'une hausse des dépenses liées aux technologies de l'information et aux améliorations locatives associées au déménagement des bureaux du siège social de la Société.

Rendement par secteur et informations géographiques complémentaires

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

Trois mois clos le 31 mars 2023	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique ²	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total
Alberta	106	31	178	(2)	39	(24)	328
Canada, sans l'Alberta	—	30	25	—	—	—	55
États-Unis	—	27	2	56	—	—	85
Australie	—	—	35	—	—	—	35
BAIIA ajusté¹	106	88	240	54	39	(24)	503
Résultat avant impôts sur le résultat							383

Trois mois clos le 31 mars 2022	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commer- cialisation de l'énergie ³	Siège social	Total
Alberta	61	30	47	(3)	17	(18)	134
Canada, sans l'Alberta	—	34	22	—	—	—	56
États-Unis	—	25	2	8	—	—	35
Australie	—	—	34	—	—	—	34
BAIIA ajusté^{1, 4}	61	89	105	5	17	(18)	259
Résultat avant impôts sur le résultat							242

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

2) L'unité 4 de la centrale de Sundance a été mise hors service le 31 mars 2022.

3) Le BAIIA ajusté du secteur Commercialisation de l'énergie a été reclassé dans la région de l'Alberta pour refléter où se déroulent les activités.

4) En 2022, des ajustements ont été faits à l'égard des secteurs Gaz et Commercialisation de l'énergie pour tenir compte de l'incidence des profits et pertes réalisés sur les positions de change dénouées. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

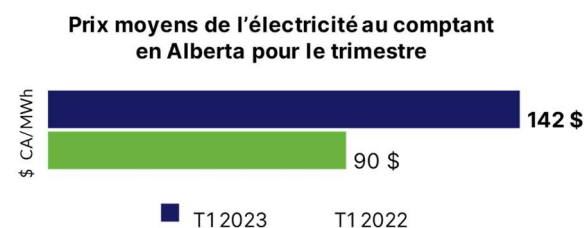
Portefeuille de centrales électriques en Alberta

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

Environ 52 % de notre capacité installée brute est située en Alberta. Notre portefeuille d'actifs marchands en Alberta comprend des centrales hydroélectriques, des centrales éoliennes, une centrale de stockage par batteries, des centrales de cogénération et des centrales thermiques converties au gaz naturel. Certaines centrales éoliennes et centrales alimentées au gaz du portefeuille de centrales électriques en Alberta sont exploitées en vertu de contrats à long terme. L'optimisation du rendement du portefeuille est favorisée par la diversité des types de sources d'énergie, ce qui facilite la gestion du portefeuille et permet de maximiser les marges d'exploitation. Cela nous fournit également des capacités qui peuvent être monétisées sous forme de services auxiliaires ou être utilisées sur le marché de l'énergie en période de pénurie d'approvisionnement. Une partie de la capacité de production installée du portefeuille a été couverte de façon à garantir les flux de trésorerie.

Au premier trimestre de 2023, les prix de l'électricité en Alberta ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2022 en raison d'une demande plus élevée dans la province et d'une importante baisse des importations d'électricité, montant net, découlant d'une augmentation des prix de l'électricité sur les marchés limitrophes. Par conséquent, la croissance de la demande s'est établie à environ 0,2 % par rapport à la période correspondante de 2022.

Ces facteurs ont entraîné une hausse du prix moyen annuel du réseau commun d'énergie de 90 \$ le MWh en 2022 à 142 \$ le MWh en 2023.



Trois mois clos les 31 mars	2023					2022				
	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total
Total de la production (GWh)	283	502	2 369	—	3 154	336	503	1 718	19	2 576
Production visée par des contrats (GWh)	—	176	150	—	326	—	142	133	—	275
Production marchande (GWh)	283	326	2 219	—	2 828	336	361	1 585	19	2 301
Produits des activités ordinaires ¹	121	44	325	2	492	74	35	164	5	278
Coûts du combustible et des achats d'électricité	4	7	103	—	114	4	5	85	4	98
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	29	—	29	—	—	15	1	16
Marge brute	117	37	193	2	349	70	30	64	—	164

1) Les produits des activités ordinaires ont été ajustés pour exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché et des profits et pertes réalisés sur les positions de change dénouées afin de refléter les produits réalisés au cours de l'exercice.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2023, le portefeuille de centrales électriques en Alberta a produit 3 154 GWh d'énergie, soit une augmentation de 578 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2022. La hausse de la production découle principalement de l'augmentation de la production marchande dans le secteur Gaz entraînée par les occasions offertes sur le marché, le tout contrebalancé en partie par une baisse de la production dans le secteur Hydroélectricité qui s'explique par la hausse des interruptions non planifiées et les contraintes liées à la glace dans nos actifs hydroélectriques en Alberta.

La marge brute pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 s'est établie à 349 millions de dollars, soit une augmentation de 185 millions de dollars par rapport à celle de la période correspondante de 2022. La marge brute plus élevée est attribuable à la hausse de la production marchande et des prix réalisés dans les secteurs Gaz et Hydroélectricité, à l'apport des opérations de couverture commerciales et à l'apport grandissant de nos actifs d'énergie éolienne visés par des contrats.

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

	Trois mois clos les 31 mars	
	2023	2022
Prix moyen de l'électricité au comptant par MWh	142 \$	90 \$
Prix du gaz naturel (AECO) par GJ	3,08 \$	4,50 \$
Coûts de conformité liés au carbone par tonne	65 \$	50 \$
Prix marchand de l'électricité réalisé par MWh ¹	156 \$	107 \$
Prix de l'électricité au comptant par MWh, énergie hydroélectrique	168 \$	108 \$
Prix au comptant par MWh, services auxiliaires des centrales hydroélectriques	60 \$	45 \$
Prix de l'électricité au comptant par MWh, énergie éolienne	89 \$	58 \$
Prix de l'électricité au comptant par MWh, secteurs Gaz et Transition énergétique	156 \$	103 \$
Volume couvert (GWh) ²	2 046	1 738
Prix moyen de l'électricité couvert par MWh	136 \$	84 \$
Coûts du combustible et des achats d'électricité par MWh ³	48 \$	56 \$
Coûts de conformité liés au carbone par MWh ³	12 \$	9 \$

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

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

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

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2023, le prix marchand de l'électricité réalisé par MWh de production a augmenté de 49 \$ par MWh, comparativement à celui de la période correspondante de 2022. La hausse du prix marchand de l'électricité réalisé à l'échelle du portefeuille s'explique par une augmentation des prix du marché, et l'optimisation de notre capacité disponible pour tous les types de sources d'énergie. Les prix au comptant par secteur ne tiennent pas compte des profits et des pertes découlant des positions de couverture conclues dans le but d'atténuer l'incidence des prix du marché défavorables.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2023, les coûts du combustible et des achats d'électricité par MWh de production a diminué de 8 \$ par MWh, comparativement à celui de la période correspondante de 2022, ce qui s'explique par la baisse des prix du gaz naturel.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2023, les coûts de conformité liés au carbone par MWh de production ont augmenté de 3 \$ par MWh en regard de ceux de la période correspondante de 2022, du fait de l'augmentation des coûts de conformité liés au carbone, qui sont passés de 50 \$ la tonne en 2022 à 65 \$ la tonne en 2023.

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.

	T2 2022	T3 2022	T4 2022	T1 2023
Produits des activités ordinaires	458	929	854	1 089
Résultat avant impôts sur le résultat	(22)	126	7	383
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹	(129)	204	351	462
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(80)	61	(163)	294
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ²	(0,30)	0,23	(0,61)	1,10

	T2 2021	T3 2021	T4 2021	T1 2022
Produits des activités ordinaires	619	850	610	735
Résultat avant impôts sur le résultat	72	(441)	(32)	242
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	80	610	54	451
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(12)	(456)	(78)	186
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ²	(0,04)	(1,68)	(0,29)	0,69

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

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

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

- Hausse des produits des activités ordinaires découlant de l'augmentation de la disponibilité globale pendant les périodes de tarification de pointe et de la hausse des prix de l'électricité en Alberta en 2022 et en 2023
- Baisse des prix du gaz naturel en 2023 et hausse des prix du gaz naturel en 2022
- Augmentation de la consommation de gaz naturel en 2022 et en 2023 pour les unités converties au gaz en 2021
- Baisse des coûts liés au carbone en 2022 découlant de l'abandon du charbon et de l'utilisation de crédits de conformité liés aux énergies renouvelables pour régler une partie de l'obligation liée aux émissions de GES au deuxième trimestre de 2022. Hausse des coûts du carbone au cours du premier trimestre de 2023 découlant de la hausse de la production et des coûts du carbone par tonne
- Interruption prolongée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills qui s'est poursuivie du quatrième trimestre de 2021 au premier trimestre de 2023, et qui devrait se poursuivre jusqu'au deuxième semestre de 2023
- Incidence des reprises de dépréciation d'actifs comptabilisés au premier trimestre de 2023 et incidence des imputations pour dépréciation d'actifs et reprises au cours de toutes les périodes visées
- Incidence des variations de la provision pour frais de démantèlement d'actifs mis hors service provenant des variations des taux d'actualisation en 2023

- Incidence des variations de la provision pour frais de démantèlement d'actifs mis hors service provenant des variations des flux de trésorerie estimatifs et des taux d'actualisation pour toutes les autres périodes indiquées
- Échéancier accéléré des flux de trésorerie liés aux frais de démantèlement et changements dans les durées d'utilité comptabilisés au troisième trimestre de 2022
- Comptabilisation d'une indemnité d'assurance de 7 millions de dollars au deuxième trimestre de 2022 pour la tour endommagée du parc éolien de Kent Hills
- Comptabilisation de dommages-intérêts prédéterminés recouvrables attribuables à une disponibilité des éoliennes inférieure à la cible contractuelle au parc éolien Windrise à chacun des trimestres de 2022 et au premier trimestre de 2023
- Mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Keephills au quatrième trimestre de 2021 et de l'unité 4 de la centrale de Sundance au premier trimestre de 2022
- Acquisition des parcs solaires en Caroline du Nord au quatrième trimestre de 2021
- Mise en service du parc éolien Windrise au quatrième trimestre de 2021
- Suspension du projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance au troisième trimestre de 2021
- Mise hors service de l'unité 5 de la centrale de Sundance en 2021
- Profits tirés de la vente d'actifs comptabilisés au quatrième trimestre de 2022, dont la vente du gazoduc Pioneer au deuxième trimestre de 2021 et la vente de matériel dans le secteur Gaz au troisième trimestre de 2021
- Interruptions non planifiées de la fourniture de vapeur à la centrale de cogénération de Sarnia au deuxième trimestre de 2021
- Fermeture accélérée de la mine de Highvale, qui a entraîné la comptabilisation des paiements de redevances futurs restants à titre de contrat déficitaire au troisième trimestre de 2021
- Fermeture accélérée de la mine de Highvale, qui a donné lieu à une augmentation de l'amortissement minier inclus dans le coût du charbon. Réduction de valeur des stocks de charbon aux trois premiers trimestres de 2021
- Réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux liés au charbon aux deuxième et troisième trimestres de 2021
- Fluctuations du dollar canadien par rapport au dollar américain qui donnent lieu à des profits et des pertes de change sur les soldes de notre dette à long terme libellés en dollars américains qui ne sont pas désignés comme couvertures
- Fluctuations des charges d'impôt exigible et d'impôt différé en fonction du résultat avant impôts sur le résultat d'un trimestre à l'autre. Augmentation de la charge d'impôt différé par rapport à celle de 2022 en raison essentiellement d'une reprise de réduction précédente de valeur de l'impôt différé à l'égard d'une partie des activités américaines et canadiennes et de profits de réévaluation à la valeur de marché des instruments de couverture.

Situation financière

Le tableau qui suit présente les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés du 31 décembre 2022 au 31 mars 2023 :

Actif	31 mars 2023	31 déc. 2022	Augmentation (diminution)
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 247	1 134	113
Créances clients et autres débiteurs	928	1 589	(661)
Actifs de gestion du risque	342	709	(367)
Autres actifs courants ¹	247	282	(35)
Total des actifs courants	2 764	3 714	(950)
Actifs non courants			
Actifs de gestion du risque	122	161	(39)
Immobilisations corporelles, montant net	5 686	5 556	130
Autres actifs non courants ²	1 285	1 310	(25)
Total des actifs non courants	7 093	7 027	66
Total de l'actif	9 857	10 741	(884)
Passif			
Passifs courants			
Dettes fournisseurs et charges à payer	840	1 346	(506)
Passifs de gestion du risque	634	1 129	(495)
Autres passifs courants ³	357	413	(56)
Total des passifs courants	1 831	2 888	(1 057)
Passifs non courants			
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives	3 453	3 475	(22)
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (non courantes)	682	659	23
Passifs de gestion du risque (non courants)	272	333	(61)
Autres passifs non courants ⁴	1 386	1 397	(11)
Total des passifs non courants	5 793	5 864	(71)
Total du passif	7 624	8 752	(1 128)
Capitaux propres			
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	1 386	1 110	276
Participations ne donnant pas le contrôle	847	879	(32)
Total des capitaux propres	2 233	1 989	244
Total du passif et des capitaux propres	9 857	10 741	(884)

1) Comprend les liquidités soumises à restrictions, les charges payées d'avance, les stocks et les actifs détenus en vue de la vente.

2) Comprennent les placements, la partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement, les actifs au titre de droits d'utilisation, les immobilisations incorporelles, le goodwill, les actifs d'impôt différé et les autres actifs.

3) Comprennent le découvert bancaire, la partie courante de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions, la partie courante des passifs sur contrats, les impôts sur le résultat à payer, les dividendes à verser, et la tranche courante des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives.

4) Comprend les titres échangeables, les passifs d'impôt différé, les passifs sur contrats et les obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants.

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

Fonds de roulement

Les actifs courants ont diminué de 950 millions de dollars, passant de 3 714 millions de dollars au 31 décembre 2022 à 2 764 millions de dollars au 31 mars 2023, en raison surtout de la baisse des créances clients associée à des recouvrements attribuables à une hausse des produits des activités ordinaires au cours du quatrième trimestre de 2022 et à une baisse des montants à recevoir dans le secteur Commercialisation de l'énergie. En outre, les garanties fournies et les actifs de gestion du risque ont diminué en raison de la baisse des prix du marché et des règlements de contrats effectués depuis la fin de l'exercice. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par l'augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie. Au 31 mars 2023, la Société avait fourni des garanties au comptant de 118 millions de dollars (304 millions de dollars au 31 décembre 2022) relativement à des instruments dérivés dans une position de passif net.

Les passifs courants ont diminué de 1 057 millions de dollars, passant de 2 888 millions de dollars au 31 décembre 2022 à 1 831 millions de dollars au 31 mars 2023, principalement en raison d'une diminution des dettes fournisseurs et charges à payer attribuable à la baisse des charges à payer et des dettes fournisseurs dans le secteur Commercialisation de l'énergie. En outre, les garanties détenues et les passifs de gestion du risque ont diminué en raison de la baisse des prix du marché et des règlements de contrats effectués depuis la fin de l'exercice. Au 31 mars 2023, la Société détenait des garanties au comptant reçues de 42 millions de dollars (260 millions de dollars au 31 décembre 2022) relativement à des instruments dérivés dans une position d'actif net.

L'excédent des actifs courants sur les passifs courants, y compris la partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives, s'élevait à 933 millions de dollars au 31 mars 2023 (826 millions de dollars au 31 décembre 2022). L'augmentation de notre fonds de roulement s'explique surtout par la diminution des dettes fournisseurs de 506 millions de dollars, notamment les garanties détenues, et des passifs de gestion du risque de 495 millions de dollars, découlant principalement de la baisse des prix du marché et des règlements de contrats, ainsi que d'une hausse de la trésorerie. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la baisse des créances clients et autres débiteurs de 661 millions de dollars en raison des recouvrements attribuables à une hausse des produits des activités ordinaires au cours du quatrième trimestre de 2022, à une baisse des montants à recevoir dans le secteur Commercialisation de l'énergie et une baisse des actifs de gestion du risque de 367 millions de dollars découlant de la baisse des prix du marché et des règlements de contrats.

Actifs non courants

Les actifs non courants ont augmenté de 66 millions de dollars pour s'établir à 7 093 millions de dollars au 31 mars 2023 par rapport à 7 027 millions de dollars au 31 décembre 2022. L'augmentation s'explique surtout par des ajouts d'immobilisations corporelles de 284 millions de dollars liés principalement à la construction des projets de parcs éoliens White Rock et Horizon Hill, les coûts de réfection de Kent Hills et d'autres travaux d'entretien d'envergure planifiés. Cette augmentation des immobilisations corporelles comprend également des révisions et des ajouts aux frais de démantèlement et de remise en état de 14 millions de dollars, des reprises de dépréciation d'actifs de 10 millions de dollars, contrebalancées en partie par un amortissement de 170 millions de dollars, ainsi qu'une baisse des actifs de gestion du risque découlant de la baisse des prix sur de nombreux marchés et les règlements de contrats.

Passifs non courants

Les passifs non courants ont diminué de 71 millions de dollars pour s'établir à 5 793 millions de dollars au 31 mars 2023 par rapport à 5 864 millions de dollars au 31 décembre 2022. La diminution découle essentiellement d'une baisse de 61 millions de dollars des passifs de gestion du risque entraînée par la baisse des prix du marché et les règlements de contrats et d'une diminution de 22 millions de dollars de la dette à long terme et des obligations locatives relativement aux remboursements prévus. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par une augmentation de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions de 23 millions de dollars découlant de la diminution des taux d'actualisation.

Total des capitaux propres

Au 31 mars 2023, l'augmentation de 244 millions de dollars du total des capitaux propres était surtout attribuable au résultat net de 294 millions de dollars et aux profits sur les instruments dérivés provenant des couvertures de flux de trésorerie de 69 millions de dollars, le tout contrebalancé en partie par des distributions de 76 millions de dollars aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle, les rachats d'actions de 36 millions de dollars dans le cadre de l'OPRA, l'incidence des régimes de paiements fondés sur des actions de 11 millions de dollars et une provision pour le rachat d'actions ordinaires de 37 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 :

	31 mars 2023		31 déc. 2022	
	\$	%	\$	%
TransAlta Corporation				
Montant net des titres de créance non garantis de premier rang				
Dette avec recours – débiteures en dollars canadiens	251	5	251	5
Dette avec recours – billets de premier rang en dollars américains	933	17	934	18
Facilité à terme	397	7	396	8
Divers	(1)	—	1	—
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie ¹	(1 032)	(19)	(884)	(17)
Déduire : autres éléments de trésorerie et actifs liquides ²	(3)	—	(20)	—
Montant net des titres de créance non garantis de premier rang	545	10	678	14
Autres passifs				
Débiteures échangeables	341	6	339	6
Dette sans recours				
Obligation de TAPC Holdings LP	92	2	94	2
Obligation d'OCP	229	5	241	4
Obligations locatives	112	2	112	2
Total de la dette nette³ – TransAlta Corporation	1 319	25	1 464	28
TransAlta Renewables				
Dette nette présentée de TransAlta Renewables				
Facilité de crédit consentie	47	1	32	1
Obligation de Pingston	45	1	45	1
Obligation des parcs éoliens de Melancthon et Wolfe	202	4	202	4
Obligation du parc éolien de New Richmond	112	2	112	2
Obligation du parc éolien de Kent Hills	203	4	206	4
Obligation du parc éolien Windrise	167	3	170	3
Obligations locatives	24	—	23	—
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie ⁴	(213)	(4)	(234)	(4)
Dette au titre des placements dans des participations financières de TransAlta Renewables				
Financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis ⁵	119	2	123	2
Dette sans recours de South Hedland ⁵	697	13	711	14
Total de la dette nette³ – TransAlta Renewables	1 403	26	1 390	27
Total de la dette nette consolidée^{3, 6, 7}	2 722	51	2 854	55
Participations ne donnant pas le contrôle	847	16	879	17
Actions privilégiées échangeables ⁷	400	7	400	7
Capitaux propres attribuables aux actionnaires				
Actions ordinaires	2 799	52	2 863	54
Actions privilégiées	942	18	942	18
Surplus d'apport, déficit et cumul des autres éléments du résultat global	(2 355)	(44)	(2 695)	(51)
Total du capital	5 355	100	5 243	100

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

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

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

4) Comprennent un montant en trésorerie de 115 millions de dollars (127 millions de dollars australiens) détenu dans TransAlta Energy (Australia) PTY Ltd. et réservé pour le financement futur de projets de croissance en Australie par TransAlta Renewables.

5) TransAlta Renewables détient une participation financière dans les entités américaines, ce qui comprend le financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis de 92 millions de dollars américains (95 millions de dollars américains au 31 décembre 2022) et une participation financière dans les entités australiennes, ce qui comprend 780 millions de dollars australiens (786 millions de dollars australiens au 31 décembre 2022) de billets garantis de premier rang.

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

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

Entre 2023 et 2025, un montant de 808 millions de dollars de la dette viendra à échéance, y compris un montant de 400 millions de dollars de dette avec recours lié à la facilité à terme, le solde étant principalement lié aux remboursements prévus de la dette sans recours.

Facilités de crédit

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

Au 31 mars 2023		Crédit utilisé			
Facilités de crédit	Montant total	Lettres de crédit en cours ¹	Montants prélevés	Capacité disponible	Échéance
Facilités consenties					
Facilité de crédit consortiale de TransAlta Corporation	1 250	404	—	846	T2 2026
Facilité de crédit consortiale de TransAlta Renewables	700	3	48	649	T2 2026
Facilités de crédit bilatérales de TransAlta Corporation	240	162	—	78	T2 2024
Facilité à terme de TransAlta Corporation	400	—	400	—	T3 2024
Total des facilités consenties	2 590	569	448	1 573	
Facilités sans engagement					
Facilités à vue de TransAlta Corporation	250	105	—	145	s. o.
Facilité à vue de TransAlta Renewables	150	98	—	52	s. o.
Total des facilités sans engagement	400	203	—	197	

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.

Dette sans recours

Les obligations sans recours de Melancthon Wolfe Wind LP, de Pingston Power Inc., de TAPC Holdings LP, de New Richmond Wind LP, de Kent Hills Wind LP, de TEC Hedland Pty Ltd, de Windrise Wind LP et de TransAlta OCP LP sont assujetties aux conditions financières habituelles et aux clauses restrictives qui pourraient limiter la capacité de la Société d'accéder aux fonds générés par les activités des centrales. Si certains tests de distribution (effectués généralement une fois par trimestre) sont réussis, les fonds peuvent être distribués par les filiales à leur société mère respective. Ces conditions comprennent l'atteinte d'un ratio de couverture du service de la dette avant la distribution, lequel a été atteint par ces entités au premier trimestre de 2023, à l'exception de Kent Hills Wind LP et de TAPC Holdings LP. Kent Hills Wind LP ne peut verser de distributions à ses partenaires tant que les travaux de remplacement des fondations ne seront pas terminés et TAPC Holdings LP a subi l'incidence d'une hausse des taux d'intérêt en 2023. Les fonds de ces entités qui se sont accumulés depuis le test du quatrième trimestre ne seront pas distribués avant le calcul du prochain ratio de couverture du service de la dette au deuxième trimestre de 2023. Au 31 mars 2023, un montant en trésorerie de 67 millions de dollars était assujetti à ces restrictions financières (50 millions de dollars au 31 décembre 2022). En outre, certaines obligations sans droit de recours requièrent l'établissement et le financement de certains comptes de réserve au moyen de trésorerie en dépôt et de lettres de crédit.

Rendements aux fournisseurs de capitaux

Charge d'intérêts nette

Les composantes de la charge d'intérêts nette sont présentées ci-dessous :

	Trois mois clos les 31 mars	
	2023	2022
Intérêt sur la dette	50	41
Intérêt sur les débentures échangeables	7	7
Intérêt sur les actions privilégiées échangeables	7	7
Produits d'intérêts	(15)	(3)
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(13)	(1)
Intérêts sur les obligations locatives	2	1
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	8	6
Réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux	(1)	—
Désactualisation des provisions	14	9
Charge d'intérêts nette	59	67

La charge d'intérêts nette pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 a diminué par rapport à celle de la période correspondante de 2022, principalement en raison d'une hausse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif et des produits d'intérêts découlant de la hausse des soldes de trésorerie et de taux d'intérêt favorables, le tout en partie contrebalancé par les intérêts sur les emprunts sur la facilité de crédit, la hausse des intérêts versés sur les garanties au comptant détenues et l'augmentation de la charge au titre de la désactualisation des provisions.

Capital social

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

Aux	Nombre d'actions (en millions)		
	4 mai 2023	31 mars 2023 ¹	31 déc. 2022
Actions ordinaires émises et en circulation à la fin de la période	263,1	266,0	268,1
Actions privilégiées			
Série A	9,6	9,6	9,6
Série B	2,4	2,4	2,4
Série C	10,0	10,0	10,0
Série D	1,0	1,0	1,0
Série E	9,0	9,0	9,0
Série G	6,6	6,6	6,6
Actions privilégiées émises et en circulation dans les capitaux propres	38,6	38,6	38,6
Série I – titres échangeables ²	0,4	0,4	0,4
Actions privilégiées émises et en circulation	39,0	39,0	39,0

1) Le nombre d'actions ordinaires émises et en circulation pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 ne tient pas compte de la provision composée de 3 millions d'actions ordinaire dans le cadre du régime d'achat d'actions automatique visant le rachat d'actions au cours de la période d'interdiction totale des opérations. Se reporter à la note 15 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités pour plus de précisions.

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

Participations ne donnant pas le contrôle

Au 31 mars 2023, la Société détenait une participation de 60,1 % (60,1 % au 31 mars 2022) dans TransAlta Renewables. TransAlta Renewables est une société dont les actions ordinaires se négocient à la TSX sous le symbole «RNW». TransAlta Renewables détient un portefeuille diversifié d'actifs faisant en grande partie l'objet de contrats et dont l'intensité carbone est relativement faible.

Nous détenons également une participation de 50,01 % dans TransAlta Cogeneration, LP («TA Cogen») (50,01 % au 31 mars 2022) qui détient et exploite trois centrales de cogénération alimentées au gaz naturel (Ottawa, Windsor et Fort Saskatchewan) et une centrale alimentée au gaz naturel (Sheerness), ou qui possède une participation dans ces centrales. La centrale de Sheerness était alimentée au bicarburant en 2021.

Comme nous détenons une participation conférant le contrôle dans TA Cogen et TransAlta Renewables, nous consolidons la totalité des résultats, des actifs et des passifs relativement à ces filiales.

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle comme présenté pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 a augmenté de 20 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2022. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle de TA Cogen a augmenté de 16 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante en 2022, surtout en raison de l'augmentation des prix marchands sur le marché de l'Alberta.

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle de TransAlta Renewables a augmenté de 4 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2022. L'augmentation s'explique principalement par les reprises de dépréciation d'actifs découlant de changements favorables dans les flux de trésorerie futurs estimatifs, de l'augmentation des produits financiers liés aux filiales de TransAlta et de la baisse de l'amortissement. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la baisse de la production, la baisse des autres produits d'exploitation, montant net tirés de l'amélioration du rendement au parc éolien Windrise, la hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration principalement attribuable à la hausse des coûts d'assurance et à l'augmentation des coûts afférents aux ententes de service à long terme, ainsi que l'augmentation de la charge d'impôt sur le résultat. L'augmentation des produits financiers liés aux filiales de TransAlta est principalement attribuable à une augmentation des dividendes australiens. Se reporter à la note 8 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités pour plus de précisions.

Autre analyse consolidée

Engagements

En plus des engagements présentés ailleurs dans les états financiers et de ceux présentés dans les états financiers annuels audités de 2022, la Société a conclu les engagements contractuels supplémentaires qui suivent, soit directement soit au moyen de ses participations dans des entreprises communes au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2023. Les paiements futurs approximatifs en vertu de ces contrats se présentent comme suit :

	2024	2025	2026	2027	2028	2029 et par la suite	Total
Transport	2	2	2	2	3	23	34
Total	2	2	2	2	3	23	34

Transport

La Société a conclu plusieurs contrats visant l'achat de capacité du réseau de transport dans le Nord-Ouest Pacifique. La Société s'engage à accepter les services aux tarifs en vigueur du fournisseur, qu'ils soient rendus immédiatement ou plus tard, après la construction de centrales additionnelles, à condition que certaines exigences en matière de prestation de services soient satisfaites. Le tableau ci-dessus comprend la modification progressive aux termes des contrats de transport, comparativement aux montants présentés dans les états financiers consolidés annuels audités de 2022.

Éventualités

Pour les principales éventualités en cours, se reporter à la note 37 des états financiers consolidés annuels audités de 2022. Les changements importants aux éventualités sont décrits ci-après.

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

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

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

Le 27 mai 2019, l'Alberta Energy Regulator («AER») a publié un décret sur le sous-sol qui ne permet aucune fracturation hydraulique dans un rayon de trois kilomètres de la centrale de Brazeau, mais qui autorise la fracturation hydraulique dans toutes les formations (sauf la formation Duvernay) à une distance de trois à cinq kilomètres de la centrale de Brazeau. Par la suite, deux exploitants pétroliers et gaziers ont soumis des demandes à l'AER pour 10 permis de forage (qui comprennent des activités de fracturation hydraulique) dans un rayon de trois à cinq kilomètres de la centrale de Brazeau. L'audience réglementaire en vue de l'examen de ces demandes – procédure 379 – devait avoir lieu du 27 février au 10 mars 2023, mais a été ajournée pour permettre à la Première Nation O'Chiese d'intervenir et de présenter des observations. Bien que nous n'ayons pas encore de nouvelle date d'audience, nous nous attendons à ce que les demandes soient entendues au second semestre de 2023.

La Société est d'avis que les activités de fracturation hydraulique ayant lieu à moins de cinq kilomètres de la centrale de Brazeau posent un risque inacceptable et que les demandes devraient être rejetées.

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

Le 9 septembre 2022, la Société a déposé une demande d'instance contre le gouvernement de l'Alberta devant la Cour du Banc du Roi de l'Alberta visant à obtenir une déclaration selon laquelle : i) l'octroi de baux d'exploitation minière à moins de cinq kilomètres de la centrale de Brazeau constitue une violation de l'accord de 1960 entre la Société et le gouvernement de l'Alberta; et ii) le gouvernement de l'Alberta est tenu d'indemniser la Société pour tous les coûts ou dommages résultant des risques liés à la fracturation hydraulique à proximité de la centrale de Brazeau. Le 29 septembre 2022, le gouvernement de l'Alberta a déposé son exposé de la défense, qui affirme, entre autres, que la Société : i) tente d'usurper la compétence de l'AER; et ii) est en dehors du délai prévu en vertu de la *Limitations Act* (Alberta). La durée prévue du procès est de deux semaines à compter du 26 février 2024.

Flux de trésorerie

Le tableau suivant présente les variations importantes dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés pour les exercices clos les 31 mars 2023 et 2022 :

	Trois mois clos les 31 mars		Augmentation (diminution)
	2023	2022	
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	1 134	947	187
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	462	451	11
Activités d'investissement	(182)	(72)	(110)
Activités de financement	(165)	(106)	(59)
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	(2)	1	(3)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	1 247	1 221	26

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2022 en raison principalement de l'augmentation des produits des activités ordinaires, déduction faite des profits et pertes latents sur les activités de gestion du risque. Cette augmentation a été contrebalancée en partie par des variations défavorables plus importantes du fonds de roulement, principalement attribuables aux fluctuations des garanties versées et reçues, et à la hausse des coûts du combustible et des achats d'électricité et des coûts de conformité liés au carbone. Les fluctuations dans les comptes de garanties sont liées aux prix élevés des produits de base et à la volatilité sur les marchés.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2023, les flux de trésorerie liées aux activités d'investissement ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2022, en raison surtout de ce qui suit :

- Hausse des dépenses en trésorerie consacrées aux projets de croissance et aux travaux de remise en état du parc éolien de Kent Hills dans les immobilisations corporelles (212 millions de dollars), contrebalancée en partie par les éléments suivants :
 - Variation favorable du fonds de roulement hors trésorerie liée surtout au calendrier de règlement des dettes fournisseurs se rapportant aux travaux de construction pour les actifs en construction (63 millions de dollars)
 - Hausse du produit de la vente d'immobilisations corporelles (23 millions de dollars)
 - Moins d'ajouts aux immobilisations incorporelles au cours de l'exercice (18 millions de dollars)

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2023, les flux de trésorerie liées aux activités de financement ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2022, en raison surtout de ce qui suit :

- Augmentation des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (34 millions de dollars)
- Hausse des rachats d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (19 millions de dollars).

Instruments financiers

Se reporter à la note 14 des états financiers consolidés annuels audités et aux notes 10 et 11 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 31 mars 2023 et pour la période de trois mois close à cette date pour obtenir des renseignements sur les instruments financiers.

Nous pouvons conclure des transactions sur des produits de base comportant des caractéristiques non standards pour lesquelles il n'y a pas de données de marché observables disponibles. Ces instruments sont définis comme des instruments financiers de niveau III selon les IFRS. Les instruments financiers de niveau III ne sont pas négociés sur un marché actif, et les justes valeurs sont donc établies à l'aide de modèles d'évaluation fondés sur des hypothèses ou des données d'entrée établies en interne. Nos justes valeurs de niveau III sont fixées au moyen de données comme la disponibilité de l'unité, la congestion du transport ou le profil de la demande. Les justes valeurs sont validées chaque trimestre 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.

Au 31 mars 2023, la valeur comptable du passif net au titre des instruments de niveau III s'élevait à 442 millions de dollars (passif net de 782 millions de dollars au 31 décembre 2022). Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2022.

Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS

Une mesure conforme aux IFRS additionnelle est un poste, une rubrique ou un total partiel qui facilite la compréhension des états financiers consolidés, mais qui ne constitue pas une exigence minimale selon les IFRS, ou une mesure financière qui facilite la compréhension des états financiers consolidés, mais qui n'est pas autrement présentée dans ces derniers. Nous avons ajouté les postes intitulés Marge brute et Résultats d'exploitation à nos comptes de résultat consolidés résumés intermédiaires non audités pour les périodes de trois mois closes les 31 mars 2023 et 2022. La présentation de ces postes fournit à la direction et aux investisseurs une mesure du rendement d'exploitation qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

Nous utilisons un certain nombre de mesures financières pour évaluer notre rendement et celui de nos secteurs d'activité, y compris des mesures et des ratios qui ne sont pas établis selon les IFRS, comme il est décrit ci-après. Sauf indication contraire, tous les montants sont en dollars canadiens et sont tirés de nos états financiers consolidés annuels audités de 2022 et de nos comptes de résultat consolidés résumés intermédiaires non audités pour la période de trois mois close le 31 mars 2023, préparés conformément aux IFRS. Nous estimons que ces montants, mesures et ratios non conformes aux IFRS, lus conjointement avec nos montants conformes aux IFRS, permettent aux lecteurs de mieux comprendre la manière dont la direction évalue les résultats.

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

Mesures financières non conformes aux IFRS

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

BAIIA ajusté

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

Les ajustements effectués sont décrits ci-après.

Ajustements des produits des activités ordinaires

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

Ajustements des coûts du combustible et des achats d'électricité

- Lors de la mise en service de la centrale de South Hedland en juillet 2017, nous avons payé d'avance environ 74 millions de dollars en coûts de transport et de distribution de l'électricité. Les produits d'intérêts sont inscrits dans les frais payés d'avance. Nous reclassons ces produits d'intérêts à titre de réduction des coûts de transport et de distribution passés en charges chaque période afin de refléter le coût net pour l'entreprise.

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

- Les imputations pour dépréciation d'actifs et les reprises de dépréciation d'actifs ne sont pas incluses puisqu'il s'agit d'ajustements comptables qui ont une incidence sur l'amortissement et ne reflètent pas le rendement des activités continues.
- Les profits ou pertes sur les ventes d'actifs ou les profits et pertes de change ne sont pas inclus puisqu'ils ne font pas partie des résultats d'exploitation.

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

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

BAIIA annuel moyen

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

Fonds provenant des activités d'exploitation

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

Ajustements des flux de trésorerie d'exploitation

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

Flux de trésorerie disponibles

Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure importante, car ils représentent le montant des flux de trésorerie disponible pour investir dans des initiatives de croissance, effectuer les remboursements du principal prévus sur la dette, rembourser la dette à l'échéance, verser des dividendes sur les actions ordinaires ou racheter des actions ordinaires. Les variations du fonds de roulement sont exclues afin de ne

pas fausser les montants des fonds provenant des activités d'exploitation et des flux de trésorerie disponibles en introduisant des variations que nous jugeons temporaires, notamment l'incidence des facteurs saisonniers et le calendrier des encaissements et des décaissements. Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure non conforme aux IFRS.

Ratios non conformes aux IFRS

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

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

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

Mesures financières supplémentaires

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

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

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

Le tableau suivant présente le BAIIA ajusté par secteur et un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour la période close le 31 mars 2023 :

	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz	Transition énergétique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Ajustements de reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	125	115	495	267	92	—	1 094	(5)	—	1 089
Reclassements et ajustements										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	(1)	—	(64)	(14)	16	—	(63)	—	63	—
Profit (perte) de change réalisé(e) sur les positions de change dénouées	—	—	(13)	—	(55)	—	(68)	—	68	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	13	—	—	—	13	—	(13)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	4	—	—	—	4	—	(4)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	124	115	435	253	53	—	980	(5)	114	1 089
Coûts du combustible et des achats d'électricité	5	9	130	181	—	—	325	—	—	325
Reclassements et ajustements										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	5	9	129	181	—	—	324	—	1	325
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	32	—	—	—	32	—	—	32
Marge brute	119	106	274	72	53	—	624	(5)	113	732
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	12	17	41	17	14	24	125	(1)	—	124
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	3	4	1	—	—	9	—	—	9
Autres produits d'exploitation, montant net	—	(2)	(11)	—	—	—	(13)	—	—	(13)
BAIIA ajusté ²	106	88	240	54	39	(24)	503			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										2
Produits tirés des contrats de location-financement										4
Amortissement										(176)
Reprises de dépréciation d'actifs										3
Charge d'intérêts nette										(59)
Perte de change										(3)
Résultat avant impôts sur le résultat										383

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

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

Le tableau suivant présente le BAIIA ajusté par secteur et un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour la période close le 31 mars 2022 :

	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz	Transition énergétique	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Ajustements de reclasse- ment	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	77	95	434	106	26	1	739	(4)	—	735
Reclassements et ajustements										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	—	13	(162)	11	10	—	(128)	—	128	—
Profit (perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées ²	—	—	3	—	(10)	—	(7)	—	7	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	11	—	—	—	11	—	(11)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	5	—	—	—	5	—	(5)	—
Profit latent de change sur les produits de base	—	—	—	—	(2)	—	(2)	—	2	—
Produits des activités ordinaires ajustés	77	108	291	117	24	1	618	(4)	121	735
Coûts du combustible et des achats d'électricité	4	8	131	94	—	1	238	—	—	238
Reclassements et ajustements Produits d'intérêts australiens	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	4	8	130	94	—	1	237	—	1	238
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	18	1	—	—	19	—	—	19
Marge brute	73	100	143	22	24	—	362	(4)	120	478
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	11	16	44	16	7	18	112	—	—	112
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	2	4	1	—	—	8	—	—	8
Autres produits d'exploitation, montant net	—	(7)	(10)	—	—	—	(17)	—	—	(17)
BAIIA ajusté ³	61	89	105	5	17	(18)	259			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										2
Produits tirés des contrats de location-financement										5
Amortissement										(117)
Reprises de dépréciation d'actifs										42
Charge d'intérêts nette										(67)
Profit de change et autres profits										2
Résultat avant impôts sur le résultat										242

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

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

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

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

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

	Trois mois clos les 31 mars	
	2023	2022
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹	462	451
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(42)	(284)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	420	167
Ajustements :		
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise ¹	3	3
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	13	11
Profit réalisé sur les positions dénouées avec la même contrepartie	(68)	(7)
Divers ²	6	5
Fonds provenant des activités d'exploitation³	374	179
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien ¹	(20)	(17)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	—	(1)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(13)	(10)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(76)	(42)
Paievements de principal sur les obligations locatives	(2)	(1)
Flux de trésorerie disponibles³	263	108
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	268	271
Fonds provenant des activités d'exploitation par action³	1,40	0,66
Flux de trésorerie disponibles par action³	0,98	0,40

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

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

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

	Trois mois clos les 31 mars	
	2023	2022
BAIIA ajusté ^{1, 4}	503	259
Provisions	3	10
Charge d'intérêts	(45)	(54)
Charge d'impôt exigible ²	(60)	(12)
Profit (perte) de change réalisé(e)	(7)	2
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(7)	(7)
Autres éléments sans effet de trésorerie	(13)	(19)
Fonds provenant des activités d'exploitation^{3, 4}	374	179
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien ⁴	(20)	(17)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	—	(1)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(13)	(10)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(76)	(42)
Paiements de principal sur les obligations locatives	(2)	(1)
Flux de trésorerie disponibles³	263	108

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

2) La Société a engagé une charge d'impôt exigible plus élevée pour le premier trimestre de 2023, car elle a utilisé une grande partie de ses reports prospectifs de pertes au quatrième trimestre de 2022. La Société s'attend à ce qu'une partie de la charge d'impôt exigible fasse l'objet d'une reprise au cours du reste de l'exercice à mesure de l'achèvement des projets en construction, y compris le projet de parc éolien Garden Plain et les projets en Australie.

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

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

Faits saillants financiers sur une base proportionnelle de TransAlta Renewables

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

Résultats consolidés

Le tableau suivant présente le sommaire de la production et des informations financières sur une base consolidée pour les périodes closes les 31 mars :

Aux 31 mars	Production réelle (GWh)		BAIIA ajusté ¹		Résultat avant impôts sur le résultat ²	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
TransAlta Renewables						
Hydroélectricité	27	41	(1)	1		
Énergie éolienne et énergie solaire ³	1 192	1 269	77	88		
Gaz ³	802	935	58	56		
Siège social	—	—	(6)	(6)		
TransAlta Renewables avant ajustements	2 021	2 245	128	139	73	33
Déduire : partie de TransAlta Renewables non détenue par TransAlta Corporation	(806)	(896)	(51)	(55)	(29)	(13)
Partie de TransAlta Renewables détenue par TransAlta Corporation	1 215	1 349	77	84	44	20
Ajouter : actifs détenus par TransAlta Corporation, à l'exception de TransAlta Renewables						
Hydroélectricité	279	331	107	60		
Énergie éolienne et énergie solaire	5	—	11	1		
Gaz	2 370	1 730	182	49		
Transition énergétique	1 297	1 053	54	5		
Commercialisation de l'énergie	—	—	39	17		
Siège social	—	—	(18)	(12)		
TransAlta Corporation, y compris la quote-part de TransAlta Renewables	5 166	4 463	452	204	354	229
Participations ne donnant pas le contrôle	806	896	51	55	29	13
TransAlta – Consolidé	5 972	5 359	503	259	383	242

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

2) Les montants de TransAlta Renewables comprennent son résultat avant impôts sur le résultat comme présenté plus le résultat avant impôts sur le résultat des actifs dans lesquels elle détient une participation financière moins les produits financiers liés aux filiales de TransAlta.

3) Les secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Gaz comprennent les actifs dans lesquels TransAlta Renewables détient une participation financière.

Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS

Les méthodes et les ratios utilisés par les agences de notation pour évaluer nos notes de solvabilité ne sont pas publiés. Nous avons élaboré notre propre définition des ratios et des objectifs pour nous aider à évaluer la solidité de notre situation financière. Ces mesures et ces ratios ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à ceux utilisés par d'autres entités ou par des agences de notation.

Dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté

Aux	31 mars 2023	31 déc. 2022
Dette à long terme à la fin de la période ¹	3 630	3 653
Titres échangeables	341	339
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie ²	(1 245)	(1 118)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises et des actions privilégiées échangeables ³	671	671
Divers ⁴	(3)	(20)
Dette nette ajustée⁵	3 394	3 525
BAIIA ajusté⁶	1 878	1 634
Dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté (multiple)	1,8	2,2

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

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

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

4) Comprend le principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP (néant pour la période close le 31 mars 2023) et la juste valeur des instruments de couverture sur la dette (lesquels sont compris dans les actifs et passifs de gestion du risque aux états de la situation financière consolidés).

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

6) Douze derniers mois.

Le capital de la Société est géré en interne et évalué par la direction au moyen d'une position de dette nette. Nous utilisons le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté comme mesure du levier financier pour évaluer notre capacité de service de la dette. Notre ratio cible au titre de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté est de 3,0 à 3,5 fois. Le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté de la période close le 31 mars 2023 s'est situé en deçà de l'extrémité inférieure de notre fourchette cible et a augmenté par rapport à celui de la période close le 31 décembre 2022, en raison du solide BAIIA ajusté et de la baisse de la dette nette ajustée.

BAIIA ajusté déconsolidé par secteur

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

Le BAIIA ajusté est une mesure clé pour TransAlta et TransAlta Renewables et fournit à la direction et aux actionnaires une représentation de la rentabilité des activités principales. Le BAIIA ajusté déconsolidé permet de définir les principales mesures de planification et de crédit, et les résultats sectoriels mettent en évidence le rendement d'exploitation des actifs détenus directement par TransAlta qui est comparable d'une période à l'autre.

Le tableau suivant présente un rapprochement du BAIIA ajusté et du BAIIA ajusté déconsolidé par secteur :

	Trois mois clos le 31 mars 2023			Trois mois clos le 31 mars 2022		
	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé
Hydroélectricité	106	(1)		61	1	
Énergie éolienne et énergie solaire	88	77		89	88	
Gaz	240	58		105	56	
Transition énergétique	54	—		5	—	
Commercialisation de l'énergie	39	—		17	—	
Siège social	(24)	(6)		(18)	(6)	
BAIIA ajusté	503	128	375	259	139	120
Déduire : BAIIA ajusté de TA Cogen			(56)			(14)
Ajouter : dividendes provenant de TransAlta Renewables			38			38
Ajouter : dividendes provenant de TA Cogen			41			10
BAIIA ajusté déconsolidé de TransAlta			398			154

Fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés

La Société a établi ses cibles de répartition du capital en fonction des fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés disponibles pour les actionnaires. L'information financière déconsolidée est une mesure financière supplémentaire, n'est pas définie et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS, et pourrait ne pas être comparable à celles utilisées par d'autres entités ou par des agences de notation. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions. Les fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés pour les périodes closes les 31 mars 2023 et 2022 sont comme suit :

	Trois mois clos le 31 mars 2023			Trois mois clos le 31 mars 2022		
	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	462	67		451	103	
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(42)	2		(284)	(17)	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	420	69		167	86	
Ajustements :						
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	13	—		11	—	
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation d'une coentreprise	3	—		3	—	
(Profit) perte réalisé(e) sur les positions de change dénouées	(68)	—		(7)	—	
Produits financiers – participations financières	—	(23)		—	(19)	
Fonds provenant des activités d'exploitation – participations financières ¹	—	52		—	49	
Divers ²	6	—		5	—	
Fonds provenant des activités d'exploitation	374	98	276	179	116	63
Dividendes provenant de TransAlta Renewables			38			38
Distributions au partenaire de TA Cogen			(51)			(18)
Fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés de TransAlta			263			83

- 1) Les fonds provenant des activités d'exploitation – participations financières sont calculés comme étant les flux de trésorerie disponibles – participations financières, majorés des dépenses d'investissement de maintien – participations financières.
- 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.

Ratio de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA ajusté déconsolidé

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

Aux	31 mars 2023	31 déc. 2022
Dette nette ajustée ¹	3 394	3 525
Ajouter : trésorerie et équivalents de trésorerie de TransAlta Renewables ²	213	234
Déduire : dette à long terme de TransAlta Renewables	(800)	(790)
Déduire : financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis et dette de South Hedland ³	(816)	(834)
Dette nette déconsolidée	1 991	2 135
BAIIA ajusté déconsolidé^{4,5}	1 398	1 153
Ratio de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA ajusté déconsolidé⁶ (multiple)	1,4	1,9

1) La dette nette ajustée est une mesure non conforme aux IFRS. Se reporter au calcul du ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté à la rubrique «Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour le rapprochement et la composition de la dette nette ajustée.

2) Comprennent la trésorerie détenue dans TransAlta Energy (Australia) Pty Ltd. et réservée pour le financement futur de projets de croissance en Australie par TransAlta Renewables.

3) Concerne des actifs dans lesquels TransAlta Renewables détient des participations financières.

4) Se reporter à la rubrique «BAIIA ajusté déconsolidé par secteur» du présent rapport de gestion pour le rapprochement et la composition du BAIIA ajusté déconsolidé et à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour la composition du BAIIA ajusté.

5) Douze derniers mois.

6) Le ratio non conforme aux IFRS n'est pas une mesure financière normalisée selon les IFRS et pourrait ne pas être comparable à des mesures financières similaires présentées par d'autres émetteurs.

Notre ratio cible au titre de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA ajusté déconsolidé est de 2,5 à 3,0 fois. Le ratio de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA ajusté déconsolidé de la période close le 31 mars 2023 s'est amélioré par rapport à celui de la période close le 31 décembre 2022, la hausse du BAIIA ajusté déconsolidé ayant plus que compensé l'augmentation de la dette nette déconsolidée. La baisse de la dette nette déconsolidée découle de la hausse des soldes de trésorerie et d'équivalents de trésorerie de TransAlta Corporation.

Perspectives pour 2023

Nos perspectives annuelles mettent en évidence des prévisions de flux de trésorerie toujours solides pour 2023. Notre portefeuille reste bien positionné pour profiter de la vigueur continue que nous observons sur le marché de la production marchande de l'Alberta. La Société se concentre sur le redéploiement de ces flux de trésorerie vers la croissance de notre base d'actifs d'énergie renouvelable visés par des contrats.

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

Mesure	Cible mise à jour pour 2023	Cible initiale pour 2023	Résultats réels de 2022
BALIA ajusté ^{1,2}	De 1 450 millions de dollars à 1 550 millions de dollars	De 1 200 millions de dollars à 1 320 millions de dollars	1 634 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles ^{1,2}	De 650 millions de dollars à 750 millions de dollars	De 560 millions de dollars à 660 millions de dollars	961 millions de dollars
Dividende	Aucun changement	0,22 \$ par action sur une base annualisée	0,20 \$ par action sur une base annualisée

- 1) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec les mesures établies selon les IFRS. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.
- 2) Au cours du premier trimestre de 2023, la Société a revu à la hausse les prévisions de 2023 relatives au BALIA ajusté et aux flux de trésorerie disponibles, compte tenu des solides résultats financiers obtenus à ce jour et de nos attentes pour le reste de l'exercice.

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

Marché	Hypothèses mises à jour pour 2023	Hypothèses initiales pour 2023
Alberta – au comptant (\$/MWh)	De 125 \$ à 145 \$	De 105 \$ à 135 \$
Mid-Columbia – au comptant (\$ US/MWh)	De 90 \$ US à 100 \$ US	De 75 \$ US à 85 \$ US
AECO – prix du gaz (\$/GJ)	2,50 \$	4,60 \$

La sensibilité du prix au comptant en Alberta à une variation de plus ou moins 1 \$/MWh devrait avoir une incidence de plus ou moins 5 millions de dollars sur le BALIA ajusté pour 2023.

Autres hypothèses relatives aux perspectives pour 2023

	Attentes mises à jour pour 2023	Attentes initiales
Dépenses d'investissement de maintien	Aucun changement	De 140 millions de dollars à 170 millions de dollars
Marge brute du secteur Commercialisation de l'énergie	De 130 millions de dollars à 150 millions de dollars	De 90 millions de dollars à 110 millions de dollars

Couvertures en Alberta

Fourchette des hypothèses	T2 2023	T3 2023	T4 2023	Exercice 2024	Exercice 2025
Production visée par des couvertures (GWh)	1 727	1 630	1 411	4 192	2 349
Prix couvert (\$/MWh)	90 \$	89 \$	77 \$	80 \$	82 \$
Volumes de gaz visés par des couvertures (GJ)	16 millions	16 millions	15 millions	33 millions	—
Prix du gaz couverts (\$/GJ)	2,32 \$	2,31 \$	2,26 \$	2,55 \$	—

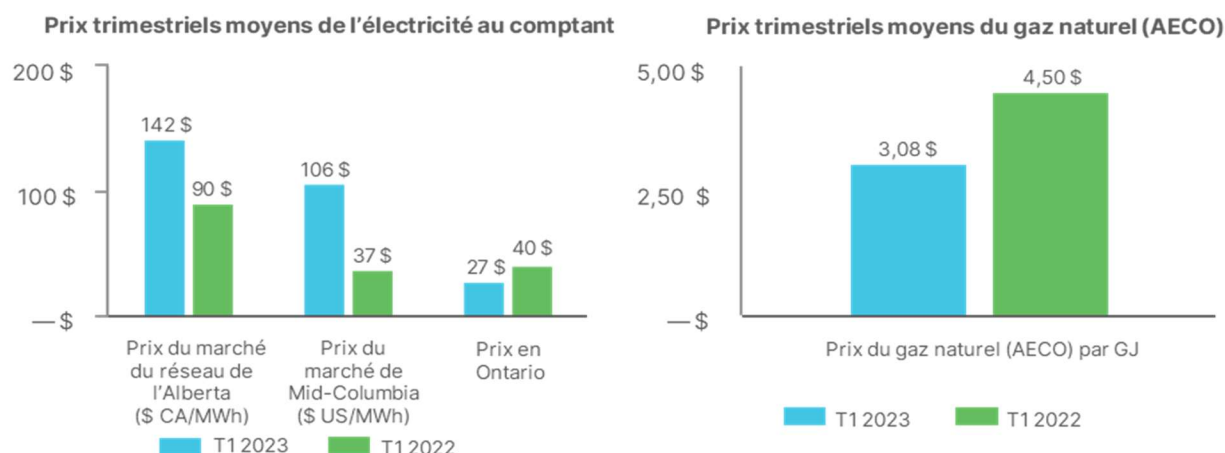
Pour plus de précisions sur nos perspectives financières et les hypothèses qui s'y rapportent, se reporter à la rubrique «Perspectives financières pour 2023» de notre rapport de gestion annuel de 2022.

Activités d'exploitation

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

Prix du marché

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



Pour 2023, nous constatons une hausse des prix marchands en Alberta et dans le Nord-Ouest Pacifique par rapport à nos fourchettes de prévisions initiales. En Alberta, la hausse des prix devrait découler d'un resserrement des conditions d'approvisionnement en raison des interruptions prolongées, de retards dans la mise en service des nouveaux actifs, des annonces relatives au transport qui limitent les importations ainsi que de la tendance favorable des prix de l'électricité et du gaz naturel dans les marchés limitrophes qui fait croître la demande d'exportation. Nous constatons également une hausse des prix dans le Nord-Ouest Pacifique attribuable à des conditions hydrologiques inférieures à la normale pour cette région. Les prix de l'électricité en Ontario en 2023 devraient être moins élevés qu'en 2022 en raison de la baisse des prix du gaz naturel en dépit des interruptions continues liées à la remise en état des centrales nucléaires.

L'objectif de notre stratégie de gestion de portefeuille en Alberta est d'équilibrer les possibilités et les risques, et d'offrir des stratégies d'optimisation qui couvrent l'ensemble de nos placements, ce qui inclut un remboursement de capital et un rendement sur le capital investi. Nous pouvons être plus ou moins couverts au cours d'une période donnée, et nous prévoyons atteindre nos cibles annuelles au moyen d'une combinaison de couverture par des contrats à terme de gré à gré et de vente de la production sur le marché au comptant. Les actifs du portefeuille de centrales électriques en Alberta sont gérés comme un portefeuille afin de maximiser la valeur globale de la production et de la capacité de nos centrales hydroélectriques, éoliennes, de stockage d'énergie et thermiques. La couverture financière est un élément clé de la certitude des flux de trésorerie et les couvertures sont principalement liées à notre portefeuille d'actifs alimentés au gaz et, de façon opportune, à notre portefeuille de centrales hydroélectriques plutôt qu'à une seule centrale.

Dépenses d'investissement de maintien

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

	31 mars 2023	31 mars 2022	Dépenses prévues en 2023
Total des dépenses d'investissement de maintien	20	17	140 – 170

Le total des dépenses d'investissement de maintien pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 a augmenté de 3 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2022, ce qui s'explique essentiellement par la hausse des dépenses liées aux technologies de l'information et aux améliorations locatives associées au déménagement des bureaux du siège social de la Société.

Les dépenses d'investissement liées à la réfection des fondations au parc éolien de Kent Hills ont été séparées de nos dépenses d'investissement de maintien, étant donné leur nature exceptionnelle.

Réfection des unités du parc éolien de Kent Hills

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

La réfection des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills est bien avancée. La totalité des tours ont été entièrement démontées, tandis que la démolition et le retrait des fondations sont en voie d'être achevés. La construction des nouvelles fondations va bon train, près des deux tiers des fondations ayant été mises en place. Le réassemblage des tours va également bon train : 13 éoliennes ont été réassemblées jusqu'à présent et les activités de mise en service connexes ont débuté. Nous continuons de viser une remise en service de la totalité des éoliennes au deuxième semestre de 2023. Les dépenses d'investissement sont maintenant estimées à environ 120 millions de dollars, ce qui comprend une indemnité d'assurance.

Au premier trimestre de 2023, la Société a signifié et déposé un exposé de la demande devant la Cour du Banc du Roi du Nouveau-Brunswick contre certains défendeurs qui, selon elle, sont responsables de la défaillance des fondations des éoliennes aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills ou y ont contribué. La demande vise l'obtention de dommages-intérêts pour compenser les pertes de profits, les coûts de remplacement et d'autres coûts liés aux travaux de restauration des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills, déduction faite de tout recouvrement d'assurance. La capacité de la Société à recouvrer quelque montant demeure incertaine pour le moment.

Trésorerie et sources de capital

Nous prévoyons maintenir des liquidités disponibles adéquates sur nos facilités de crédit consenties. Nous avons actuellement accès à des liquidités s'élevant à 2,6 milliards de dollars, dont 1,2 milliard de dollars en trésorerie. Les fonds requis aux fins des dépenses de croissance, des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité ne devraient pas être touchés de manière importante par le contexte économique actuel.

Stratégie et capacité de produire des résultats

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

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

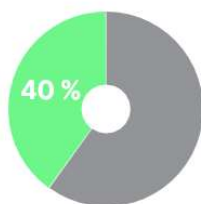
Le 28 septembre 2021, TransAlta a annoncé ses cibles de croissance stratégiques et son plan de croissance de l'électricité propre sur cinq ans. Dans le cadre du plan de croissance de l'électricité propre, nos priorités pour 2023 comprennent :

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

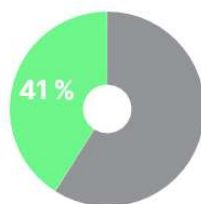
Nous prévoyons que la part du BAIIA ajusté de la Société provenant de sources renouvelables, y compris les technologies hydroélectrique, éolienne et solaire, augmentera à 70 % d'ici la fin de 2025. Le plan de croissance de l'électricité propre sera en grande partie financé par les soldes de trésorerie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

En date du 4 mai 2023, nous poursuivons nos progrès vers l'atteinte des cibles du plan de croissance de l'électricité propre.

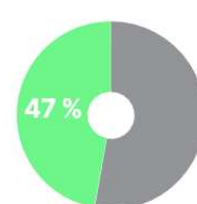
Capacité provenant
d'énergies renouvelables
ciblée de 2 GW



Investissement ciblé
de 3,6 G\$



BAIIA annuel moyen
supplémentaire ciblé
de 315 M\$



 % de la cible atteint

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

Objectifs stratégiques

Objectifs	Cible	Résultats	Commentaires
Accélérer la croissance dans les énergies renouvelables et le stockage centrés sur le client	Fournir une capacité de 2 GW provenant d'énergies renouvelables au moyen d'un investissement estimé de 3,6 milliards de dollars d'ici la fin de 2025.	En voie de réalisation	Des projets d'énergie renouvelable et de transport de 678 MW sont en cours de construction, et la mise en service devrait avoir lieu plus tard en 2023. La Société travaille actuellement sur d'autres projets de 374 MW à un stade de développement avancé en vue de la prise d'une décision d'investissement définitive plus tard en 2023.
	Générer un BAIIA annuel moyen supplémentaire de 315 millions de dollars.	En voie de réalisation	Nous avons accompli une progression cumulative d'environ 149 millions de dollars à l'égard de notre cible de BAIIA supplémentaire, notamment grâce à l'acquisition des parcs solaires en Caroline du Nord ainsi qu'aux projets de croissance et de transport de 678 MW actuellement en construction.
	Étendre la filière de développement de la Société en la faisant passer à 5 GW d'ici 2025 pour permettre de doubler le portefeuille d'énergies renouvelables de la Société de 2025 à 2030.	En voie de réalisation	La Société travaille activement au développement de cette filière. Après le premier trimestre, la Société a acquis une possibilité d'aménagement d'installations de stockage d'énergie hydroélectrique par pompage de 160 MW.
Adopter une approche de diversification ciblée	Accroître notre base d'actifs dans nos principales zones géographiques (le Canada, l'Australie et les États-Unis) afin de renforcer la diversification et la création de valeur.	En voie de réalisation	La Société est parvenue à ajouter de nouveaux actifs d'énergie renouvelable visés par des contrats dans chacune de ses trois principales zones géographiques. Nous avons diversifié notre portefeuille dans le marché américain grâce à l'acquisition des parcs solaires en Caroline du Nord en 2021 et aux nouveaux placements en Oklahoma, ce qui a permis d'acquérir trois nouveaux clients de première qualité en 2022.
Maintenir une situation financière solide et une gestion rigoureuse du capital	Générer, au moyen de notre portefeuille existant, de solides flux de trésorerie à allouer à nos priorités de financement, notamment la croissance, les dividendes et le rachat d'actions.	En voie de réalisation	La Société disposait de liquidités de 2,6 milliards de dollars au 31 mars 2023. La Société a remis aux actionnaires 36 millions de dollars par voie de rachats d'actions au premier trimestre de 2023 dans le cadre de l'OPRA. La Société a augmenté le dividende annuel sur les actions ordinaires de 10 % pour le porter à 0,22 \$ par an à compter du 1 ^{er} janvier 2023.
Définir la prochaine génération de solutions et de technologies de production d'énergie	Répondre aux besoins de nos clients et des collectivités en mettant en œuvre des solutions innovatrices de production d'énergie et en effectuant des investissements parallèles dans de nouveaux secteurs complémentaires d'ici la fin de 2025.	En voie de réalisation	La Société a mis en place une équipe responsable de l'innovation en matière d'énergie en vue d'atteindre ses objectifs dans ce domaine. L'équipe a réalisé un placement en titres de capitaux propres dans Ekona Power Inc., une société de production d'hydrogène à un stade précoce, en vue de la commercialisation d'hydrogène à faible coût et carboneutre. La Société s'est également engagée à investir 25 millions de dollars américains au cours des quatre prochaines années dans le Fonds Frontier d'Energy Impact Partners, qui permet d'investir dans des technologies émergentes axées sur la carboneutralité à partir d'un portefeuille. En 2022, la Société a investi 10 millions de dollars (8 millions de dollars américains) dans ce fonds.
Piloter l'élaboration de politiques ESG	Participer activement à l'élaboration de politiques afin de nous assurer que l'électricité que nous fournissons contribue à réduire les émissions, à assurer la fiabilité du réseau et à offrir des prix concurrentiels pour l'énergie afin de permettre aux marchés dans lesquels nous menons nos activités et où nous livrons concurrence de bien évoluer.	En voie de réalisation	La Société communique activement avec le gouvernement du Canada et le gouvernement de l'Alberta concernant le projet fédéral de <i>Règlement sur l'électricité propre</i> . TransAlta continue de fournir des conseils relativement à la façon de réduire les émissions tout en maintenant la fiabilité et l'abordabilité. La Société continue de collaborer avec le gouvernement du Canada sur les détails de conception des crédits d'impôt à l'investissement et du financement pour les technologies propres présentés dans le budget de 2023 du gouvernement du Canada.

Croissance

Nous avons établi notre portefeuille de projets de croissance potentiels et continuons à le faire croître. Notre portefeuille comprend 374 MW de projets à un stade de développement avancé ainsi que de 3 891 MW à 4 991 MW de projets aux premiers stades de développement.

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2023, nous avons élargi notre portefeuille de projets de croissance potentiels de 286 MW.

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

Projets en construction

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

Total du projet (en millions)											
Projet	Type	Région	MW	Dépenses estimées		Dépenses engagées à ce jour	Date d'achèvement prévue ¹	Durée du CAÉ ²	BAIIA annuel moyen ³	État	
Canada											
Garden Plain	Énergie éolienne	AB	130	190 \$	— 200 \$	171 \$	S1 2023	17	14 \$ – 15 \$	- Entièrement visé par des contrats - Livraisons de gros matériel terminées - Interconnexion des réseaux terminée - Érection des éoliennes terminée et mise en service en cours	
États-Unis											
White Rock	Énergie éolienne	OK	300	470 \$ US	— 490 \$ US	347 \$ US	S2 2023	—	48 \$ US – 52 \$ US	- CAÉ à long terme conclus - Livraisons des composantes d'éoliennes en cours - Travaux de construction en cours - Projet en voie d'être achevé dans les délais	
Horizon Hill	Énergie éolienne	OK	200	300 \$ US	— 315 \$ US	231 \$ US	S2 2023	—	30 \$ US – 33 \$ US	- CAÉ à long terme conclus - Livraisons des composantes d'éoliennes terminées - Travaux de construction en cours - Projet en voie d'être achevé dans les délais	
Australie											
Énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields	Énergie solaire hybride	WA	48	69 \$ AU	— 73 \$ AU	63 \$ AU	S1 2023	16	9 \$ AU – 10 \$ AU	- Livraisons de gros matériel terminées - Installation de panneaux solaires terminée - Projet en voie d'être achevé au premier semestre de 2023	
Projet d'expansion de 132 kV à Mount Keith	Transport	WA	s. o.	50 \$ AU	— 53 \$ AU	25 \$ AU	S2 2023	15	6 \$ AU – 7 \$ AU	- Contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction conclu - Activités de construction amorcées - Projet en voie d'être achevé dans les délais	
Total ⁴			678	1 321 \$	— 1 384 \$	1 021			131 \$ – 143 \$		

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

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

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

4) Le total des dépenses prévues et le BAIIA annuel moyen ont été convertis selon le taux de change à terme du dollar canadien pour 2023. Les dépenses engagées à ce jour ont été converties selon le taux de clôture à la fin de la période.

Projets à un stade de développement avancé

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

Projet	Type	Région	Date d'achèvement prévue	MW	Dépenses estimées	BAIIA annuel moyen ¹
Tempest	Énergie éolienne	Alberta	2025	100	210 \$ – 230 \$	20 \$ – 23 \$
Projet d'expansion visant la capacité de SEC	Gaz	Australie-Occidentale	2025	94	180 \$ AU – 200 \$ AU	24 \$ AU – 28 \$ AU
WaterCharger	Stockage par batteries	Alberta	2024	180	195 \$ – 215 \$	17 \$ – 20 \$
Expansion du réseau de transport en Australie	Transport	Australie-Occidentale	2024	s. o.	70 \$ AU – 75 \$ AU	7 \$ AU – 8 \$ AU
Total²				374	588 \$ – 660 \$	62 \$ – 73 \$

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

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

Projets aux premiers stades de développement

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

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

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

Projet	Type	Région	Date d'achèvement prévue¹	MW
Canada				
Parc éolien Riplinger	Énergie éolienne	Alberta	2026	300
Red Rock	Énergie éolienne	Alberta	2028	100
Unité 1 de Willow Creek	Énergie éolienne	Alberta	2027	70
Unité 2 de Willow Creek	Énergie éolienne	Alberta	2027	70
Parc solaire Sunhills	Énergie solaire	Alberta	2025	115
Parc solaire McNeil	Énergie solaire	Alberta	2026	57
Possibilité liée au stockage par batteries au Canada	Batteries	Nouveau-Brunswick	2025	10
Possibilités d'exploitation de sources d'énergie éolienne au Canada	Énergie éolienne	Divers	À partir de 2027	370
Projet de stockage d'énergie par pompage de Tent Mountain	Hydroélectricité	Alberta	2028-2030	160
Projet de centrale de pompage de Brazeau	Hydroélectricité	Alberta	2037	300 – 900
Réaménagement – Énergie thermique en Alberta	Divers	Alberta	À déterminer	250 – 500
Total			1 802 – 2 652	
États-Unis				
Old Town	Énergie éolienne	Illinois	2025	185
Trapper Valley	Énergie éolienne	Wyoming	2028	225
Monument Road	Énergie éolienne	Nebraska	2025	152
Dos Rios	Énergie éolienne	Oklahoma	2026	242
Prairie Violet	Énergie éolienne	Illinois	2027	130
Big Timber	Énergie éolienne	Pennsylvanie	2027	50
Parc solaire en Oklahoma	Énergie solaire	Oklahoma	2026	100
Milligan 3	Énergie éolienne	Nebraska	2026	126
Autres projets éoliens et solaires potentiels	Énergie éolienne et énergie solaire	Divers	A partir de 2025	409
Réaménagement du site de la centrale de Centralia	Divers	Washington	À déterminer	250 – 500
Total			1 869 – 2 119	
Australie				
Projets potentiels en Australie	Gaz, énergie éolienne et énergie solaire	Australie-Occidentale	À partir de 2025	170
Centrale solaire de South Hedland	Énergie solaire	Australie-Occidentale	2026	50
Total			220	
Canada, États-Unis et Australie			Total 3 891 – 4 991	

1) La date d'achèvement des projets potentiels est à déterminer.

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. Les changements importants ci-après ont été apportés aux estimations au cours du trimestre :

Provision pour frais de démantèlement et de remise en état

La Société comptabilise des provisions au titre des obligations de démantèlement. La provision initiale pour frais de démantèlement et ses variations subséquentes sont déterminées selon la meilleure estimation de la Société des dépenses au comptant requises, ajustées pour tenir compte des risques et des incertitudes inhérents au calendrier et au montant du règlement.

Au premier trimestre de 2023, la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a augmenté de 21 millions de dollars en raison d'une diminution des taux d'actualisation, découlant principalement de la diminution des taux de référence du marché. En moyenne, les taux d'actualisation ont diminué pour s'établir dans une fourchette de 6,7 % à 9,5 % au 31 mars 2023, alors qu'ils se situaient dans une fourchette de 7,0 % à 9,7 % au 31 décembre 2022, ce qui a entraîné une augmentation correspondante des immobilisations corporelles de 14 millions de dollars liée aux actifs d'exploitation et la comptabilisation en résultat net d'une imputation pour dépréciation de 7 millions de dollars liée aux actifs mis hors service.

Reprises de dépréciation des immobilisations corporelles

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 une dépréciation lorsque la valeur comptable d'un actif excède sa valeur recouvrable, soit la juste valeur diminuée des coûts de la sortie ou la 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 de la période de trois mois close le 31 mars 2023, la Société a comptabilisé des reprises de dépréciation d'actifs, déduction faite des imputations pour dépréciation de 3 millions de dollars. Se reporter à la note 5 des états financiers consolidés résumés non audités pour la période de trois mois close le 31 mars 2023.

Modifications comptables

Modifications comptables de la période considérée

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

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

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

Modifications comptables futures

Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés annuels audités pour plus de précisions sur les méthodes comptables futures ayant une incidence sur la Société. Pour la période de trois mois close le 31 mars 2023, aucune modification supplémentaire aux méthodes comptables futures ayant une incidence sur la Société n'a été relevée.

Gouvernance et gestion du risque

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

Se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du rapport de gestion annuel de 2022 et à la note 11 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 2022.

Nouveautés en matière de réglementation

Se reporter à la rubrique «Risques politiques et juridiques» du rapport de gestion annuel de 2022 pour obtenir des détails qui complètent les événements récents analysés ci-après.

Gouvernement du Canada

Plan climatique fédéral

En avril 2021, le gouvernement du Canada a annoncé une révision de la cible de réduction des gaz à effet de serre («GES») par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030, la faisant passer de 40 % à 45 %.

En 2022, le ministère Environnement et Changement climatique Canada («ECCC») du gouvernement du Canada a publié le cadre proposé pour le *Règlement sur l'électricité propre* («REP») visant à rendre le secteur canadien de l'électricité carboneutre d'ici 2035. ECCC poursuit son travail sur cette proposition et prévoit maintenant publier un projet de règlement à la fin du deuxième trimestre de 2023.

Dans le budget fédéral de 2023, le gouvernement a annoncé des catégories de crédits d'impôt à l'investissement («CII») supplémentaires et d'autres détails visant à appuyer la transition vers la carboneutralité. Les CII devraient favoriser les investissements dans les technologies carboneutres dans le secteur de l'électricité.

Tarification fédérale du carbone relativement aux émissions de GES

Le 21 juin 2018, la loi fédérale canadienne intitulée *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* («LTPGES») est entrée en vigueur. En vertu de cette loi, le gouvernement fédéral a instauré un prix national sur les émissions de GES. Des modifications à l'annexe 4 de la LTPGES ont été apportées en octobre 2022. Ces modifications visaient à harmoniser la redevance pour émissions des installations avec la trajectoire de prix de la pollution par le carbone révisée du gouvernement, soit 65 \$ par tonne de CO₂ en 2023, avec des augmentations de 15 \$ par année pour atteindre 170 \$ par tonne d'ici 2030.

Le 12 avril 2023, le gouvernement fédéral a publié le *Règlement modifiant l'annexe 2 de la Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre, modifiant le Règlement sur la redevance sur les combustibles et abrogeant le Règlement relatif à la partie 1 de la Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre (Alberta)*, en vertu des articles 166 et 168 de la LTPGES. Le règlement modificatif ajoute un nouveau tableau à l'annexe 2 de la LTPGES qui spécifie les taux de la redevance sur les combustibles jusqu'en 2030. Ces taux tiennent compte de l'augmentation annuelle du prix de la pollution par le carbone de 15 \$ par tonne de 2023 à 2030 (de 65 \$ par tonne en 2023-2024 à 170 \$ par tonne en 2030-2031). Cette modification ne devrait pas avoir d'incidence sur la Société, puisqu'elle a obtenu un certificat d'exemption de la redevance sur les combustibles du fait qu'elle est assujettie au règlement *Technology Innovation and Emissions Reduction* de l'Alberta et aux normes de rendement à l'égard des émissions («NRE») de l'Ontario.

Alberta

Le 19 avril 2023, le gouvernement de l'Alberta a publié le document *Emissions Reduction and Energy Development Plan*, dans lequel la province s'engage à réaliser son aspiration visant une économie carboneutre d'ici 2050. Le plan établit l'approche de l'Alberta afin de renforcer sa position de chef de file à l'échelle mondiale en matière de réduction des émissions, de technologie propre et d'innovation, tout en demeurant concurrentielle sur le plan du développement durable des ressources. Le plan s'appuie sur huit principes stratégiques et présente les mesures, possibilités et nouveaux engagements qui aideront à réduire les émissions et à maintenir la sécurité énergétique.

États-Unis

Le 21 mars 2022, la Securities and Exchange Commission («SEC») des États-Unis a publié un projet de règles afin d'améliorer et d'uniformiser les informations à fournir en lien avec les changements climatiques destinées aux investisseurs. Les règles proposées s'articulent autour de la gouvernance des risques liés aux changements climatiques et de la gestion des risques, de la divulgation des incidences significatives pour tous les horizons temporels, des incidences sur les modèles opérationnels et de l'impact d'événements liés au climat. La SEC cherche à obtenir des commentaires sur les règles proposées avant leur finalisation et nous nous attendons à ce que les règles finales posent des difficultés juridiques. Les Autorités canadiennes en valeurs mobilières et la SEC ont toutes deux indiqué qu'elles publieront probablement leurs règles sur les informations à fournir en lien avec les changements climatiques en 2023. La Société est disposée à évaluer les informations qu'elle doit fournir afin de se conformer aux nouvelles règles dès leur entrée en vigueur.

Le 16 août 2022, le président Biden a promulgué l'*Inflation Reduction Act of 2022* («IRA»). La loi prévoit l'investissement d'environ 369 milliards de dollars américains dans des programmes de sécurité énergétique et de lutte contre les changements climatiques au cours des dix prochaines années. L'administration estime que cet investissement permettra de réduire d'environ 40 % les émissions de carbone à l'échelle nationale d'ici 2030, de réduire les coûts énergétiques et d'augmenter la production d'énergie propre. Le 22 mars 2023, le département du Trésor a publié une feuille de route afin de préciser le calendrier pour ce qui est des indications qu'il reste à fournir sur les diverses composantes des incitatifs fiscaux liés aux énergies renouvelables et à l'hydrogène de l'IRA. Au cours des prochains mois, le département prévoit publier des indications sur le contenu national, le paiement direct et la transférabilité des crédits fiscaux, et les normes sur les salaires en vigueur et les possibilités d'apprentissage. Le 4 avril 2023, des indications additionnelles ont été publiées concernant le crédit d'impôt bonifié (CII et CIP) pour les collectivités énergétiques au titre de l'IRA visant des projets, des installations et des technologies situés dans des collectivités énergétiques; une carte interactive a également été publiée afin de faciliter la localisation des régions susceptibles d'être admissibles au crédit bonifié pour les collectivités énergétiques. La carte inclut les régions dont une part importante des revenus d'emploi ou des revenus de taxation provient des combustibles fossiles et qui présentent un taux de chômage supérieur à la moyenne. L'élaboration des indications, qui accuse un retard par rapport aux prévisions, devrait se poursuivre en 2023.

Australie

Depuis le début du mandat du Parti travailliste le 21 mai 2022, l'Australie a rehaussé son engagement en matière de contributions déterminées au niveau national afin de faire passer l'objectif de réduction des émissions du pays pour 2030 à 43 % par rapport aux niveaux de 2005. Elle a également confirmé son intention de faire passer la production d'électricité renouvelable à 82 % de l'approvisionnement en électricité d'ici 2030.

Le premier ministre Anthony Albanese a agi rapidement pour mettre en œuvre l'une des principales politiques énergétiques de son gouvernement, le plan *Powering Australia* axé sur l'électricité. Ce plan comprend l'initiative *Rewiring the Nation*, qui fournira un financement de 20 milliards de dollars australiens afin de soutenir le plan de réseau intégré de l'Australian Energy Market Operator visant à moderniser le réseau de transport et à accroître la pénétration des énergies renouvelables; le *Powering the Regions Fund* (1,9 milliard de dollars), qui vise à soutenir les initiatives de décarbonation du secteur, à créer de nouveaux secteurs d'activité axés sur l'énergie propre et à favoriser le développement de la main-d'œuvre; et le *National Reconstruction Fund*, un financement de 15 milliards de dollars destiné à la diversification et à la transformation de l'économie et de l'industrie de l'Australie, notamment grâce à des investissements dans les métaux écologiques, à la production de composantes liées aux énergies propres et au déploiement de technologies à faibles émissions.

Contrôles et procédures de communication de l'information

La direction est responsable de l'établissement et du maintien d'un processus de contrôle interne à l'égard de l'information financière («CIIF») pertinent et de contrôles et procédures de communication de l'information («CPCI»). Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2023, la majorité de l'effectif qui assure la réalisation du CIIF et des CPCI a continué de travailler à distance en mode hybride. La Société a mis en place une surveillance et des contrôles appropriés pour le travail au bureau et à distance. L'incidence sur la conception et le fonctionnement des contrôles internes est minimale.

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

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

Ensemble, les cadres que constituent le CIIF et les CPCI fournissent un contrôle interne à l'égard de l'information financière et de la communication de l'information. En concevant et en évaluant le CIIF et les CPCI, la direction reconnaît que tous les contrôles et procédures, quelle qu'en soit la qualité de conception et de fonctionnement, ne peuvent que fournir une assurance raisonnable pour ce qui est d'atteindre les objectifs souhaités en matière de contrôle et, par conséquent, ne permettent pas nécessairement de prévenir ou de détecter toutes les anomalies, et la direction est tenue de faire preuve de jugement dans l'évaluation et la mise en œuvre d'éventuels contrôles et procédures. De plus, l'efficacité du CIIF est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures varie.

La direction a évalué, avec la participation du chef de la direction et du chef des finances, l'efficacité du CIIF et des CPCI à la fin de la période visée par le présent rapport de gestion. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, le chef de la direction et le chef des finances ont conclu que, en date du 31 mars 2023, 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, Pocaterra, Rundle, Spray, Three Sisters, Bighorn et Brazeau.

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»)

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

Autres actifs hydroélectriques

Actifs hydroélectriques de la Société situés en Colombie-Britannique et en Ontario, ainsi que les actifs détenus par TransAlta Renewables, notamment les centrales de Taylor, de Belly River, de Waterton, de St. Mary, d'Upper Mamquam, de Pingston, de Bone Creek, d'Aolkolex, de Ragged Chute, de Misema, de Galetta, d'Appleton et de Moose Rapids.

Balancing Pool

Organisation créée en 1999 par le gouvernement de l'Alberta pour faciliter la transition du secteur de l'électricité albertain vers un cadre concurrentiel. Ses obligations et responsabilités actuelles sont régies par l'*Electric Utilities Act* (en vigueur depuis le 1^{er} juin 2003) et le Balancing Pool Regulation. Pour de plus amples renseignements, visitez le site www.balancingpool.ca.

Capacité

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

Capacité marchande

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

Cas de force majeure

Type de clause exonérant une partie de sa responsabilité si un événement imprévu indépendant de la volonté de cette partie empêche celle-ci de s'acquitter de ses obligations en vertu du contrat.

CII

Le crédit d'impôt à l'investissement («CII») est un crédit d'impôt fédéral pour les investissements dans certains types de projets d'électricité propre admissibles.

CIIF

Contrôle interne à l'égard de l'information financière.

CRE

Crédits de rendement en matière d'émissions.

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 des finances, selon le cas, pour permettre la prise de décisions en temps opportun se rapportant à l'obligation de communication de l'information de la Société.

Disponibilité

Mesure du temps, exprimée en pourcentage des activités continues 24 heures sur 24, 365 jours par année, pendant laquelle une unité peut produire de l'électricité, peu importe si elle le fait réellement ou non.

Disponibilité ajustée

Ajustement de la disponibilité lorsque la conjoncture économique fait en sorte que des activités d'entretien courantes et d'envergure sont planifiées afin de réduire les dépenses au minimum. En contexte de prix élevés, les calendriers d'interruption établis seraient modifiés afin d'accélérer la remise en service de l'unité de production.

Énergie thermique en Alberta

Secteur d'activité présenté auparavant comme le secteur Charbon au Canada, renommé pour refléter la conversion actuelle des chaudières alimentées au charbon en chaudières alimentées au gaz. Ce secteur comprend les anciennes unités de production et les unités de production converties de nos centrales de Sundance et de Keephills, ainsi que la mine de Highvale.

Flux de trésorerie disponibles

Représentent le montant des flux de trésorerie pouvant servir à investir dans des initiatives de croissance, à effectuer les remboursements du principal prévus sur la dette, à rembourser la dette à l'échéance, à verser des dividendes sur les actions ordinaires ou à racheter des actions ordinaires. Ils correspondent aux flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation (flux de trésorerie d'exploitation) moins les fonds que la Société utilise pour l'achat, l'amélioration ou l'entretien des actifs à long terme afin d'optimiser l'efficacité ou la capacité de la Société (dépenses d'investissement).

Fonds provenant des activités d'exploitation

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. Ils correspondent aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement et sont ajustés en fonction de transactions et de montants qui, selon la Société, ne sont pas représentatifs des flux de trésorerie liés aux activités courantes.

Gaz à effet de serre («GES»)

Gaz ayant le potentiel de retenir la chaleur dans l'atmosphère, y compris la vapeur d'eau, le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde d'azote, les hydrofluorocarbures et les perfluorocarbures.

Gazoduc Pioneer

Gazoduc détenu et exploité conjointement par TransAlta et Tidewater Midstream and Infrastructure Ltd.

Gigajoule («GJ»)

Unité métrique d'énergie couramment utilisée dans l'industrie de l'énergie. Un GJ est égal à 947 817 British Thermal Units («BTU»). Un GJ est également égal à 277,8 kilowattheures («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 planifiée

Arrêt planifié périodique d'une unité de production aux fins de travaux d'entretien d'envergure et de réparations durant normalement quelques semaines. La durée se mesure de l'arrêt de l'unité à la remise en service.

Interruption non planifiée

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

Mégawatt («MW»)

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

Mégawattheure («MWh»)

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

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

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

OPRA

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

Optimisation de la répartition

Achat d'électricité pour satisfaire aux obligations contractuelles, lorsque cela est rentable.

Régime d'achat d'actions automatique («RAAA»)

Le RAAA vise à faciliter les rachats d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA, y compris à des moments où la Société ne serait normalement pas autorisée à effectuer des achats en raison de restrictions réglementaires ou de périodes d'interdiction totale des opérations qu'elle s'impose.

Services auxiliaires

En vertu de la loi *Electric Utilities Act*, 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.

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.

TransAlta Corporation

110 - 12th Avenue SW
Box 1900, Station «M»
Calgary (Alberta) T2P 2M1

Téléphone

403.267.7110

Site Web

www.transalta.com

Agent des transferts

Société de fiducie Computershare du Canada
Suite 600, 530 - 8 th Avenue SW
Calgary (Alberta) T2P 3S8

Téléphone

Sans frais en Amérique du Nord : 1.800.564.6253
En dehors de l'Amérique du Nord : 514.982.7555

Site Web

www.computershare.com

POUR DE PLUS AMPLES RENSEIGNEMENTS**Investisseurs – Demandes de renseignements****Téléphone**

Sans frais en Amérique du Nord : 1.800.387.3598
Calgary ou en dehors de l'Amérique du Nord : 403.267.2520

Courriel

investor_relations@transalta.com

Médias – Demandes de renseignements**Téléphone**

Sans frais : 1.855.255.9184
ou 403.267.2540

Courriel

TA_Media_Relations@transalta.com