

# TRANSALTA CORPORATION

## Rapport de gestion

### Rapport du troisième trimestre de 2022

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

<b>Énoncés prospectifs</b> .....	<a href="#">RG2</a>
<b>Description des activités</b> .....	<a href="#">RG5</a>
<b>Faits saillants</b> .....	<a href="#">RG6</a>
<b>Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture</b> .....	<a href="#">RG10</a>
<b>Rendement par secteur et informations géographiques complémentaires</b> .....	<a href="#">RG13</a>
<b>Portefeuille de centrales électriques en Alberta</b> .....	<a href="#">RG14</a>
<b>Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels</b> .....	<a href="#">RG16</a>
<b>Principales informations trimestrielles</b> .....	<a href="#">RG26</a>
<b>Stratégie et capacité de produire des résultats</b> .....	<a href="#">RG28</a>
<b>Perspectives financières pour 2022</b> .....	<a href="#">RG34</a>
<b>Situation financière</b> .....	<a href="#">RG37</a>
<b>Capital financier</b> .....	<a href="#">RG40</a>
<b>Autre analyse consolidée</b> .....	<a href="#">RG43</a>
<b>Flux de trésorerie</b> .....	<a href="#">RG45</a>
<b>Instruments financiers</b> .....	<a href="#">RG46</a>
<b>Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS</b> .....	<a href="#">RG46</a>
<b>Faits saillants financiers sur une base proportionnelle de TransAlta Renewables</b> .....	<a href="#">RG56</a>
<b>Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS</b> .....	<a href="#">RG58</a>
<b>Méthodes et estimations comptables critiques</b> .....	<a href="#">RG63</a>
<b>Modifications comptables</b> .....	<a href="#">RG65</a>
<b>Gouvernance et gestion du risque</b> .....	<a href="#">RG65</a>
<b>Nouveautés en matière de réglementation</b> .....	<a href="#">RG66</a>
<b>Contrôles et procédures de communication de l'information</b> .....	<a href="#">RG67</a>

*Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités de TransAlta Corporation pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre 2022 et 2021, ainsi qu'avec les états financiers consolidés annuels audités et le rapport de gestion annuel («rapport de gestion annuel de 2021») contenus dans notre rapport intégré annuel de 2021. Dans le présent rapport de gestion, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», «nos», la «Société» et «TransAlta» désignent TransAlta Corporation et ses filiales. Nos 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 30 septembre 2022. 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 7 novembre 2022. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta, y compris la notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, se trouvent sur SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com), sur EDGAR à l'adresse [www.sec.gov](http://www.sec.gov) et sur notre site Web à l'adresse [www.transalta.com](http://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 milliards de dollars qui devrait générer un BAIIA annuel moyen supplémentaire de 250 millions de dollars; les projets en construction de la Société, y compris le moment de la mise en service, le BAIIA annuel prévu et les coûts connexes, notamment le projet de parc éolien Horizon Hill (le «projet de parc éolien Horizon Hill»), les projets de parcs éoliens White Rock East et White Rock West (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'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 2022 (comme elles sont définies ci-après), y compris le BAIIA ajusté et les flux de trésorerie disponibles; 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 cette restauration sur les produits des activités ordinaires de la Société et le projet éventuel de stockage à 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; la capacité à saisir les occasions de croissance futures avec BHP (comme elle est définie ci-après); l'évolution de la réglementation et son incidence attendue sur la Société, notamment le plan climatique du gouvernement canadien et la mise en œuvre de ses principaux aspects (y compris l'augmentation des prix du carbone et l'accroissement du financement pour les technologies propres); le projet de Règlement sur l'électricité propre, le Règlement sur les combustibles propres et le Règlement sur le régime canadien de crédits compensatoires concernant les gaz à effet de serre et la capacité de la Société de réaliser des avantages découlant de l'évolution de la réglementation au Canada, aux États-Unis et en Australie, notamment l'obtention de financement pour des projets d'électricité propre; l'augmentation éventuelle de la valeur des crédits compensatoires de carbone; les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité en 2022; les prix attendus de l'électricité en Alberta, en Ontario et dans le Nord-Ouest Pacifique; les hypothèses liées aux prix du gaz de l'AECO; le caractère cyclique des activités, y compris en ce qui concerne les coûts d'entretien, la production et les charges; les attentes en matière de refinancement de la dette venant à échéance en 2022; et le maintien par la Société d'une situation financière solide et de liquidités considérables, à la condition que la conjoncture économique n'ait pas une incidence significative.

Les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport de gestion se fondent sur de nombreuses hypothèses, y compris, mais sans s'y limiter, les hypothèses suivantes : aucune modification importante aux lois et règlements applicables autres que celles déjà annoncées; aucune modification importante aux coûts du combustible et des achats d'électricité; aucune incidence défavorable importante sur les marchés des placements et du crédit à long terme; aucune modification importante aux hypothèses liées aux prix de l'électricité et aux couvertures, y compris les prix au comptant de l'électricité en Alberta se situant entre 125 \$ le MWh et 150 \$ le MWh en 2022 et le prix au comptant de l'électricité dans la région du Mid-Columbia se situant entre 55 \$ US le MWh et 65 \$ US le MWh en 2022; les prix du gaz de l'AECO se situant entre 5,00 \$ le GJ et 6,00 \$ le GJ; les dépenses d'investissement de maintien se situant entre 145 millions de dollars et 155 millions de dollars; la marge brute ajustée du secteur Commercialisation de l'énergie de 145 millions de dollars à 160 millions de dollars; aucune variation importante des prix du gaz et des coûts de transport; aucun changement important dans le pourcentage de participation de la Société dans TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables»); aucune diminution des dividendes à recevoir de TransAlta Renewables; et les perturbations engendrées par la pandémie de COVID-19 ne seront pas beaucoup plus onéreuses pour la Société.

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

clé; les questions de relations de travail; et l'incidence de la COVID-19. 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 2021 et à la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle de l'exercice clos le 31 décembre 2021.

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 de sources d'énergie, dont l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, le gaz naturel et le stockage à batteries.

Le tableau suivant présente la propriété consolidée de nos centrales dans les régions où nous exerçons nos activités au 30 septembre 2022 :

Au 30 septembre 2022		Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz <sup>5</sup>	Transition énergétique <sup>6</sup>	Total
<b>Alberta</b>	Capacité installée brute (MW) <sup>1</sup>	834	636	1 960	—	<b>3 430</b>
	Nombre de centrales	17	13	7	—	<b>37</b>
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée <sup>2, 3, 4</sup>	—	6	1	—	<b>2</b>
<b>Canada, sans l'Alberta</b>	Capacité installée brute (MW) <sup>1</sup>	91	751	645	—	<b>1 487</b>
	Nombre de centrales	9	9	3	—	<b>21</b>
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée <sup>3</sup>	6	12	10	—	<b>9</b>
<b>États-Unis</b>	Capacité installée brute (MW) <sup>1</sup>	—	519	29	671	<b>1 219</b>
	Nombre de centrales	—	7	1	2	<b>10</b>
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée <sup>3</sup>	—	11	3	3	<b>7</b>
<b>Australie</b>	Capacité installée brute (MW) <sup>1</sup>	—	—	450	—	<b>450</b>
	Nombre de centrales	—	—	6	—	<b>6</b>
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée <sup>3</sup>	—	—	16	—	<b>16</b>
<b>Total</b>	<b>Capacité installée brute (MW)<sup>1</sup></b>	<b>925</b>	<b>1 906</b>	<b>3 084</b>	<b>671</b>	<b>6 586</b>
	<b>Nombre de centrales</b>	<b>26</b>	<b>29</b>	<b>17</b>	<b>2</b>	<b>74</b>
	<b>Durée de vie contractuelle moyenne pondérée<sup>3</sup></b>	<b>1</b>	<b>10</b>	<b>5</b>	<b>3</b>	<b>6</b>

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 100 % de la capacité des centrales d'Ottawa et de Windsor, 100 % de la capacité de la centrale de Poplar Creek, 50 % de la capacité de la centrale de Sheerness et 60 % de la capacité de la centrale de Fort Saskatchewan.

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» 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.

5) Le secteur Gaz comprend les secteurs auparavant connus sous les noms de Gaz en Australie et Gaz en Amérique du Nord, ainsi que les actifs alimentés au charbon convertis au gaz du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

6) Le secteur Transition énergétique comprend l'unité 2 de la centrale de Centralia et le barrage de Skookumchuck.

La Société a mis hors service tous les actifs de production alimentés au charbon du secteur Transition énergétique situés en Alberta. L'unité 1 de la centrale de Keephills a été mise hors service avec prise d'effet le 31 décembre 2021, et l'unité 4 de la centrale de Sundance a été mise hors service avec prise d'effet le 31 mars 2022, ce qui a donné lieu à une réduction de 801 MW de la capacité dans le secteur Transition énergétique depuis le 31 décembre 2021.

## Faits saillants

### Faits saillants financiers consolidés résumés intermédiaires non audités

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2022	2021	2022	2021
Disponibilité ajustée (%)	<b>93,8</b>	89,2	<b>90,1</b>	87,5
Production (GWh)	<b>5 432</b>	6 053	<b>15 253</b>	16 282
Produits des activités ordinaires	<b>929</b>	850	<b>2 122</b>	2 111
Coûts du combustible et des achats d'électricité <sup>1</sup>	<b>348</b>	328	<b>817</b>	788
Coûts de conformité liés au carbone	<b>23</b>	47	<b>51</b>	139
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration <sup>1</sup>	<b>135</b>	130	<b>364</b>	381
BALIA ajusté <sup>2</sup>	<b>555</b>	402	<b>1 093</b>	1 043
Résultat avant impôts sur le résultat	<b>126</b>	(441)	<b>346</b>	(348)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	<b>61</b>	(456)	<b>167</b>	(498)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	<b>204</b>	610	<b>526</b>	947
Fonds provenant des activités d'exploitation <sup>2</sup>	<b>488</b>	318	<b>887</b>	808
Flux de trésorerie disponibles <sup>2</sup>	<b>393</b>	210	<b>646</b>	506
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	<b>0,23</b>	(1,68)	<b>0,62</b>	(1,84)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires <sup>3</sup>	<b>0,050</b>	0,045	<b>0,100</b>	0,090
Dividendes déclarés sur actions privilégiées <sup>3</sup>	<b>0,2896</b>	0,2484	<b>0,5453</b>	0,5075
Fonds provenant des activités d'exploitation par action <sup>2,4</sup>	<b>1,80</b>	1,17	<b>3,27</b>	2,98
Flux de trésorerie disponibles par action <sup>2,4</sup>	<b>1,45</b>	0,77	<b>2,38</b>	1,87
<b>Aux</b>			<b>30 sept. 2022</b>	<b>31 déc. 2021</b>
Total de l'actif			<b>10 045</b>	9 226
Total de la dette nette consolidée <sup>5</sup>			<b>2 700</b>	2 636
Total des passifs non courants			<b>4 668</b>	4 702
Total du passif			<b>7 628</b>	6 633

1) Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, des montants respectivement de 1 million de dollars et 6 millions de dollars liés aux frais de services des centrales pour le secteur Hydroélectricité ont été reclassés du poste Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration au poste Coûts du combustible et des achats d'électricité aux fins de comparaison. Ce reclassement n'a eu aucune incidence sur le résultat net présenté antérieurement.

2) 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 pour plus de précisions.

3) Moyenne pondérée des dividendes déclarés sur les actions privilégiées de séries A, B, C, D, E et G. Les dividendes déclarés varient d'une période à l'autre en raison du calendrier des dividendes déclarés et des taux variables trimestriels.

4) Les fonds provenant des activités d'exploitation par action et les flux de trésorerie disponibles par action sont calculés en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période. Le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2022 était de 271 millions d'actions (271 millions d'actions pour les deux périodes closes le 30 septembre 2021). Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour connaître l'objet de ces ratios non conformes aux normes IFRS.

5) Le total de la dette nette consolidée comprend la dette à long terme, y compris la tranche courante, les montants dus aux termes des facilités de crédit, les titres échangeables, le financement donnant droit à des avantages fiscaux et les obligations locatives aux États-Unis, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie disponibles, le principal des liquidités soumises à restrictions de notre filiale TransAlta OCP LP («TransAlta OCP») et la juste valeur des instruments de couverture économique sur la dette. Se reporter au tableau de la rubrique «Capital financier» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur la composition du total de la dette nette consolidée.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022, notre portefeuille de centrales électriques en Alberta a dégagé un rendement exceptionnel, ce qui a permis à la Société de réaliser une performance globale solide. Les secteurs Hydroélectricité et Gaz ont tous deux bénéficié d'une grande disponibilité pendant les périodes de tarification de pointe. La hausse des prix de l'électricité est principalement imputable aux températures supérieures à la normale qui ont fait augmenter la demande d'électricité, à la hausse des prix de l'électricité sur les marchés limitrophes qui a réduit les importations d'électricité, et aux périodes d'importantes interruptions planifiées et non planifiées des centrales thermiques et du transport. Le portefeuille d'actifs marchands en Alberta était bien placé pour tirer parti des possibilités découlant d'excellentes conditions du marché au comptant par l'intermédiaire des produits de l'énergie et des produits des services auxiliaires. Après le troisième trimestre, nous avons revu à la hausse les prévisions relatives au BAIIA 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. Se reporter à la rubrique «Perspectives financières pour 2022» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur les prévisions mises à jour.

La **disponibilité ajustée** pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 s'est établie respectivement à 93,8 % et 90,1 %, en regard respectivement de 89,2 % et 87,5 % pour les périodes correspondantes de 2021. L'augmentation s'explique principalement par la diminution des interruptions planifiées dans le secteur Gaz grâce à l'achèvement des conversions du charbon au gaz en 2021 et par la diminution des interruptions planifiées et non planifiées dans nos actifs hydroélectriques en Alberta, partiellement contrebalancées par l'interruption prolongée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills. En outre, la disponibilité ajustée pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 a été contrebalancée par les problèmes opérationnels initiaux associés à la mise en service du parc éolien Windrise dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire.

La **production** pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 s'est élevée à respectivement 5 432 gigawattheures («GWh») et 15 253 GWh par rapport à 6 053 GWh et 16 282 GWh pour les périodes correspondantes de 2021. La baisse de la production s'explique principalement par la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Keepphills et de l'unité 4 de la centrale de Sundance, les activités d'optimisation du portefeuille et l'interruption prolongée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills. Cette baisse a été partiellement compensée par une augmentation de la production résultant de l'ajout du parc éolien Windrise, mis en service au quatrième trimestre de 2021, et des parcs solaires en Caroline du Nord, acquis au quatrième trimestre de 2021 dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire. La production pour la période de trois mois close le 30 septembre 2022 a également été marquée par une augmentation des ressources hydriques et de faibles ressources en vent dans toute l'Amérique du Nord, en raison de températures supérieures à la moyenne. La production pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 a également été marquée par une augmentation des ressources hydriques et une diminution de la disponibilité au parc éolien Windrise.

Les **produits des activités ordinaires** ont augmenté respectivement de 79 millions de dollars et 11 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2021, principalement en raison de la hausse des prix de l'énergie réalisés obtenus dans le marché de l'Alberta dans le cadre de nos activités d'optimisation et d'exploitation, et des prix réalisés et des volumes plus élevés des services auxiliaires dans le secteur Hydroélectricité. Les produits des activités ordinaires ont également augmenté du fait de la hausse des prix marchands réalisés à Centralia, en partie contrebalancée par une baisse de la production. En outre, les produits des activités ordinaires au cours du troisième trimestre de 2022 ont été partiellement contrebalancés par la baisse des ventes de crédits environnementaux. Au cours du deuxième trimestre de 2021, la Société avait fait face à des ajustements défavorables liés à des interruptions non planifiées de la fourniture de vapeur et à des ajustements du rapprochement des frais liés à la vapeur qui ne se sont pas reproduits au cours de la période considérée dans le secteur Gaz.

Les **coûts du combustible et des achats d'électricité** ont augmenté respectivement de 20 millions de dollars et 29 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 en regard de ceux des périodes correspondantes de 2021. Ces augmentations s'expliquent par la hausse des prix du gaz naturel et l'augmentation de la consommation de gaz naturel dans nos unités converties en 2022, contrebalancées en partie par nos positions couvertes sur le gaz, la baisse des coûts du charbon et l'absence d'amortissement minier en raison de la cessation de toutes les activités d'extraction de charbon au Canada au 31 décembre 2021.

Les **coûts de conformité liés au carbone** ont diminué respectivement de 24 millions de dollars et 88 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 en comparaison de ceux des périodes correspondantes de 2021, en raison surtout de la réduction des émissions de gaz à effet de serre («GES»), de la baisse de la production et de l'utilisation des crédits de conformité pour régler une partie de l'obligation liée aux émissions de GES, le tout en partie contrebalancé par une augmentation du prix du carbone par tonne. La réduction des émissions de GES est le résultat direct du recours exclusif au gaz naturel plutôt qu'au charbon dans le cadre des activités d'exploitation en Alberta, ce qui a entraîné des variations de la proportion de combustibles utilisés.

Les **charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration** pour la période de trois mois close le 30 septembre 2022 ont augmenté de 5 millions de dollars en regard de celles de la période correspondante de 2021. Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021, la Société avait comptabilisé une réduction de valeur de 5 millions de dollars des stocks de pièces et de matériaux liés à la mine de Highvale et aux activités de combustion du charbon dans nos centrales converties au gaz. Compte non tenu de l'incidence de cette réduction de valeur, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté de 10 millions de dollars en 2022, principalement en raison de la hausse des coûts des entrepreneurs, de l'augmentation des montants à payer au titre des plans incitatifs reflétant le rendement de la Société, des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration liées à l'ajout du parc éolien Windrise et des parcs solaires en Caroline du Nord, et de la hausse des charges d'exploitation générales.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 ont diminué de 17 millions de dollars. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, la Société avait comptabilisé une réduction de valeur de 30 millions de dollars des stocks de pièces et de matériaux liés à la mise hors service de la mine de Highvale et aux activités de combustion du charbon dans nos centrales converties au gaz. En outre, au premier trimestre de 2021, la Société avait comptabilisé un produit de 8 millions de dollars au titre de la Subvention salariale d'urgence du Canada («SSUC»). Compte non tenu de l'incidence de la réduction de valeur et des fonds reçus au titre de la SSUC, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté de 5 millions de dollars en 2022, principalement en raison de la hausse des coûts des entrepreneurs, de l'augmentation des montants à payer au titre des plans incitatifs reflétant le rendement de la Société, des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration liées à l'ajout du parc éolien Windrise et des parcs solaires en Caroline du Nord, et de la hausse des charges d'exploitation générales.

Le **BAIIA ajusté** a augmenté de 153 millions de dollars pour la période de trois mois close le 30 septembre 2022 par rapport à celui de la période correspondante de 2021, en grande partie en raison du solide rendement du portefeuille de centrales électriques en Alberta, principalement grâce aux secteurs Hydroélectricité et Gaz, du fait de la forte demande ajustée aux conditions météorologiques et de la hausse des prix de l'électricité. Ce résultat a été en partie contrebalancé par une baisse du BAIIA ajusté découlant de la mise hors service d'unités dans le secteur Transition énergétique, d'une baisse de la production et des produits des activités ordinaires dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire, d'un recul de la marge brute dans le secteur Commercialisation de l'énergie et d'une hausse des charges du siège social.

Le BAIIA ajusté a augmenté de 50 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 par rapport à celui de la période correspondante de 2021, principalement en raison de l'augmentation du BAIIA ajusté découlant de la hausse de la production et des prix marchands de l'électricité dans le secteur Hydroélectricité, du maintien du rendement et de la contribution élevés du secteur Gaz en Alberta, de la production supplémentaire des nouvelles installations, des dommages-intérêts prédéterminés liés à la disponibilité des éoliennes au parc éolien Windrise, de l'augmentation des ventes de crédits environnementaux dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire et de la baisse des coûts de conformité liés au carbone dans les secteurs Gaz et Transition énergétique. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la baisse de la production dans les secteurs Gaz et Transition énergétique et par l'augmentation des coûts du combustible et des achats d'électricité dans le secteur Gaz. Les résultats depuis le début de l'exercice du secteur Commercialisation de l'énergie ont diminué, mais sont conformes aux attentes, par rapport aux résultats exceptionnels de la période correspondante de l'exercice précédent. Les variations importantes du BAIIA ajusté sectoriel sont présentées à la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» du présent rapport de gestion.



Le **résultat avant impôts sur le résultat** a augmenté respectivement de 567 millions de dollars et 694 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 en comparaison de celui des périodes correspondantes de 2021. Le **résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires** pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 a augmenté respectivement de 517 millions de dollars et 665 millions de dollars, pour atteindre un résultat net respectivement de 61 millions de dollars et 167 millions de dollars, par rapport à une perte nette respectivement de 456 millions de dollars et 498 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2021. Le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires en 2021 avait été considérablement touché par les imputations pour dépréciation d'actifs résultant des décisions de la Société de fermer la mine de Highvale, d'interrompre le projet de rééquipement de l'unité 5 de Sundance et de mettre hors service l'unité 4 de Sundance et l'unité 1 de Keephills. La Société a tiré profit de l'augmentation des produits des activités ordinaires et de la baisse des coûts de conformité liés au carbone, en partie contrebalancées par l'augmentation des coûts du combustible et des achats d'électricité, l'augmentation de l'amortissement due au raccourcissement de la durée d'utilité de certaines installations et l'augmentation de la charge d'impôt. En outre, au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, la Société a comptabilisé des dommages-intérêts prédéterminés à payer à la Société liés à la disponibilité des éoliennes du parc éolien Windrise et une indemnité d'assurance liée aux coûts de remplacement d'une tour au parc éolien de Kent Hills. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, la Société avait comptabilisé un profit à la vente du gazoduc Pioneer.

Les **flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation** ont diminué respectivement de 406 millions de dollars et 421 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2021, principalement en raison des variations défavorables du fonds de roulement dues à l'augmentation des créances clients et aux fluctuations dans les comptes de garanties en lien avec les prix élevés des produits de base et avec la volatilité considérable sur les marchés.

Les **flux de trésorerie disponibles**, l'une des mesures financières clés de la Société, ont totalisé respectivement 393 millions de dollars et 646 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022, en comparaison de ceux respectivement de 210 millions de dollars et 506 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2021. Ces résultats correspondent à une augmentation respectivement de 183 millions de dollars et 140 millions de dollars des flux de trésorerie disponibles, attribuable principalement à la hausse du BAIIA ajusté, à l'augmentation du profit de change réalisé, à la baisse de la charge d'impôt exigible et à une diminution des dépenses d'investissement de maintien liées au nombre moins élevé des travaux d'entretien planifiés.

## Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture

### Changements au conseil d'administration

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

### Nouvelle facilité à terme

Au cours du troisième trimestre 2022, la Société a conclu avec son syndicat bancaire une facilité à terme à taux variable de 400 millions de dollars sur deux ans, échéant le 7 septembre 2024.

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

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

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

Le 23 août 2022, TransAlta Renewables Inc., filiale de la Société («TransAlta Renewables»), a annoncé que la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité («SIERE») de l'Ontario lui avait octroyé des contrats de capacité visant la centrale de cogénération de Sarnia et le parc éolien Melancthon 1 à la suite de l'appel d'offres lancé visant l'attribution de contrats de capacité de production à moyen terme. Les nouveaux contrats de capacité pour la centrale de cogénération de Sarnia et le parc éolien Melancthon 1 s'échelonnent du 1<sup>er</sup> mai 2026 au 30 avril 2031. La Société prévoit une réduction annuelle d'environ 30 % de la marge brute de la centrale de cogénération de Sarnia en raison du plafond tarifaire fixé par la SIERE dans le cadre du nouveau contrat.

### Prolongation de contrats industriels visant la centrale de cogénération de Sarnia

Au deuxième trimestre de 2022, la Société a exercé les options de prolongation de contrats d'approvisionnement en électricité avec trois de ses clients industriels et d'approvisionnement en vapeur pour l'un de ces clients visant la centrale de cogénération de Sarnia. L'exercice de ces options prolonge la période visée par les conditions de livraison du 31 décembre 2022 au 30 avril 2031, dans un cas, et au 31 décembre 2032, dans les deux autres cas.

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

Le 20 juin 2022, la Société a annoncé qu'elle s'était dotée d'une nouvelle identité visuelle, y compris le logo et la signature «Énergiser l'avenir». La nouvelle identité visuelle reflète mieux la nouvelle réalité de TransAlta tout en renforçant l'orientation de la Société à titre de chef de file de la création d'un avenir carboneutre pour ses clients.

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

Le 16 juin 2022, la Société a annoncé que 1 044 299 des 11 000 000 d'actions privilégiées de premier rang rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série C (les «actions de série C») avaient été offertes à des fins de conversion, à raison de une pour une, en actions privilégiées de premier rang rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série D (les «actions de série D»), compte tenu de tous les avis de choix.

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

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

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

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

## Mise à jour sur le parc éolien de Kent Hills

Le 2 juin 2022, TransAlta Renewables a annoncé le plan de réfection des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills, ainsi que la conclusion de contrats modifiés et prolongés avec la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick («Énergie NB») visant les unités 1, 2 et 3 du parc éolien de Kent Hills, qui prolongent la durée contractuelle initiale de 10 ans, soit jusqu'en décembre 2045, et réduisent de 10 % les prix contractuels initiaux entre janvier 2023 et décembre 2033. En outre, les deux parties ont convenu de collaborer de bonne foi à l'évaluation de l'installation d'un système de stockage d'énergie à batteries à Kent Hills et d'envisager le rééquipement éventuel de Kent Hills à la fin de sa vie, en 2045. La Société a également obtenu une renonciation au titre des obligations sans recours du parc éolien de Kent Hills (les «obligations de Kent Hills») auprès des porteurs d'obligations et a conclu avec eux un acte de fiducie complémentaire afin de faciliter la réfection des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills. Pour plus de précisions, se reporter aux rubriques «Énergie éolienne et énergie solaire» et «Capital financier» du présent rapport de gestion.

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

Le 24 mai 2022, la Bourse de Toronto («TSX») a accepté l'avis déposé par la Société en vue de renouveler son offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités («OPRA») pour une partie de ses actions ordinaires. Dans le cadre de l'OPRA, TransAlta peut racheter jusqu'à concurrence de 14 000 000 d'actions ordinaires, soit environ 7,16 % du flottant au 17 mai 2022. Aux termes de l'OPRA, les actions peuvent être rachetées sur le marché libre à la Bourse de Toronto ainsi que sur toute autre plateforme de négociation canadienne sur laquelle les actions ordinaires sont négociées, au cours en vigueur. Les actions ordinaires rachetées dans le cadre de l'OPRA seront annulées. La période au cours de laquelle TransAlta est autorisée à effectuer des rachats dans le cadre de l'OPRA a commencé le 31 mai 2022 et se termine le 30 mai 2023, ou à toute date antérieure à laquelle le nombre maximal d'actions ordinaires aura été racheté en vertu de l'OPRA ou à laquelle la Société aura choisi de mettre fin à l'OPRA.

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

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, la Société a racheté et annulé un total de 2,7 millions d'actions ordinaires à un prix moyen de 12,50 \$ par action ordinaire, pour un coût total de 34 millions de dollars.

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

Le 3 mai 2022, TransAlta Renewables a exercé son option lui permettant d'acquérir une participation financière dans l'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith, en Australie-Occidentale, afin de soutenir les activités d'exploitation de BHP Nickel West («BHP») dans le nord de la région de Goldfields. Il est estimé que le coût total de la construction se situe entre 50 millions de dollars australiens et 53 millions de dollars australiens. Southern Cross Energy, filiale de la Société, a conclu un contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction en vue de l'expansion. Le projet est aménagé aux termes du CAÉ existant avec BHP, d'une durée de 15 ans. Il devrait être achevé au deuxième semestre de 2023 et générer un BAIIA ajusté annuel se situant entre 6 millions de dollars australiens et 7 millions de dollars australiens. Le projet facilitera la connexion d'une capacité de production supplémentaire à notre réseau afin de soutenir les activités de BHP et d'accroître sa compétitivité à titre de fournisseur de nickel à faible émission de carbone.

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

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

### Placement dans Energy Impact Partners («EIP»)

Au deuxième trimestre de 2022, la Société s'est engagée à investir 25 millions de dollars américains au cours des quatre prochaines années dans le Deep Decarbonization Frontier Fund 1 d'EIP (le «Fonds Frontier»). En mai 2022, la Société a investi 6 millions de dollars américains. Le placement de la Société dans le Fonds Frontier lui permet d'investir dans des technologies émergentes à partir d'un portefeuille et lui donne l'occasion de repérer, de tester, de commercialiser et de proposer de nouvelles technologies qui faciliteront la transition vers la carboneutralité.

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

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

### Rehaussement de la note attribuée par MSCI au regard des questions environnementales, sociales et de gouvernance («ESG»)

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

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

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

Se reporter aux états financiers consolidés annuels audités de 2021 de notre rapport intégré annuel du même exercice et à nos états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 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 par secteur et informations géographiques complémentaires

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

Trois mois clos le 30 septembre 2022	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz <sup>1</sup>	Transition énergétique <sup>2</sup>	Commercialisation de l'énergie	Siège social et autres	Total
<b>Alberta</b>	239	14	139	(6)	53	(31)	408
<b>Canada, sans l'Alberta</b>	6	14	21	—	—	—	41
<b>États-Unis</b>	—	14	2	57	—	—	73
<b>Australie</b>	—	—	33	—	—	—	33
<b>BAIIA ajusté<sup>3</sup></b>	<b>245</b>	<b>42</b>	<b>195</b>	<b>51</b>	<b>53</b>	<b>(31)</b>	<b>555</b>
<b>Résultat avant impôts sur le résultat</b>							<b>126</b>

Trois mois clos le 30 septembre 2021	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz <sup>1</sup>	Transition énergétique <sup>2</sup>	Commercialisation de l'énergie	Siège social et autres	Total
Alberta	78	21	94	18	79	(24)	266
Canada, sans l'Alberta	4	21	22	—	—	—	47
États-Unis	—	13	3	37	—	—	53
Australie	—	—	36	—	—	—	36
BAIIA ajusté <sup>3</sup>	82	55	155	55	79	(24)	402
Résultat avant impôts sur le résultat							(441)

Neuf mois clos le 30 septembre 2022	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz <sup>1</sup>	Transition énergétique <sup>2</sup>	Commercialisation de l'énergie	Siège social et autres	Total
<b>Alberta</b>	382	85	194	(12)	120	(72)	697
<b>Canada, sans l'Alberta</b>	12	70	64	—	—	—	146
<b>États-Unis</b>	—	64	6	79	—	—	149
<b>Australie</b>	—	—	101	—	—	—	101
<b>BAIIA ajusté<sup>3</sup></b>	<b>394</b>	<b>219</b>	<b>365</b>	<b>67</b>	<b>120</b>	<b>(72)</b>	<b>1 093</b>
<b>Résultat avant impôts sur le résultat</b>							<b>346</b>

Neuf mois clos le 30 septembre 2021	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz <sup>1</sup>	Transition énergétique <sup>2</sup>	Commercialisation de l'énergie	Siège social et autres	Total
Alberta	245	41	227	33	177	(56)	667
Canada, sans l'Alberta	10	92	51	—	—	—	153
États-Unis	—	53	8	63	—	—	124
Australie	—	—	99	—	—	—	99
BAIIA ajusté <sup>3</sup>	255	186	385	96	177	(56)	1 043
Résultat avant impôts sur le résultat							(348)

1) Le secteur Gaz comprend les secteurs auparavant connus sous les noms de Gaz en Australie et Gaz en Amérique du Nord, ainsi que les actifs alimentés au charbon convertis au gaz du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

2) Le secteur Transition énergétique comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia, ainsi que les actifs alimentés au charbon non convertis au gaz et les actifs miniers du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta. L'unité 1 de la centrale de Keepphills a été mise hors service le 31 décembre 2021 et l'unité 4 de la centrale de Sundance, le 31 mars 2022.

3) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS. La présentation 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 pour plus de précisions.

## Portefeuille de centrales électriques en Alberta

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 à 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. Il nous fournit également des capacités qui peuvent être monétisées sous forme de services auxiliaires ou être utilisées sur le marché de l'énergie en période de pénurie d'approvisionnement. Une partie de la capacité de production installée du portefeuille a été couverte de façon à garantir les flux de trésorerie.

La production d'énergie en Alberta est soumise aux forces du marché, plutôt qu'à la réglementation des tarifs. L'énergie provenant de la production commerciale est négociée par l'intermédiaire d'un marché de gros de l'électricité. L'énergie est répartie selon des critères économiques au mérite administrés par l'Alberta Electric System Operator (l'«AESO»), en fonction des offres de vente d'énergie 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'énergie.

Trois mois clos les 30 septembre	2022					2021				
	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) <sup>1</sup>	<b>614</b>	<b>259</b>	<b>1 993</b>	<b>—</b>	<b>2 866</b>	513	259	2 025	600	3 397
Production visée par des contrats (GWh)	<b>4</b>	<b>111</b>	<b>127</b>	<b>—</b>	<b>242</b>	—	55	117	—	172
Production marchande (GWh)	<b>610</b>	<b>148</b>	<b>1 866</b>	<b>—</b>	<b>2 624</b>	513	204	1 908	600	3 225
Produits des activités ordinaires <sup>2</sup>	<b>256</b>	<b>25</b>	<b>290</b>	<b>(2)</b>	<b>569</b>	90	29	205	59	383
Coûts du combustible et des achats d'électricité <sup>3</sup>	<b>6</b>	<b>3</b>	<b>110</b>	<b>—</b>	<b>119</b>	3	2	68	17	90
Coûts de conformité liés au carbone	<b>—</b>	<b>1</b>	<b>23</b>	<b>2</b>	<b>26</b>	—	—	27	15	42
Marge brute	<b>250</b>	<b>21</b>	<b>157</b>	<b>(4)</b>	<b>424</b>	87	27	110	27	251

Neuf mois clos les 30 septembre	2022					2021				
	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) <sup>1</sup>	<b>1 356</b>	<b>1 211</b>	<b>5 537</b>	<b>19</b>	<b>8 123</b>	1 263	819	5 953	1 416	9 451
Production visée par des contrats (GWh)	<b>4</b>	<b>433</b>	<b>385</b>	<b>—</b>	<b>822</b>	—	108	367	—	475
Production marchande (GWh)	<b>1 352</b>	<b>778</b>	<b>5 152</b>	<b>19</b>	<b>7 301</b>	1 263	711	5 586	1 416	8 976
Produits des activités ordinaires <sup>2</sup>	<b>426</b>	<b>109</b>	<b>588</b>	<b>5</b>	<b>1 128</b>	282	64	544	149	1 039
Coûts du combustible et des achats d'électricité <sup>3</sup>	<b>14</b>	<b>12</b>	<b>294</b>	<b>5</b>	<b>325</b>	5	5	187	48	245
Coûts de conformité liés au carbone	<b>—</b>	<b>1</b>	<b>47</b>	<b>(1)</b>	<b>47</b>	—	—	87	35	122
Marge brute	<b>412</b>	<b>96</b>	<b>247</b>	<b>1</b>	<b>756</b>	277	59	270	66	672

<sup>1)</sup> Au cours des périodes précédentes, les unités des secteurs Gaz et Transition énergétique fonctionnaient au charbon. L'unité 1 de la centrale de Keephills a été mise hors service le 31 décembre 2021 et l'unité 4 de la centrale de Sundance, le 31 mars 2022.

<sup>2)</sup> Les ajustements des produits des activités ordinaires comprennent l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché et les profits ou pertes réalisés sur les positions de change dénouées.

<sup>3)</sup> Les ajustements des coûts du combustible et des achats d'électricité tiennent compte de l'incidence de la dotation aux amortissements de la mine de charbon et de la réduction de valeur des stocks de charbon à la mine de Highvale en 2021.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022, le portefeuille de centrales électriques en Alberta a produit respectivement 2 866 GWh et 8 123 GWh, une baisse respectivement de 531 GWh et 1 328 GWh par rapport à la production des périodes correspondantes de 2021. La production a subi l'incidence de la mise hors service de l'unité 1 de Keephills le 31 décembre 2021 et de l'unité 4 de Sundance le 31 mars 2022, de l'optimisation de la répartition et de la baisse des ressources éoliennes au cours de la période de trois mois, le tout en partie compensé par l'augmentation de la production résultant de l'ajout du parc éolien Windrise mis en service au quatrième trimestre de 2021. La production au cours de la période de trois mois close le 30 septembre 2022 a été favorisée par une augmentation des ressources hydriques résultant d'un retard de la crue printanière.

La marge brute pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 s'est élevée respectivement à 424 millions de dollars et 756 millions de dollars, soit une augmentation respectivement de 173 millions de dollars et 84 millions de dollars par rapport à celle des périodes correspondantes de 2021. La marge brute pour la période de trois mois close le 30 septembre 2022 a profité de la hausse des prix marchands attribuable à la forte demande liée aux conditions météorologiques, à l'augmentation des prix du gaz naturel et à la hausse des prix de l'électricité sur les marchés limitrophes par rapport à 2021. Les produits tirés de l'énergie et des services auxiliaires du secteur Hydroélectricité ont augmenté en raison de la hausse des prix de l'électricité et de la volatilité du marché. La marge brute pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 a profité d'une forte demande liée aux conditions météorologiques, en partie contrebalancée par un marché mieux approvisionné. Les résultats des secteurs Gaz et Transition énergétique ont subi l'incidence de la baisse de la production attribuable à la mise hors service d'unités et à l'optimisation accrue de la répartition en réponse à la baisse de la consommation spécifique de chaleur sur le marché et à la hausse des prix du gaz.

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2022	2021	2022	2021
Prix moyen de l'électricité au comptant par MWh	<b>221 \$</b>	100 \$	<b>145 \$</b>	100 \$
Prix du gaz naturel (AECO) par GJ	<b>4,04 \$</b>	3,29 \$	<b>5,14 \$</b>	3,04 \$
Coûts de conformité liés au carbone par tonne	<b>50 \$</b>	40 \$	<b>50 \$</b>	40 \$
Prix marchand de l'électricité réalisé par MWh <sup>1</sup>	<b>253 \$</b>	113 \$	<b>164 \$</b>	112 \$
Prix de l'électricité au comptant par MWh, énergie hydroélectrique	<b>246 \$</b>	110 \$	<b>177 \$</b>	116 \$
Prix au comptant par MWh, services auxiliaires des centrales hydroélectriques	<b>128 \$</b>	47 \$	<b>74 \$</b>	58 \$
Prix de l'électricité au comptant par MWh, énergie éolienne	<b>136 \$</b>	73 \$	<b>86 \$</b>	58 \$
Prix de l'électricité au comptant par MWh, secteurs Gaz et Transition énergétique	<b>264 \$</b>	121 \$	<b>171 \$</b>	115 \$
Volumes couverts <sup>2</sup>	<b>1 681</b>	1 863	<b>5 320</b>	5 158
Prix moyen de l'électricité couvert par MWh	<b>80 \$</b>	76 \$	<b>79 \$</b>	67 \$
Coûts du combustible et des achats d'électricité par MWh <sup>3</sup>	<b>60 \$</b>	34 \$	<b>58 \$</b>	33 \$
Coûts de conformité liés au carbone par MWh <sup>3</sup>	<b>13 \$</b>	16 \$	<b>8 \$</b>	17 \$

*1) Le prix de l'électricité 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 prévus, 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 tiennent compte de l'utilisation de crédits de conformité pour régler une partie des obligations liées à la tarification du carbone relativement aux émissions de GES.*

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022, le prix de l'électricité au comptant a augmenté pour atteindre respectivement 221 \$ par MWh et 145 \$ par MWh, comparativement à 100 \$ par MWh pour les deux périodes correspondantes de 2021.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022, le prix marchand de l'électricité réalisé par MWh de production a augmenté respectivement de 140 \$ par MWh et 52 \$ par MWh comparativement à celui des périodes correspondantes de 2021. La hausse du prix marchand de l'électricité réalisé à l'échelle du portefeuille s'explique par une augmentation des prix du marché, une volatilité accrue des prix et l'optimisation de notre capacité disponible pour tous les types de sources d'énergie. Les prix au comptant par secteur ne tiennent pas compte des profits et des pertes découlant des positions de couverture conclues dans le but d'atténuer l'incidence des prix du marché défavorables.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022, le prix de l'électricité au comptant des services auxiliaires du secteur Hydroélectricité a augmenté par rapport à celui des périodes correspondantes de 2021 pour s'élever respectivement à 128 \$ et 74 \$ par MWh, en raison de l'augmentation des prix de l'électricité liée principalement à la hausse des prix du gaz naturel et à une plus forte demande liée aux conditions météorologiques par rapport aux périodes correspondantes de 2021.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022, les coûts du combustible et des achats d'électricité par MWh de production ont augmenté respectivement de 26 \$ par MWh et 25 \$ par MWh par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2021, en raison de la hausse des prix du gaz naturel et de l'augmentation des coûts de transport du gaz à prix fixe, contrebalancées en partie par nos positions de couverture pour les prix du gaz et la diminution des coûts liés au carbone du fait de la fin des activités d'exploitation minière en 2021.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022, les coûts de conformité liés au carbone par MWh de production ont diminué respectivement de 3 \$ par MWh et 9 \$ par MWh en comparaison de ceux des périodes correspondantes de 2021, en raison principalement de la baisse des émissions de carbone résultant de la mise hors service de notre portefeuille de centrales alimentées au charbon et de l'utilisation de crédits de conformité pour régler une partie des obligations liées à la tarification du carbone relativement aux émissions de GES de 2021. Les coûts de conformité liés au carbone ont augmenté, pour passer de 40 \$ par tonne à 50 \$ par tonne; toutefois, la conversion à la production alimentée au gaz a en réalité réduit nos coûts de conformité liés aux émissions de GES, la combustion du gaz naturel produisant moins d'émissions de GES que la combustion du charbon.

## Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels

### Changements apportés à la structure d'information sectorielle

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. Compte tenu de l'achèvement du plan de transition vers l'énergie propre et de l'annonce de notre orientation stratégique axée sur la production d'énergie renouvelable centrée sur le client, la Société a réorganisé ses secteurs opérationnels existants au cours du quatrième trimestre de 2021 afin qu'ils soient plus en phase avec son orientation stratégique actuelle et son plan de croissance de l'électricité propre. Les changements apportés à la structure de l'information sectorielle reflètent un changement analogue dans la manière dont le président et chef de la direction évalue le rendement de la Société.

Les principaux changements en 2021 comprenaient l'abolition des secteurs Énergie thermique en Alberta et Centralia, et la réorganisation des secteurs Gaz en Amérique du Nord et Gaz en Australie, qui forment maintenant un nouveau secteur «Gaz». Les centrales thermiques en Alberta converties au gaz sont incluses dans le secteur Gaz. Les actifs restants qui étaient antérieurement inclus dans le secteur Énergie thermique en Alberta, notamment les actifs miniers, les centrales non converties au gaz et l'unité restante de Centralia, sont maintenant inclus dans un nouveau secteur, «Transition énergétique». Aucune modification n'a été apportée aux secteurs Hydroélectricité, Énergie éolienne et énergie solaire, Commercialisation de l'énergie ou Siège social et autres. Les mesures de l'exercice précédent ont été retraitées pour tenir compte du réaligement des secteurs opérationnels.



## Résultats consolidés

Le tableau suivant présente le sommaire de la production et des informations financières sur une base consolidée pour chacun de nos secteurs :

Trois mois clos les 30 septembre	Production moyenne à long terme (GWh) <sup>1</sup>		Production réelle (GWh) <sup>2</sup>		BAIIA ajusté <sup>3</sup>	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Hydroélectricité	617	617	738	611	245	82
Énergie éolienne et énergie solaire	930	783	685	718	42	55
Énergies renouvelables	1 547	1 400	1 423	1 329	287	137
Gaz			2 842	2 913	195	155
Transition énergétique			1 167	1 811	51	55
Commercialisation de l'énergie					53	79
Siège social					(31)	(24)
Total			5 432	6 053	555	402
Résultat total avant impôts sur le résultat					126	(441)

Neuf mois clos les 30 septembre	Production moyenne à long terme (GWh) <sup>1</sup>		Production réelle (GWh) <sup>2</sup>		BAIIA ajusté <sup>3</sup>	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Hydroélectricité	1 592	1 592	1 644	1 525	394	255
Énergie éolienne et énergie solaire	3 451	2 860	3 026	2 675	219	186
Énergies renouvelables	5 043	4 452	4 670	4 200	613	441
Gaz			8 073	8 370	365	385
Transition énergétique			2 510	3 712	67	96
Commercialisation de l'énergie					120	177
Siège social					(72)	(56)
Total			15 253	16 282	1 093	1 043
Résultat total avant impôts sur le résultat					346	(348)

1) La production moyenne à long terme (GWh) est calculée en fonction de notre portefeuille au 30 septembre 2022, sur une base annualisée, au moyen du rendement énergétique annuel moyen prévu selon notre modèle de simulation et reposant sur des données historiques sur une période généralement de 30 à 35 ans pour le secteur Énergie éolienne et énergie solaire et de 36 ans pour le secteur Hydroélectricité. La production moyenne à long terme (GWh) des centrales du secteur Transition énergétique n'est pas prise en compte, car nous sommes actuellement dans une phase visant la transition de toutes les unités d'ici la fin de 2025, et la production moyenne à long terme (GWh) du secteur Gaz n'est pas prise en compte, puisqu'elle est largement tributaire de la conjoncture du marché et de la demande marchande. La production moyenne à long terme (GWh) pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022, compte non tenu des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills qui ne sont actuellement pas en service, s'établit respectivement à environ 846 GWh et 3 176 GWh.

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

3) 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.

## Hydroélectricité

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2022	2021	2022	2021
<b>Capacité installée brute (MW)</b>	<b>925</b>	925	<b>925</b>	925
<b>Production moyenne à long terme (GWh)</b>	<b>617</b>	617	<b>1 592</b>	1 592
<b>Disponibilité (%)</b>	<b>97,7</b>	90,3	<b>96,6</b>	91,8
Production visée par des contrats (GWh)	<b>125</b>	98	<b>292</b>	262
Production marchande (GWh)	<b>613</b>	513	<b>1 352</b>	1 263
<b>Total de la production d'énergie (GWh)</b>	<b>738</b>	611	<b>1 644</b>	1 525
Volumes des services auxiliaires (GWh) <sup>1</sup>	<b>797</b>	657	<b>2 324</b>	2 155
Actifs hydroélectriques en Alberta <sup>2</sup>	<b>151</b>	54	<b>240</b>	145
Autres actifs hydroélectriques et autres produits des activités ordinaires <sup>2,3</sup>	<b>12</b>	12	<b>34</b>	32
Actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires <sup>1</sup>	<b>102</b>	30	<b>172</b>	125
Produits tirés des attributs environnementaux	—	—	<b>1</b>	1
Total des produits des activités ordinaires bruts	<b>265</b>	96	<b>447</b>	303
Païement lié aux CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta, montant net <sup>4</sup>	—	—	—	(4)
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>265</b>	96	<b>447</b>	299
Coûts du combustible et des achats d'électricité <sup>5</sup>	<b>7</b>	4	<b>17</b>	13
<b>Marge brute</b>	<b>258</b>	92	<b>430</b>	286
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration <sup>5</sup>	<b>12</b>	10	<b>33</b>	29
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	<b>1</b>	—	<b>3</b>	2
<b>BALIA ajusté</b>	<b>245</b>	82	<b>394</b>	255

**Informations complémentaires :****Produits des activités ordinaires bruts par MWh**

Actifs hydroélectriques en Alberta – Énergie (\$/MWh)	<b>246</b>	110	<b>177</b>	116
Actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires (\$/MWh)	<b>128</b>	46	<b>74</b>	58

**Dépenses d'investissement de maintien**

	<b>8</b>	6	<b>20</b>	18
--	----------	---	-----------	----

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

2) Les actifs hydroélectriques en Alberta comprennent 13 centrales hydroélectriques sur les réseaux de Bow River et de North Saskatchewan River. Les autres centrales 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.

3) 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.

4) Le montant net du paiement lié aux CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta représente les obligations financières de la Société pour les montants notionnels d'énergie et de services auxiliaires conformément aux CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta qui sont venus à échéance le 31 décembre 2020. Le montant pour les premier et deuxième trimestres de 2021 a trait à des ajustements au paiement final aux termes des CAÉ en Alberta.

5) Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, des montants respectivement de 1 million de dollars et 6 millions de dollars liés aux frais de services des centrales pour le secteur Hydroélectricité ont été reclassés du poste Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration au poste Coûts du combustible et des achats d'électricité aux fins de comparaison. Ce reclassement n'a eu aucune incidence sur le résultat net présenté antérieurement.

La disponibilité pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 a augmenté par rapport à celle des périodes correspondantes de 2021, principalement en raison du nombre moins élevé d'interruptions planifiées et non planifiées dans nos actifs hydroélectriques en Alberta.

La production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 a augmenté respectivement de 127 GWh et 119 GWh par rapport à celle des périodes correspondantes de 2021, en raison surtout de l'augmentation des ressources hydriques au cours du troisième trimestre découlant d'une crue printanière tardive.

Les volumes des services auxiliaires pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 ont augmenté respectivement de 140 GWh et 169 GWh par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2021, en raison de l'accroissement de la disponibilité et de l'augmentation des ressources hydriques au cours du troisième trimestre découlant d'une crue printanière tardive.

Le BAIIA ajusté pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 a augmenté respectivement de 163 millions de dollars et 139 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2021, principalement en raison de la hausse des prix marchands et des prix réalisés pour les services auxiliaires sur le marché de l'Alberta, ainsi que de l'augmentation des volumes d'énergie et de services auxiliaires attribuable à l'augmentation des ressources hydriques. Les charges au titre des activités d'exploitation d'entretien et d'administration pour l'exercice sont plus élevées en raison de l'augmentation des primes d'assurance pour la mise à jour de la couverture de la valeur de remplacement. Pour plus de précisions sur les conditions du marché et les prix en Alberta, se reporter à la rubrique «Perspectives financières pour 2022» et à la rubrique «Portefeuille de centrales électriques en Alberta» du présent rapport de gestion.

Les dépenses d'investissement de maintien pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 ont été comparables à celles des périodes correspondantes de 2021.

### Énergie éolienne et énergie solaire

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2022	2021	2022	2021
<b>Capacité installée brute (MW)<sup>1</sup></b>	<b>1 906</b>	1 682	<b>1 906</b>	1 682
<b>Production moyenne à long terme (GWh)</b>	<b>930</b>	783	<b>3 451</b>	2 860
<b>Disponibilité (%)</b>	<b>85,0</b>	94,0	<b>83,1</b>	94,8
Production visée par des contrats (GWh)	<b>537</b>	514	<b>2 247</b>	1 964
Production marchande (GWh)	<b>148</b>	204	<b>779</b>	711
<b>Total de la production d'énergie (GWh)</b>	<b>685</b>	718	<b>3 026</b>	2 675
Produits générés par le secteur Énergie éolienne et énergie solaire	<b>64</b>	62	<b>253</b>	224
Produits tirés des attributs environnementaux	<b>3</b>	14	<b>33</b>	23
<b>Produits des activités ordinaires<sup>2</sup></b>	<b>67</b>	76	<b>286</b>	247
Coûts du combustible et des achats d'électricité	<b>6</b>	4	<b>20</b>	11
Coûts de conformité liés au carbone	<b>—</b>	—	<b>1</b>	—
<b>Marge brute<sup>2</sup></b>	<b>61</b>	72	<b>265</b>	236
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	<b>19</b>	14	<b>50</b>	42
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	<b>1</b>	3	<b>7</b>	8
Autres résultats d'exploitation, montant net <sup>2</sup>	<b>(1)</b>	—	<b>(11)</b>	—
<b>BAIIA ajusté<sup>2</sup></b>	<b>42</b>	55	<b>219</b>	186

#### Informations complémentaires :

<b>Dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>5</b>	4	<b>12</b>	8
<b>Dépenses liées à la réfection des unités du parc éolien de Kent Hills<sup>3</sup></b>	<b>31</b>	—	<b>41</b>	—
<b>Indemnité d'assurance – Kent Hills</b>	<b>—</b>	—	<b>(7)</b>	—

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

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

<sup>3</sup>) 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 les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 a diminué par rapport à celle des périodes correspondantes de 2021, surtout en raison de l'interruption prolongée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills. Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2022, la disponibilité a été entravée par des interruptions planifiées et non planifiées en Ontario. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, la disponibilité a également subi l'incidence de problèmes opérationnels repérés rapidement au parc éolien Windrise.

La production pour la période de trois mois close le 30 septembre 2022 a diminué de 33 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2021, principalement en raison d'une baisse des ressources éoliennes dans toute l'Amérique du Nord due à des températures supérieures à la moyenne et d'une disponibilité moindre, le tout en partie compensé par une production accrue résultant de l'ajout du parc éolien Windrise mis en service et des parcs solaires en Caroline du Nord acquis au quatrième trimestre de 2021.

La production pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 a augmenté de 351 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2021, principalement en raison de l'augmentation de la production résultant de l'ajout du parc éolien Windrise et des parcs solaires en Caroline du Nord, ainsi que de l'augmentation des ressources éoliennes dans toute l'Amérique du Nord, partiellement compensées par la baisse de la production résultant de l'interruption prolongée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills.

Le BAIIA ajusté pour la période de trois mois close le 30 septembre 2022 a diminué de 13 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2021, principalement en raison de la baisse de la production, de la diminution des produits tirés des attributs environnementaux et d'une augmentation des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration découlant de l'ajout du parc éolien Windrise et des parcs solaires en Caroline du Nord. Le tout a été en partie contrebalancé par l'augmentation des prix marchands réalisés en Alberta.

Le BAIIA ajusté pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 a augmenté de 33 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2021, principalement en raison de l'augmentation de la production, de la hausse des prix marchands réalisés en Alberta, de l'augmentation des produits tirés des attributs environnementaux et de la comptabilisation des dommages-intérêts prédéterminés à payer à la Société liés à la disponibilité des éoliennes au parc éolien Windrise. Le tout a été en partie contrebalancé par l'augmentation des tarifs de transport et des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration découlant de l'ajout du parc éolien Windrise et des parcs solaires en Caroline du Nord. Un ajustement favorable ponctuel découlant du règlement relatif aux pertes de réseau établies par l'AESO a été inclus dans la période de neuf mois close le 30 septembre 2021.

Les dépenses d'investissement de maintien pour la période de trois mois close le 30 septembre 2022 ont été comparables à celles de la période correspondante de 2021. Les dépenses d'investissement de maintien pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 ont augmenté de 4 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2021 en raison des dépenses d'investissement de maintien ponctuelles dans les systèmes de contrôle du vent en 2022.

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 (en présumant que 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<sup>1</sup>. 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.

Kent Hills Wind LP («KHLP») a conclu des ententes avec des fournisseurs en vue d'achever la réfection des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills et a amorcé la mise en œuvre de son plan de réfection. Les dépenses d'investissement sont maintenant estimées à environ 120 millions de dollars, ce qui comprend une indemnité d'assurance. La réfection des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills est bien avancée, y compris le démontage des éoliennes et la démolition des fondations. Au cours du troisième trimestre de 2022, plus de

<sup>1</sup> La perte de production des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills est fondée sur l'historique de production d'énergie éolienne moyenne.

la moitié des tours ont été entièrement démontées, y compris les fondations, qui ont été retirées. La construction des nouvelles fondations a commencé, les premières coulées de béton ont été effectuées et les nouvelles composantes d'éoliennes ont été livrées pour remplacer celles qui ont été endommagées. La réfection des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills devrait être achevée au deuxième semestre de 2023.

La Société évalue activement les options à sa disposition pour recouvrer les coûts de réfection auprès de tiers et de leurs assureurs et entend poursuivre ses réclamations pour recouvrer les coûts et les dommages connexes auprès de ces parties.

## Gaz

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2022	2021	2022	2021
<b>Capacité installée brute (MW)</b>	<b>3 084</b>	3 084	<b>3 084</b>	3 084
<b>Disponibilité (%)</b>	<b>97,8</b>	88,0	<b>95,2</b>	85,6
Production visée par des contrats (GWh)	<b>887</b>	900	<b>2 657</b>	2 665
Production marchande (GWh)	<b>1 974</b>	2 038	<b>5 460</b>	5 834
Achats d'électricité (GWh)	<b>(19)</b>	(25)	<b>(44)</b>	(129)
<b>Total de la production (GWh)</b>	<b>2 842</b>	2 913	<b>8 073</b>	8 370
<b>Produits des activités ordinaires<sup>1</sup></b>	<b>431</b>	326	<b>984</b>	862
Coûts du combustible et des achats d'électricité <sup>1</sup>	<b>166</b>	102	<b>442</b>	265
Coûts de conformité liés au carbone	<b>26</b>	33	<b>56</b>	104
<b>Marge brute<sup>1</sup></b>	<b>239</b>	191	<b>486</b>	493
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration <sup>1</sup>	<b>49</b>	42	<b>138</b>	127
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	<b>5</b>	4	<b>13</b>	11
Autres résultats d'exploitation, montant net	<b>(10)</b>	(10)	<b>(30)</b>	(30)
<b>BALIA ajusté<sup>1</sup></b>	<b>195</b>	155	<b>365</b>	385

### Informations complémentaires :

<b>Dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>8</b>	31	<b>16</b>	97
--	----------	----	-----------	----

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

Le secteur Gaz est un nouveau secteur comme il est décrit à la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» du présent rapport de gestion. Le secteur Gaz comprend les anciens secteurs Gaz en Amérique du Nord et Gaz en Australie, ainsi que les centrales de l'ancien secteur Énergie thermique en Alberta qui ont été converties au gaz. Les centrales de l'ancien secteur Énergie thermique en Alberta comprises dans le secteur Gaz comprennent les unités 1 et 2 de la centrale de Sheerness, les unités 2 et 3 de la centrale de Keephills et l'unité 6 de la centrale de Sundance. Les montants des périodes précédentes ont été ajustés pour permettre leur comparaison avec ceux de la période considérée et pour refléter les activités des unités alors alimentées au charbon.

La disponibilité pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 a augmenté par rapport à celle des périodes correspondantes de 2021, principalement en raison de la fiabilité supérieure des unités converties au gaz par rapport aux unités alimentées au charbon.

La production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 a diminué respectivement de 71 GWh et 297 GWh par rapport à celle des périodes correspondantes de 2021, principalement en raison de l'optimisation de la répartition de nos actifs en Alberta et de la baisse de la demande des clients en Ontario à la suite d'une interruption de service, le tout en partie compensé par une demande plus élevée en Australie à la centrale de South Hedland en raison du contrat avec Fortescue Metals Group Ltd. et par une production plus élevée à la centrale de cogénération Ada. La production pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 a bénéficié de la demande marchande accrue en Ontario.

Le BAIIA ajusté pour la période de trois mois close le 30 septembre 2022 a augmenté de 40 millions de dollars en regard de celui de la période correspondante de 2021. Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse des prix marchands en Alberta, déduction faite des opérations de couverture, à la baisse des coûts du carbone et à une variation favorable des provisions pour procédures judiciaires, le tout en partie contrebalancé par une baisse de la production, une hausse des prix du gaz naturel et une augmentation de la consommation de gaz naturel. La baisse des coûts du carbone et l'augmentation de la consommation de gaz naturel au cours de la période sont le résultat de l'abandon de l'exploitation au charbon.

Le BAIIA ajusté pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 a diminué de 20 millions de dollars en regard de celui de la période correspondante de 2021. Cette diminution est principalement attribuable à la baisse de la production, à la hausse des prix du gaz naturel et à l'augmentation des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration en raison de la hausse des montants à payer au titre des plans incitatifs reflétant le rendement de la Société et des charges d'exploitation générales, le tout en partie compensé par la baisse des coûts de conformité liés au carbone et la hausse des prix marchands en Alberta, déduction faite des opérations de couverture. Les coûts de conformité liés au carbone ont diminué en raison de la réduction des émissions de GES, de la baisse de la production et de l'utilisation des crédits de conformité pour régler une partie de l'obligation liée aux émissions de GES, le tout en partie contrebalancé par une augmentation du prix du carbone par tonne. La réduction des émissions de GES est le résultat direct du recours exclusif au gaz naturel plutôt qu'au charbon dans le cadre des activités d'exploitation en Alberta, ce qui a entraîné des variations de la proportion de combustibles utilisés. Le BAIIA ajusté pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 avait également été touché par les interruptions non planifiées de fourniture de vapeur à court terme à la centrale de cogénération de Sarnia survenues en 2021. Se reporter à la rubrique «Portefeuille de centrales électriques en Alberta» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Les dépenses d'investissement de maintien pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 ont diminué respectivement de 23 millions de dollars et 81 millions de dollars par rapport à celles des périodes correspondantes de 2021, ce qui s'explique principalement par les conversions du charbon au gaz achevées en 2021.

## Transition énergétique

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2022	2021	2022	2021
<b>Capacité installée brute (MW)<sup>1</sup></b>	<b>671</b>	1 876	<b>671</b>	1 876
<b>Disponibilité (%)</b>	<b>96,6</b>	85,6	<b>77,4</b>	76,1
Disponibilité ajustée (%) <sup>2</sup>	<b>96,6</b>	85,6	<b>79,8</b>	80,8
Volume des ventes contractuelles (GWh)	<b>839</b>	839	<b>2 489</b>	2 490
Volume des ventes marchandes (GWh)	<b>1 251</b>	1 898	<b>2 780</b>	3 960
Achats d'électricité (GWh)	<b>(923)</b>	(926)	<b>(2 759)</b>	(2 738)
<b>Total de la production (GWh)</b>	<b>1 167</b>	1 811	<b>2 510</b>	3 712
<b>Produits des activités ordinaires<sup>3</sup></b>	<b>237</b>	229	<b>450</b>	498
Coûts du combustible et des achats d'électricité <sup>3</sup>	<b>167</b>	137	<b>332</b>	295
Coûts de conformité liés au carbone	<b>2</b>	14	<b>(1)</b>	35
<b>Marge brute<sup>3</sup></b>	<b>68</b>	78	<b>119</b>	168
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration <sup>3</sup>	<b>17</b>	23	<b>50</b>	69
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	—	1	<b>2</b>	5
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	(1)	—	(2)
<b>BALIA ajusté<sup>3</sup></b>	<b>51</b>	55	<b>67</b>	96

### Informations complémentaires :

<b>Dépenses de remise en état de la mine de Highvale</b>	<b>2</b>	2	<b>7</b>	4
<b>Dépenses de remise en état de la mine de Centralia</b>	<b>4</b>	4	<b>11</b>	8
<b>Dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>2</b>	—	<b>18</b>	13

<sup>1)</sup> La capacité installée brute pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 ne tient pas compte de l'unité 1 de la centrale de Keephills (395 MW mis hors service le 31 décembre 2021), de l'unité 5 de la centrale de Sundance (406 MW mis hors service le 7<sup>o</sup> novembre 2021) ni de l'unité 4 de la centrale de Sundance (406 MW mis hors service le 31 mars 2022).

<sup>2)</sup> Ajustée pour tenir compte de l'optimisation de la répartition.

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

Le secteur Transition énergétique est un nouveau secteur comme il est décrit à la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» du présent rapport de gestion. Le secteur Transition énergétique comprend l'ancien secteur Centralia, les actifs miniers et les centrales de l'ancien secteur Énergie thermique en Alberta qui n'ont pas été converties au gaz. Les centrales de l'ancien secteur Énergie thermique en Alberta comprises dans le secteur Transition énergétique comprennent l'unité 1 de la centrale de Keephills et l'unité 4 de la centrale de Sundance. Les deux unités ont été mises hors service. Les montants des périodes précédentes ont été ajustés pour permettre leur comparaison avec ceux de la période considérée.

La disponibilité ajustée pour la période de trois mois close le 30 septembre 2022 a augmenté par rapport à celle de la période correspondante de 2021, surtout en raison de la diminution du nombre d'interruptions non planifiées à l'unité 2 de la centrale de Centralia. La disponibilité ajustée pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 a diminué en raison essentiellement de la mise hors service de l'unité 4 de la centrale de Sundance et de l'unité 1 de la centrale de Keephills, contrebalancée en partie par la diminution du nombre d'interruptions planifiées et non planifiées à l'unité 2 de la centrale de Centralia.

La production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 a diminué respectivement de 644 GWh et 1 202 GWh par rapport à celle des périodes correspondantes de 2021, en raison essentiellement de la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Keephills et de l'unité 4 de la centrale de Sundance, ainsi que de la répartition économique plus élevée à l'unité 2 de la centrale de Centralia. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, la diminution de la production a été en partie compensée par une augmentation de la production découlant d'une plus grande disponibilité à l'unité 2 de la centrale de Centralia.

Le BAIIA ajusté pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 a diminué respectivement de 4 millions de dollars et 29 millions de dollars en regard de celui des périodes correspondantes de 2021. La diminution s'explique principalement par la baisse de la production et la hausse des coûts des achats d'électricité engagés du fait de la hausse des prix de l'électricité pendant les interruptions à l'unité 2 de Centralia en 2022, le tout en partie contrebalancé par la hausse des prix marchands à la centrale de Centralia et la diminution des coûts liés au carbone en Alberta. Les coûts liés au carbone ont diminué, les centrales en Alberta n'étant plus alimentées au charbon et ayant été mises hors service. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, la Société a utilisé des crédits d'émission de 0,5 million de tonnes pour régler l'obligation de conformité liée au carbone de 2021, de sorte que les coûts de conformité liés au carbone ont diminué de 5 millions de dollars.

Les dépenses de remise en état des mines de Highvale et de Centralia pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 ont augmenté comparativement à celles des périodes correspondantes de 2021 en raison de l'avancement des activités de remise en état.

Les dépenses d'investissement de maintien pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 ont augmenté respectivement de 2 millions de dollars et 5 millions de dollars par rapport à celles des périodes correspondantes de 2021, du fait essentiellement de travaux d'entretien d'envergure à l'unité 2 de Centralia.

## Commercialisation de l'énergie

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2022	2021	2022	2021
<b>Produits des activités ordinaires<sup>1</sup></b>	<b>62</b>	93	<b>143</b>	208
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	<b>9</b>	14	<b>23</b>	31
<b>BAIIA ajusté<sup>1</sup></b>	<b>53</b>	79	<b>120</b>	177

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

Le BAIIA ajusté pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 a diminué respectivement de 26 millions de dollars et 57 millions de dollars en regard de celui des périodes correspondantes de 2021. La diminution pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 a 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 nord-américains, mais elle a été inférieure à celle de 2021 compte tenu des résultats exceptionnels affichés aux périodes correspondantes de l'exercice précédent. La Société a été en mesure de tirer parti de la volatilité à court terme sur les marchés boursiers, sans modifier de manière significative le profil de risque de l'unité fonctionnelle.



## Siège social

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2022	2021	2022	2021
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	30	23	71	55
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	1	1
<b>BAlIA ajusté</b>	<b>(31)</b>	(24)	<b>(72)</b>	(56)
<b>BAlIA ajusté</b>	<b>(31)</b>	(24)	<b>(72)</b>	(56)
(Profits) pertes réalisés sur le swap sur rendement total	(1)	1	—	(4)
Fonds reçus au titre de la SSUC	—	—	—	(8)
Fonds reçus au titre de la SSUC utilisés en soutien à la création d'emplois supplémentaires	1	1	4	2
<b>BAlIA ajusté, compte non tenu de l'incidence du swap sur rendement total et de la SSUC</b>	<b>(31)</b>	(22)	<b>(68)</b>	(66)
<b>Informations complémentaires :</b>				
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>4</b>	3	<b>9</b>	8

Le BAlIA ajusté pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 a diminué respectivement de 7 millions de dollars et 16 millions de dollars en regard de celui des périodes correspondantes de 2021. La diminution s'explique principalement par la hausse des coûts des entrepreneurs, l'augmentation des montants à payer au titre des plans incitatifs reflétant le rendement de la Société et l'accroissement des charges d'exploitation générales. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, le BAlIA ajusté avait bénéficié des fonds reçus au titre de la SSUC et des profits réalisés sur le swap sur rendement total.

Les dépenses d'investissement de maintien pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 ont été comparables à celles des périodes correspondantes de 2021.

## Principales informations trimestrielles

Nos résultats sont à caractère saisonnier en raison de la nature du marché de l'électricité et des coûts du combustible connexes. Les coûts d'entretien sont souvent plus élevés au printemps et à l'automne, lorsque les prix de l'électricité sont censés être inférieurs, alors qu'ils augmentent habituellement pendant les périodes de pointe de l'hiver et de l'été sur nos principaux marchés en raison des charges requises pour le chauffage ou la climatisation. Les marges sont également touchées de manière générale durant le deuxième trimestre en raison du volume de production hydroélectrique provenant de l'écoulement printanier et des précipitations dans le Nord-Ouest Pacifique, qui a une incidence sur la production de notre secteur Centralia. En règle générale, les centrales hydroélectriques produisent la majeure partie de leur électricité et enregistrent la majeure partie de leurs produits au printemps lorsque le niveau des bassins hydrographiques et des rivières commence à monter en raison de la fonte des neiges. À l'opposé, les vents sont historiquement plus forts pendant les mois froids de l'hiver et plus faibles pendant les mois chauds de l'été.

	T4 2021	T1 2022	T2 2022	T3 2022
Produits des activités ordinaires	610	735	458	<b>929</b>
BAIIA ajusté <sup>1,2</sup>	243	259	279	<b>555</b>
Résultat avant impôts sur le résultat	(32)	242	(22)	<b>126</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <sup>3</sup>	54	451	(129)	<b>204</b>
Fonds provenant des activités d'exploitation <sup>1,2</sup>	186	179	220	<b>488</b>
Flux de trésorerie disponibles <sup>1,2</sup>	79	108	145	<b>393</b>
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(78)	186	(80)	<b>61</b>
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué <sup>4</sup>	(0,29)	0,69	(0,30)	<b>0,23</b>
	T4 2020	T1 2021	T2 2021	T3 2021
Produits des activités ordinaires	544	642	619	850
BAIIA ajusté <sup>1,2</sup>	223	322	319	402
Résultat avant impôts sur le résultat	(168)	21	72	(441)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	110	257	80	610
Fonds provenant des activités d'exploitation <sup>1,2</sup>	150	223	267	318
Flux de trésorerie disponibles <sup>1,2</sup>	41	141	155	210
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(167)	(30)	(12)	(456)
Perte nette par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué <sup>4</sup>	(0,61)	(0,11)	(0,04)	(1,68)

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

2) La composition pour le trimestre considéré a été mise à jour et les données des périodes précédentes sont présentées d'une manière conforme à cette composition mise à jour. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

3) Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour le deuxième trimestre de 2022 ont diminué par rapport à ceux des trimestres précédents 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.

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

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

- Interruption prolongée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills qui s'est poursuivie du quatrième trimestre de 2021 au troisième trimestre de 2022
- Échéancier accéléré des flux de trésorerie liés aux frais de démantèlement et changement dans les durées d'utilité comptabilisé au troisième trimestre de 2022
- Comptabilisation d'une indemnité d'assurance de 7 millions de dollars au deuxième trimestre de 2022 pour la tour du parc éolien de Kent Hills qui s'est effondrée
- Comptabilisation de dommages-intérêts prédéterminés à payer à la Société liés à la disponibilité des éoliennes au parc éolien Windrise respectivement de 3 millions de dollars, 7 millions de dollars et 1 million de dollars pour les trois premiers trimestres de 2022
- Coûts liés au carbone moins élevés en 2022 en lien avec l'abandon du charbon et 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
- 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
- Interruption du rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance au troisième trimestre de 2021 et mise hors service de cette unité en 2021
- Profits à la vente du gazoduc Pioneer au deuxième trimestre de 2021 et à 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
- Début de l'exploitation sur une base commerciale des actifs hydroélectriques en Alberta, des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills et de la centrale de Sheerness sur le marché de l'électricité de l'Alberta le 1<sup>er</sup> janvier 2021
- Baisse des produits des activités ordinaires sous l'effet d'une détérioration des conditions de marché en 2020
- Fonds reçus au titre de la SSUC en 2021
- Fermeture accélérée de la mine de Highvale, qui a entraîné la comptabilisation des paiements de redevances futurs restants à titre de contrat déficitaire au troisième trimestre de 2021
- Abandon du charbon par la centrale de Sheerness, qui a donné lieu à la comptabilisation à titre de contrat déficitaire des paiements restants du contrat d'approvisionnement en charbon existant, au quatrième trimestre de 2020
- 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 et au quatrième trimestre de 2020
- Réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux liés au charbon aux deuxième et troisième trimestres de 2021
- Incidence de la mise à jour de la provision estimative au titre du règlement relatif aux pertes de réseau établies par l'AESO au cours du premier trimestre de 2021 et du quatrième trimestre de 2020
- Répercussions des imputations pour dépréciation d'actifs et reprises pour toutes les périodes visées
- Incidence des variations de la provision pour frais de démantèlement d'actifs mis hors service pour toutes les périodes visées
- Fluctuation constante des charges d'impôt exigible et d'impôt différé en fonction du résultat avant impôts sur le résultat d'un trimestre à l'autre. Augmentation de la charge d'impôt différé par rapport à celle de 2021 en raison essentiellement d'une réduction de valeur de l'impôt différé à l'égard d'une partie des activités canadiennes et de pertes de réévaluation à la valeur de marché des instruments de couverture

## Stratégie et capacité de produire des résultats

La stratégie d'entreprise de la Société demeure la même que celle présentée dans le rapport de gestion annuel de 2021.

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

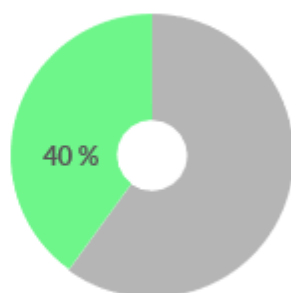
Le fait que la Société se concentre davantage sur la production d'énergie à partir de sources renouvelables et sur les solutions de stockage pour les clients s'explique en grande partie par les politiques mondiales de décarbonation, l'augmentation de la demande et les projections de croissance dans le secteur des énergies renouvelables, notamment pour permettre aux entreprises d'atteindre leurs cibles liées aux questions ESG. Se reporter aux rubriques portant sur les questions ESG de notre rapport de gestion annuel de 2021 pour plus de précisions.

Nous prévoyons que la part du BAIIA ajusté de la Société provenant de sources renouvelables, y compris les énergies hydroélectrique, éolienne et solaire et les technologies de stockage, passera de 35 % en 2020 à environ 70 % d'ici la fin de 2025.

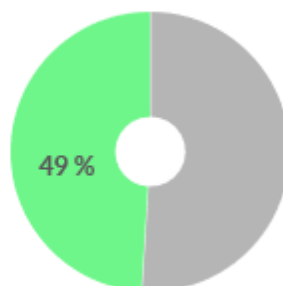
Le 28 septembre 2021, la Société a annoncé ses objectifs stratégiques et un plan de croissance de l'électricité propre sur cinq ans axé sur l'investissement dans des solutions d'énergie propre qui répondent aux besoins de ses clients industriels et entreprises clientes ainsi que des collectivités. Le 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 7 novembre 2022, nous avons réalisé des progrès significatifs vers l'atteinte des cibles du plan de croissance de l'électricité propre.

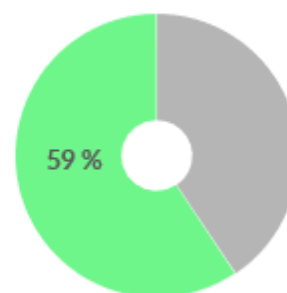
Capacité provenant d'énergies renouvelables ciblée de 2 GW



Investissement ciblé de 3 G\$



BAIIA supplémentaire ciblée de 250 M\$



■ Pourcentage de la cible atteint

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

<b>Objectifs stratégiques</b>			
<b>Objectifs</b>	<b>Cible</b>	<b>Résultats</b>	<b>Commentaires</b>
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 milliards de dollars d'ici la fin de 2025.	En avance	<p>En 2022, la Société a généré une croissance de 200 MW au premier trimestre au moyen du projet de parc éolien Horizon Hill.</p> <p>Nous avons commencé la construction du projet d'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith, en Australie.</p> <p>Nous avons accompli une progression cumulative de 800 MW à l'égard de notre cible.</p>
	Générer un BAIIA annuel moyen supplémentaire de 250 millions de dollars.	En avance	<p>Le projet de parc éolien Horizon Hill ajoutera un BAIIA supplémentaire se situant dans une fourchette de 30 millions de dollars américains à 33 millions de dollars américains et l'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith ajoutera un BAIIA supplémentaire se situant dans une fourchette de 6 millions de dollars australiens à 7 millions de dollars australiens.</p> <p>Nous avons accompli une progression cumulative d'environ 155 millions de dollars à l'égard de notre cible de BAIIA supplémentaire.</p>
	Étendre la filière de développement de la Société en la faisant passer à 5 GW d'ici 2025 pour permettre de doubler le portefeuille d'énergies renouvelables de la Société de 2025 à 2030.	En voie de réalisation	<p>La Société continue d'évaluer les possibilités d'ajouter de nouveaux sites à sa filière de développement. Ces possibilités comprennent des acquisitions de sites individuels aux premiers stades de développement, des petits portefeuilles de projets en développement et la prospection de nouveaux sites. Pour le troisième trimestre de 2022, notre filière de développement d'énergies renouvelables a enregistré une croissance d'environ 553 MW aux États-Unis et au Canada.</p>
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	<p>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 et aux nouveaux placements en Oklahoma, ce qui a permis d'acquérir trois nouveaux clients de première qualité.</p>
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	<p>La Société disposait de liquidités de 2,3 milliards de dollars au 30 septembre 2022.</p> <p>Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, la Société a racheté des actions pour 34 millions de dollars.</p> <p>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<sup>er</sup> janvier 2023.</p>
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	<p>La Société a mis en place une équipe responsable de l'innovation en matière d'énergie en vue d'atteindre ses objectifs dans ce domaine. L'équipe a récemment réalisé un investissement 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 engagée à effectuer un investissement dans le Fonds Frontier d'EIP, qui permet d'investir dans des technologies émergentes axées sur la carboneutralité à partir d'un portefeuille. Au deuxième trimestre de 2022, la Société a réalisé un placement initial de 7 millions de dollars (6 millions de dollars américains).</p>

**Objectifs stratégiques**

<b>Objectifs</b>	<b>Cible</b>	<b>Résultats</b>	<b>Commentaires</b>
Piloter l'élaboration de politiques ESG	Participer activement à l'élaboration de politiques afin de nous assurer que l'électricité que nous fournissons contribue à réduire les émissions, à assurer la fiabilité du réseau et à offrir des prix concurrentiels pour l'énergie afin de permettre aux marchés dans lesquels nous menons nos activités et où nous livrons concurrence de bien évoluer.	En voie de réalisation	La Société communique activement avec le gouvernement du Canada et le gouvernement de l'Alberta concernant le projet fédéral de Règlement sur l'électricité propre. Dans le cadre de ces communications, TransAlta continue de fournir des conseils relativement à la façon de réduire les émissions tout en maintenant la fiabilité et l'abordabilité nécessaires.
Traverser avec succès la pandémie de COVID-19	Continuer de répondre efficacement à la COVID-19 et planifier un retour au bureau sécuritaire.	En voie de réalisation	Nous continuons de surveiller les directives émises par le gouvernement et les autorités régionales de la santé publique dans tous les territoires où nous exerçons nos activités afin de protéger la santé et la sécurité de tous les employés et entrepreneurs au moyen de protocoles de santé et de sécurité.

**Croissance**

Au deuxième trimestre de 2022, la Société a annoncé de nouveaux projets de construction de 200 MW. Nous avons établi notre portefeuille de projets de croissance possibles et continuons à le faire croître. Notre portefeuille comprend 322 MW de projets à un stade de développement avancé ainsi que de 3 321 MW à 4 421 MW de projets aux premiers stades de développement.

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

## Projets en construction

Les projets suivants, qui sont visés par des CAÉ, ont été approuvés par le conseil d'administration et sont en cours de construction. Les projets en construction seront financés au moyen 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.

Projet	Type	Région	MW	Total du projet		Date d'achèvement prévue <sup>1</sup>	Durée du CAÉ <sup>2</sup>	BAIIA annuel moyen <sup>3</sup>	État
				Dépenses estimées	Dépenses engagées à ce jour				
<b>Canada</b>									
Garden Plain <sup>4</sup>	Énergie éolienne	AB	130	190 \$ – 200 \$	151 \$	T4 2022	17	14 \$ – 15 \$	<ul style="list-style-type: none"> <li>Entièrement visé par des contrats</li> <li>Construction en cours</li> <li>Composantes d'éoliennes toutes sur place</li> <li>Érection et mise en service des éoliennes en cours</li> </ul>
<b>États-Unis</b>									
White Rock <sup>5</sup>	Énergie éolienne	OK	300	470 \$ US – 490 \$ US	154 \$ US	S2 2023	—	48 \$ US – 52 \$ US	<ul style="list-style-type: none"> <li>CAÉ à long terme conclus</li> <li>Principaux contrats d'approvisionnement en matériel et contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction conclus</li> <li>Conception détaillée et obtention des permis définitifs en bonne voie</li> <li>Livraisons des composantes d'éoliennes en cours</li> <li>Début de la construction du site</li> <li>Projet en voie d'être achevé dans les délais</li> </ul>
Horizon Hill <sup>5</sup>	Énergie éolienne	OK	200	300 \$ US – 315 \$ US	44 \$ US	S2 2023	—	30 \$ US – 33 \$ US	<ul style="list-style-type: none"> <li>CAÉ à long terme conclu</li> <li>Principaux contrats d'approvisionnement en matériel et contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction conclus</li> <li>Livraisons des composantes d'éoliennes en cours</li> <li>Début de la construction du site</li> <li>Projet en voie d'être achevé dans les délais</li> </ul>
<b>Australie</b>									
Énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields	Énergie solaire hybride	WA	48	69 \$ AU – 73 \$ AU	53 \$ AU	S1 2023	16	9 \$ AU – 10 \$ AU	<ul style="list-style-type: none"> <li>Construction en cours</li> <li>Installation des panneaux solaires en voie d'achèvement</li> <li>Projet en voie d'être achevé au début de 2023</li> </ul>
Projet d'expansion de 132 kV à Mount Keith	Transport	WA	s. o.	50 \$ AU – 53 \$ AU	10 \$ AU	S2 2023	15	6 \$ AU – 7 \$ AU	<ul style="list-style-type: none"> <li>Contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction conclu</li> <li>Projet en voie d'être achevé dans les délais</li> </ul>

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

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

<sup>3</sup>) 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.

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

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

### Projets à un stade de développement avancé

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

Projet	Type	Région	Capacité installée brute (MW)	Dépenses estimées	BAIIA annuel moyen <sup>1</sup>
Tempest	Énergie éolienne	Alberta	100	210 \$ – 230 \$	20 \$ – 23 \$
Projet d'expansion visant la capacité de SCE	Gaz	Australie-Occidentale	42	80 \$ AU – 100 \$ AU	9 \$ AU – 12 \$ AU
WaterCharger	Stockage à batteries	Alberta	180	150 \$ – 180 \$	14 \$ – 17 \$
Expansion du réseau de transport en Australie	Transport	Australie-Occidentale	s. o.	34 \$ AU – 36 \$ AU	3 \$ AU – 4 \$ AU

*1) Cet élément n'est pas défini 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.*

### Projets aux premiers stades de développement

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

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



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

Projet	Type	Région	Capacité installée brute (MW)
<b>Projets aux premiers stades de développement</b>			
<b>Canada</b>			
Parc éolien Riplinger	Énergie éolienne	Alberta	300
Red Rock	Énergie éolienne	Alberta	100
Unité 1 de Willow Creek	Énergie éolienne	Alberta	70
Unité 2 de Willow Creek	Énergie éolienne	Alberta	70
Parc solaire Sunhills	Énergie solaire	Alberta	80
Parc solaire McNeil	Énergie solaire	Alberta	57
Possibilité liée au stockage à batteries au Canada	Batteries	Nouveau-Brunswick	10
Possibilités d'exploitation de sources d'énergie éolienne au Canada	Énergie éolienne	Divers	370
Projet de pompage hydraulique de Brazeau	Hydroélectricité	Alberta	300 – 900
Réaménagement – Énergie thermique en Alberta	Divers	Alberta	250 – 500
		<b>Total</b>	<b>1 607 – 2 457</b>
<b>États-Unis</b>			
Old Town	Énergie éolienne	Illinois	185
Trapper Valley	Énergie éolienne	Wyoming	225
Monument Road	Énergie éolienne	Nebraska	152
Dos Rios	Énergie éolienne	Oklahoma	242
Prairie Violet	Énergie éolienne	Illinois	130
Big Timber	Énergie éolienne	Pennsylvanie	50
Parc solaire en Oklahoma	Énergie solaire	Oklahoma	100
Autres projets éoliens potentiels aux États-Unis	Énergie éolienne	Divers	160
Réaménagement du site de la centrale de Centralia	Divers	Washington	250 – 500
		<b>Total</b>	<b>1 494 – 1 744</b>
<b>Australie</b>			
Projets d'expansion dans la région de Goldfields	Gaz, énergie solaire et énergie éolienne	Australie-Occidentale	170
Centrale solaire de South Hedland	Énergie solaire	Australie-Occidentale	50
		<b>Total</b>	<b>220</b>
<b>Canada, États-Unis et Australie</b>			<b>Total 3 321 – 4 421</b>

## Perspectives financières pour 2022

Notre performance globale pour le troisième trimestre de 2022 dépasse les attentes. Au cours du troisième trimestre de 2022, la Société a dégagé des résultats nettement supérieurs aux attentes financières pour son portefeuille de centrales électriques en Alberta, notamment des produits plus élevés grâce aux ventes d'énergie et de services auxiliaires du portefeuille de centrales hydroélectriques en Alberta. La Société a révisé à la hausse ses prévisions, notamment en relevant les fourchettes de prévisions des flux de trésorerie disponibles d'environ 245 millions de dollars au point médian, ou 49 %. Le 7 novembre 2022, le conseil d'administration a approuvé une augmentation du dividende annualisé à 0,22 \$ par action, à partir du dividende du 1<sup>er</sup> janvier 2023.

Compte tenu des résultats obtenus à ce jour et de la performance prévue pour le reste de l'exercice, la Société revoit à la hausse la fourchette de ses perspectives pour 2022, comme il est reflété dans le tableau qui suit :

Mesure	Cible mise à jour pour 2022	Cible initiale pour 2022	Résultats réels de 2021
BALIA ajusté <sup>1,2</sup>	<b>De 1 380 millions de dollars à 1 460 millions de dollars</b>	De 1 065 millions de dollars à 1 185 millions de dollars	1 286 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles <sup>1,2</sup>	<b>De 725 millions de dollars à 775 millions de dollars</b>	De 455 millions de dollars à 555 millions de dollars	585 millions de dollars
Dividende	<b>0,20 \$ par action sur une base annualisée</b>	0,20 \$ 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 pour plus de précisions.*

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

### Fourchette des principales hypothèses pour les prix de l'électricité et du gaz pour 2022

Marché	Attentes mises à jour pour 2022	Attentes initiales
Alberta – au comptant (\$/MWh)	<b>De 125 \$ à 150 \$</b>	De 80 \$ à 90 \$
Mid-Columbia – au comptant (\$ US/MWh)	<b>De 55 \$ US à 65 \$ US</b>	De 45 \$ US à 55 \$ US
AECO – prix du gaz (\$/GJ)	<b>De 5,00 \$ à 6,00 \$</b>	3,60 \$

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 2 millions de dollars sur le BALIA ajusté pour le reste de 2022.

### Autres hypothèses relatives aux perspectives financières pour 2022

	Attentes mises à jour pour 2022	Attentes initiales
Dépenses d'investissement de maintien	De 145 millions de dollars à 155 millions de dollars	De 150 millions de dollars à 170 millions de dollars
Marge brute ajustée du secteur Commercialisation de l'énergie	De 145 millions de dollars à 160 millions de dollars	De 95 millions de dollars à 115 millions de dollars

### Couverture en Alberta

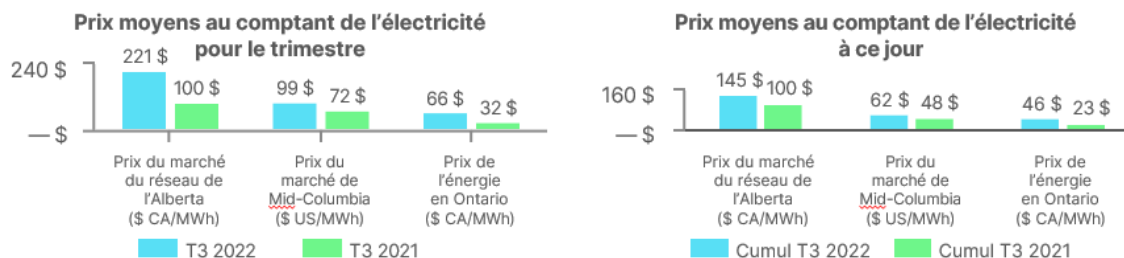
Fourchette des hypothèses	T4 2022	Exercice 2023
Production visée par des couvertures (GWh)	1 850	5 427
Prix couvert (\$/MWh)	95 \$	78 \$
Volumes de gaz visés par des couvertures (GJ)	19 millions	58 millions
Prix du gaz couverts (\$/GJ)	3,62 \$	2,24 \$

Pour plus de précisions sur nos perspectives financières et les hypothèses qui s'y rapportent, se reporter à la rubrique «Perspectives financières pour 2022» de notre rapport de gestion annuel de 2021.

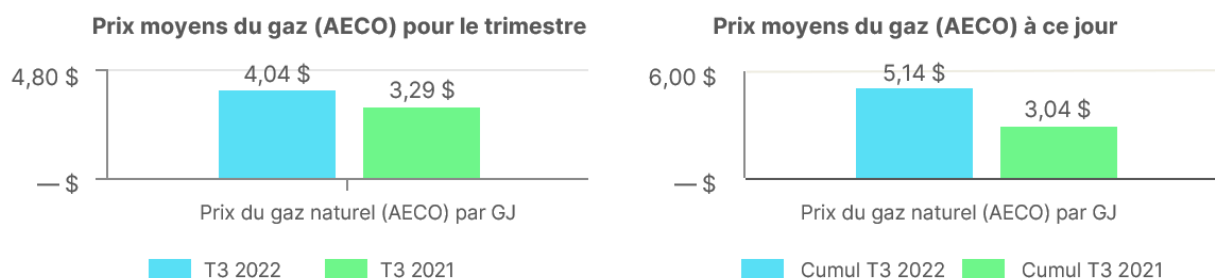
## Activités d'exploitation

Ce qui suit est une mise à jour de nos hypothèses initiales figurant dans les perspectives financières pour 2022.

### Prix du marché



Pour le troisième trimestre de 2022, les prix marchands sont demeurés solides en Alberta et dans le Nord-Ouest Pacifique en raison de la hausse des prix du gaz naturel et de la forte demande liée aux conditions météorologiques dans ces deux régions. La hausse des prix de l'électricité en Alberta a également été soutenue par des périodes où des interruptions planifiées ou non planifiées dans la province ont coïncidé avec une forte demande. Les prix en Alberta et dans le Nord-Ouest Pacifique pour le reste de l'exercice sont actuellement supérieurs à ceux de l'exercice précédent essentiellement en raison de la hausse des prix du gaz naturel. Toutefois, les prix réels de l'électricité dépendront des conditions météorologiques au quatrième trimestre de 2022. Les prix de l'électricité en Ontario pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 ont été plus élevés qu'au cours des périodes correspondantes de 2021 en raison surtout de la hausse des prix du gaz naturel.



Les prix du gaz naturel de l'AECO pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 sont de quelque 2 \$/GJ plus élevés que ceux des périodes correspondantes de 2021 en raison du resserrement des conditions globales du marché à l'échelle de l'Amérique du Nord.

### Dépenses d'investissement de maintien

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

Catégorie	Dépenses pour les trois mois clos le 30 sept. 2022	Dépenses à ce jour pour les neuf mois clos le 30 sept. 2022	Dépenses prévues en 2022
Total des dépenses d'investissement de maintien	27 \$	75 \$	145 \$ - 155 \$

Le total des dépenses d'investissement de maintien pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 a diminué de 69 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2021, essentiellement en raison d'une diminution des travaux d'entretien d'envergure planifiés pour la conversion du charbon au gaz de l'unité 2 de la centrale de Keephills, de l'unité 6 de la centrale de Sundance et de l'unité 1 de la centrale de Sheerness.

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

**Trésorerie et sources de capital**

Nous prévoyons maintenir des liquidités disponibles adéquates sur nos facilités de crédit consenties, notamment la facilité à terme (comme elle est définie ci-après) que la Société a conclue au cours du troisième trimestre de 2022. Nous avons actuellement accès à des liquidités s'élevant à 2,3 milliards de dollars, dont 0,8 milliard de dollars en trésorerie. Nous prévoyons être en bonne position pour refinancer la dette échéant en novembre 2022 et la Société entend utiliser la facilité à terme de 400 millions de dollars aux fins du refinancement compte tenu du calendrier. Les fonds requis aux fins des dépenses de croissance, de la réfection du parc éolien de Kent Hills, 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.

## Situation financière

Le tableau qui suit présente les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés résumés intermédiaires non audités du 31 décembre 2021 au 30 septembre 2022 :

Actif	30 sept. 2022	31 déc. 2021	Augmentation/ (diminution)
<b>Actifs courants</b>			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	816	947	(131)
Créances clients et autres débiteurs	1 327	651	676
Actifs de gestion du risque	755	308	447
Autres actifs courants <sup>1</sup>	318	291	27
<b>Total des actifs courants</b>	<b>3 216</b>	<b>2 197</b>	<b>1 019</b>
<b>Actifs non courants</b>			
Actifs de gestion du risque	226	399	(173)
Immobilisations corporelles, montant net	5 294	5 320	(26)
Autres actifs non courants <sup>2</sup>	1 309	1 310	(1)
<b>Total des actifs non courants</b>	<b>6 829</b>	<b>7 029</b>	<b>(200)</b>
<b>Total de l'actif</b>	<b>10 045</b>	<b>9 226</b>	<b>819</b>
<b>Passif</b>			
<b>Passifs courants</b>			
Dettes fournisseurs et charges à payer	1 279	689	590
Passifs de gestion du risque	854	261	593
Dettes à long terme et obligations locatives (courantes)	722	844	(122)
Autres passifs courants <sup>3</sup>	105	137	(32)
<b>Total des passifs courants</b>	<b>2 960</b>	<b>1 931</b>	<b>1 029</b>
<b>Passifs non courants</b>			
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives	2 487	2 423	64
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (non courantes)	651	779	(128)
Passifs de gestion du risque (non courants)	247	145	102
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	184	253	(69)
Autres passifs non courants <sup>4</sup>	1 099	1 102	(3)
<b>Total des passifs non courants</b>	<b>4 668</b>	<b>4 702</b>	<b>(34)</b>
<b>Total du passif</b>	<b>7 628</b>	<b>6 633</b>	<b>995</b>
<b>Capitaux propres</b>			
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	1 538	1 582	(44)
Participations ne donnant pas le contrôle	879	1 011	(132)
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>2 417</b>	<b>2 593</b>	<b>(176)</b>
<b>Total du passif et des capitaux propres</b>	<b>10 045</b>	<b>9 226</b>	<b>819</b>

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

2) Comprend 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) Comprend la partie courante de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions, la partie courante des passifs sur contrat, les impôts sur le résultat à payer et les dividendes à verser.

4) Comprend les titres échangeables, les passifs d'impôt différé et les passifs sur contrat.

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

### **Fonds de roulement**

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 256 millions de dollars au 30 septembre 2022 (266 millions de dollars au 31 décembre 2021). Le fonds de roulement a diminué par rapport à celui de la période précédente, principalement en raison d'une augmentation nette des passifs de gestion du risque et des fluctuations dans les comptes de garanties. Les garanties reçues (incluses dans le poste Dettes fournisseurs et charges à payer) sont considérablement plus élevées au 30 septembre 2022 que celles au 31 décembre 2021 et sont en partie contrebalancées par les garanties versées aux contreparties (incluses dans le poste Créances clients et autres débiteurs). Les variations des actifs et passifs de gestion du risque et des garanties fournies et reçues sont en grande partie liées aux prix élevés des produits de base et à la volatilité des marchés. Ces diminutions ont été en partie compensées par une augmentation des créances clients et autres débiteurs découlant de la hausse des produits des activités ordinaires et du reclassement des obligations de Kent Hills dans les passifs non courants par suite de la renonciation obtenue au deuxième trimestre de 2022.

Les actifs courants ont augmenté de 1 019 millions de dollars pour s'établir à 3 216 millions de dollars au 30 septembre 2022, contre 2 197 millions de dollars au 31 décembre 2021, du fait essentiellement de l'augmentation des créances clients et autres débiteurs découlant de la hausse des produits des activités ordinaires, de l'accroissement des garanties fournies et de l'augmentation des actifs de gestion du risque attribuable à la volatilité des prix du marché, le tout contrebalancé en partie par la diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie. Au 30 septembre 2022, la Société avait fourni des garanties au comptant de 315 millions de dollars (55 millions de dollars au 31 décembre 2021) relativement à des instruments dérivés dans une position de passif net.

Les passifs courants ont augmenté de 1 029 millions de dollars, passant de 1 931 millions de dollars au 31 décembre 2021 à 2 960 millions de dollars au 30 septembre 2022, principalement en raison d'une augmentation des dettes fournisseurs et charges à payer attribuable à l'augmentation des garanties reçues liées aux obligations de contreparties et d'une augmentation des passifs de gestion du risque principalement imputable à la volatilité des prix du marché sur plusieurs marchés, le tout en partie compensé par les remboursements de la partie courante de la dette à long terme et le reclassement des obligations de Kent Hills dans les passifs non courants par suite de la renonciation obtenue. Au 30 septembre 2022, la Société détenait des garanties au comptant reçues de 395 millions de dollars (18 millions de dollars au 31 décembre 2021) relativement à des instruments dérivés dans une position d'actif net.

### **Actifs non courants**

Les actifs non courants au 30 septembre 2022 étaient de 6 829 millions de dollars, une diminution de 200 millions de dollars en comparaison des actifs non courants de 7 029 millions de dollars au 31 décembre 2021. La diminution est principalement attribuable à la baisse des actifs de gestion du risque en raison de la volatilité des prix du marché sur plusieurs marchés et des règlements de contrats. Les immobilisations corporelles ont diminué en raison de l'augmentation des taux d'actualisation sur la provision pour frais de démantèlement de 125 millions de dollars, de la dépréciation d'actifs de 56 millions de dollars et de l'amortissement, notamment un ajustement de la durée d'utilité de certains actifs gaziers qui a augmenté la dotation aux amortissements d'environ 64 millions de dollars. Cette diminution des immobilisations corporelles a été en partie contrebalancée par des ajouts de 481 millions de dollars, principalement pour la construction des projets de parcs éoliens White Rock, Garden Plain et Horizon Hill, du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, des coûts de réfection de Kent Hills et d'autres travaux d'entretien d'envergure planifiés, ainsi que par l'ajout d'un montant de 40 millions de dollars lié à la modification du calendrier des estimations de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état.

**Passifs non courants**

Les passifs non courants au 30 septembre 2022 s'élevaient à 4 668 millions de dollars, une diminution de 34 millions de dollars par rapport à 4 702 millions de dollars au 31 décembre 2021, sous l'effet principalement de la hausse des taux d'actualisation attribuable aux taux de référence du marché, ce qui a entraîné une diminution de 227 millions de dollars de la provision pour frais de démantèlement non courante et une diminution de 46 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations définies. En outre, ces diminutions ont été en partie contrebalancées par une augmentation de 90 millions de dollars de la provision pour frais de démantèlement liée à des révisions des flux de trésorerie estimés, une cotisation volontaire de 35 millions de dollars visant à améliorer la situation de capitalisation du régime de retraite de Sunhills Mining Ltd., une augmentation de 64 millions de dollars de la dette à long terme, déduction faite des remboursements prévus de la dette, liée au reclassement des obligations de Kent Hills dans les passifs non courants par suite de la renonciation obtenue et une hausse de 102 millions de dollars des passifs de gestion du risque attribuable à la volatilité sur plusieurs marchés et aux nouveaux contrats.

**Total des capitaux propres**

Au 30 septembre 2022, la diminution de 176 millions de dollars du total des capitaux propres était surtout attribuable aux pertes nettes de 230 millions de dollars sur les couvertures de flux de trésorerie, aux distributions de 126 millions de dollars aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle, au rachat d'actions de 34 millions de dollars dans le cadre de l'OPRA et aux dividendes sur actions ordinaires et sur actions privilégiées respectivement de 27 millions de dollars et 21 millions de dollars, le tout contrebalancé en partie par le résultat net de 243 millions de dollars pour la période et les gains actuariels de 36 millions de dollars sur les régimes de retraite à prestations définies.

## Capital financier

La Société s'attache à maintenir un bilan et une situation financière solides afin de disposer d'un capital financier suffisant.

### Structure du capital

La structure du capital comprend les composantes qui suivent :

	30 sept. 2022		31 déc. 2021	
	\$	%	\$	%
<b>TransAlta Corporation</b>				
<b>Montant net des dettes non garanties de premier rang</b>				
Dette avec recours – débetures en dollars canadiens	251	5	251	4
Dette avec recours – billets de premier rang en dollars américains	951	17	888	16
Divers	2	—	4	—
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(587)	(11)	(703)	(12)
Déduire : autres éléments de trésorerie et actifs liquides <sup>1</sup>	(32)	(1)	(19)	—
Montant net des dettes non garanties de premier rang	585	10	421	8
<b>Autres passifs</b>				
Débetures échangeables	338	6	335	6
Dette sans recours				
Obligation de TAPC Holdings LP	96	2	102	2
Obligation d'OCP	241	4	263	5
Obligations locatives	81	2	78	1
<b>Total de la dette nette – TransAlta Corporation</b>	<b>1 341</b>	<b>24</b>	<b>1 199</b>	<b>22</b>
<b>TransAlta Renewables</b>				
<b>Dettes nettes présentées de TransAlta Renewables</b>				
Obligation de Pingston	45	1	45	1
Obligation des parcs éoliens de Melancthon et Wolfe	219	4	235	4
Obligation du parc éolien de New Richmond	116	2	120	2
Obligation du parc éolien de Kent Hills	209	4	221	4
Obligation du parc éolien Windrise	170	3	171	3
Obligations locatives	23	—	22	—
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(229)	(3)	(244)	(4)
<b>Dettes au titre des placements dans des participations financières de TransAlta Renewables</b>				
Financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis <sup>2</sup>	127	2	135	2
Dette sans recours de South Hedland <sup>3</sup>	679	12	732	13
<b>Total de la dette nette – TransAlta Renewables</b>	<b>1 359</b>	<b>25</b>	<b>1 437</b>	<b>25</b>
<b>Total de la dette nette consolidée<sup>4,5</sup></b>				
	<b>2 700</b>	<b>49</b>	<b>2 636</b>	<b>47</b>
Participations ne donnant pas le contrôle	879	16	1 011	18
Actions privilégiées échangeables <sup>5</sup>	400	7	400	7
Capitaux propres attribuables aux actionnaires				
Actions ordinaires	2 879	52	2 901	51
Actions privilégiées	942	17	942	17
Surplus d'apport, déficit et cumul des autres éléments du résultat global	(2 283)	(41)	(2 261)	(40)
<b>Total du capital</b>	<b>5 517</b>	<b>100</b>	<b>5 629</b>	<b>100</b>

<sup>1)</sup> Comprendent le principal des liquidités soumises à restrictions d'OCP et la juste valeur positive (négative) des instruments de couverture sur la dette.

<sup>2)</sup> TransAlta Renewables possède une participation financière dans les entités qui détiennent ces dettes.

<sup>3)</sup> TransAlta Renewables possède une participation financière dans les entités australiennes, ce qui comprend 789 millions de dollars australiens de billets garantis de premier rang.

<sup>4)</sup> 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.

<sup>5)</sup> 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.



## Facilités de crédit

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

Au 30 septembre 2022	Crédit utilisé				Date d'échéance
	Montant total	Lettres de crédit en cours <sup>1</sup>	Emprunts réels	Capacité disponible	
TransAlta Corporation					
Facilité bancaire consortiale consentie <sup>2</sup>	1 250	753	—	497	T2 2026
Facilités de crédit bilatérales consenties – Canada	240	208	—	32	T2 2024
Facilité à terme	400	—	—	400	T3 2024
TransAlta Renewables					
Facilité de crédit consentie <sup>2</sup>	700	102	—	598	T2 2026
<b>Total</b>	<b>2 590</b>	<b>1 063</b>	<b>—</b>	<b>1 527</b>	

*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. Au 30 septembre 2022, nous avons consenti des garanties au comptant de 315 millions de dollars.*

*2) TransAlta a des lettres de crédit de 154 millions de dollars et TransAlta Renewables a des lettres de crédit de 102 millions de dollars qui ont été émises de facilités de lettre de crédit non consenties; ces obligations sont soutenues et réduisent la capacité disponible sur les facilités de crédit consenties.*

Au cours du deuxième trimestre de 2022, les facilités de crédit consortiales consenties et les facilités de crédit bilatérales consenties ont été prolongées d'un an, soit respectivement jusqu'au 30 juin 2026 et au 30 juin 2024.

Au cours du troisième trimestre de 2022, la Société a conclu avec son syndicat bancaire une facilité de crédit à terme à taux variable de 400 millions de dollars sur deux ans («facilité à terme»), échéant le 7 septembre 2024. La facilité à terme est assortie de taux d'intérêt qui varient selon l'option retenue (le taux préférentiel canadien, le taux des acceptations bancaires, etc.).

## 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 troisième trimestre de 2022, sauf en ce qui concerne les obligations de Kent Hills, tel qu'il est mentionné ci-après. Le prochain ratio de couverture du service de la dette sera calculé au quatrième trimestre de 2022.

## Réfection des unités du parc éolien de Kent Hills

Au cours du deuxième trimestre de 2022, la Société a obtenu une renonciation et a ratifié un acte de fiducie complémentaire qui facilitait la réfection des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills. À la réception de la renonciation, la Société a reclassé une partie de la valeur comptable des obligations de Kent Hills en circulation dans les passifs non courants, à l'exception des remboursements prévus du principal échéant dans les 12 mois suivant le 30 juin 2022. Conformément à l'acte de fiducie complémentaire, KHLP ne peut verser de distributions à ses partenaires tant que les travaux de remplacement des fondations ne seront pas terminés.

## Échéances prévues de la dette

Entre 2022 et 2024, un montant de 877 millions de dollars de la dette viendra à échéance, y compris un montant de 548 millions de dollars de dette avec recours, le solde étant principalement lié aux remboursements prévus de la dette sans recours. Nous prévoyons actuellement refinancer les billets de premier rang venant à échéance.

## 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 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2022	2021	2022	2021
Intérêt sur la dette	42	41	123	121
Intérêt sur les débetures échangeables	7	8	22	22
Intérêt sur les actions privilégiées échangeables	7	7	21	21
Produits d'intérêts	(7)	(2)	(14)	(8)
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(4)	(5)	(8)	(13)
Intérêts sur les obligations locatives	1	1	4	5
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	5	4	16	14
Réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux	(1)	—	(4)	1
Désactualisation des provisions	16	9	35	23
<b>Charge d'intérêts nette</b>	<b>66</b>	<b>63</b>	<b>195</b>	<b>186</b>

La charge d'intérêts nette pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 a augmenté principalement en raison d'une désactualisation accrue des provisions et d'une baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif, en partie compensées par la hausse des produits d'intérêts grâce à des taux d'intérêt favorables.

### Capital social

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

Aux	7 nov. 2022	30 sept. 2022	31 déc. 2021
	Nombre d'actions (en millions)		
<b>Actions ordinaires émises et en circulation à la fin de la période</b>	<b>269,4</b>	<b>269,4</b>	271,0
Actions privilégiées			
Série A	9,6	9,6	9,6
Série B	2,4	2,4	2,4
Série C <sup>1</sup>	10,0	10,0	11,0
Série D <sup>1</sup>	1,0	1,0	—
Série E	9,0	9,0	9,0
Série G	6,6	6,6	6,6
<b>Actions privilégiées émises et en circulation dans les capitaux propres à la fin de la période</b>	<b>38,6</b>	<b>38,6</b>	38,6
Série I – titres échangeables <sup>2</sup>	0,4	0,4	0,4
<b>Actions privilégiées émises et en circulation à la fin de la période</b>	<b>39,0</b>	<b>39,0</b>	39,0

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

<sup>2</sup>) 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 annuels audités.

### Participations ne donnant pas le contrôle

Au 30 septembre 2022, la Société détenait une participation de 60,1 % (60,1 % au 30 septembre 2021) dans TransAlta Renewables. TransAlta Renewables est une société dont les actions ordinaires se négocient à la Bourse de Toronto 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.

La Société détient également une participation de 50,01 % dans TA Cogen (50,01 % au 30 septembre 2021), qui détient et exploite cinq centrales alimentées au gaz naturel (Ottawa, Windsor, Fort Saskatchewan et les unités 1 et 2 de la centrale de Sheerness), ou qui possède une participation dans ces centrales.

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 actifs.

Le résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle comme présenté pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 s'est élevé respectivement à 24 millions de dollars et 55 millions de dollars, une diminution respectivement de 3 millions de dollars et 33 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2021.

Le résultat de TA Cogen pour la période de trois mois close le 30 septembre 2022 a augmenté de 15 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2021, en raison de l'augmentation des prix réalisés en Alberta, en partie contrebalancée par la hausse des prix du gaz, l'augmentation des coûts de transport du gaz et la baisse de la production à la centrale de Sheerness. Le résultat de TA Cogen a diminué de 3 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, par rapport à celui de la période correspondante de 2021, en raison de la baisse de la production, de la hausse des prix du gaz et de la hausse des tarifs de transport, le tout en partie compensé par l'accroissement des prix réalisés et la baisse des coûts du charbon.

Le résultat de TransAlta Renewables pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 a diminué respectivement de 18 millions de dollars et 30 millions de dollars en regard de celui des périodes correspondantes de 2021. Cette diminution s'explique principalement par la baisse des produits financiers liés aux filiales de TransAlta, l'augmentation des imputations pour dépréciation d'actifs, la hausse de la charge d'intérêts et la baisse des profits de change. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la comptabilisation d'une indemnité d'assurance liée aux coûts de remplacement de la tour qui s'est effondrée au parc éolien de Kent Hills, une baisse de la charge d'impôts sur le résultat et la comptabilisation de dommages-intérêts prédéterminés liés à la disponibilité des éoliennes au parc éolien Windrise. Les produits financiers liés aux filiales de TransAlta ont été moins élevés, car un plus grand nombre de distributions ont été classées comme remboursement de capital.

## Autre analyse consolidée

### Prêt de Kent Hills

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, la convention du prêt à recevoir conclue entre KHLP et son partenaire détenant une participation de 17 %, Natural Forces Technologies Inc., a été modifiée et l'échéance initiale du 2 octobre 2022 a été reportée à octobre 2027. En outre, KHLP a reçu un remboursement de 14 millions de dollars du prêt à recevoir de KHLP, qui était exigé en vertu de la renonciation et de la modification apportée aux obligations de Kent Hills. Au 30 septembre 2022, un prêt de 41 millions de dollars (55 millions de dollars au 31 décembre 2021) était à recevoir.

### Engagements

Se reporter à la rubrique «Autre analyse consolidée» du rapport de gestion annuel de 2021 pour obtenir la liste complète des engagements que nous avons conclus directement ou au moyen de nos participations dans des entreprises communes. Au 30 septembre 2022, la Société avait les engagements contractuels importants suivants :

Au cours du deuxième trimestre de 2022, la Société a conclu un contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction d'un montant d'environ 37 millions de dollars (41 millions de dollars australiens) en lien avec l'expansion de 132 kV à Mount Keith. De plus, en 2022, la Société a conclu des ententes d'un montant de 100 millions de dollars pour les travaux de réfection des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills.

Pour obtenir des mises à jour sur les projets de croissance de la Société, se reporter à la rubrique «Stratégie et capacité de produire des résultats» du présent rapport de gestion.

### Éventualités

Pour les principales éventualités en cours, se reporter à la note 36 des états financiers consolidés annuels audités de 2021. Les changements importants aux éventualités sont décrits ci-après.

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

Le Balancing Pool prétend avoir droit à des crédits de rendement en matière d'émissions («CRE») gagnés de 2018 à 2020 inclusivement par les centrales hydroélectriques de l'Alberta par suite de la décision de TransAlta d'assujettir ces dernières au règlement intitulé *Carbon Competitiveness Incentives Regulation* et au règlement intitulé *Technology Innovation and Emissions Reduction Regulation*. Il revendique 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 doivent être transférés au Balancing Pool. TransAlta n'a aucunement tiré profit des CRE ni de la prétendue modification de la loi, et estime que le Balancing Pool n'a pas droit à ces crédits. Un arbitrage a été entrepris, et l'audience devrait avoir lieu du 6 au 10 février 2023. TransAlta détient environ 1 750 000 de CRE non comptabilisés qui ont été créés entre 2018 et 2020 et qui sont exposés à un risque en raison de la réclamation du Balancing Pool.

### **Cas de force majeure lié au stator de l'unité 1 de la centrale de Keephills**

Le Balancing Pool et ENMAX ont tenté de faire annuler une sentence arbitrale au motif qu'ils n'ont pas eu droit à une audience équitable. Le 26 juin 2019, la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta a rejeté les allégations d'iniquité du Balancing Pool et d'ENMAX. Le Balancing Pool et ENMAX en ont appelé de cette décision devant la Cour d'appel, et l'appel a été entendu le 27 janvier 2022.

Le 9 juin 2022, la Cour d'appel a rendu une décision unanime rejetant la demande d'ENMAX et du Balancing Pool. La Cour d'appel a accueilli la réclamation pour cause de force majeure qui a été déposée lorsque l'unité 1 de la centrale de Keephills a été mise hors circuit en 2013. Par suite de cette décision, la réclamation pour cause de force majeure de la Société est toujours valide et les coûts associés au cas de force majeure ne seront pas réévalués au détriment de TransAlta. ENMAX et le Balancing Pool n'ont pas demandé la permission d'en appeler de cette décision devant la Cour suprême du Canada, ce qui a pour effet de clore ce dossier.

### **Cas de force majeure lié au stator de l'unité 2 de la centrale de Keephills**

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

### **Interruptions à la centrale de Sarnia**

Entre le 19 mai 2021 et le 9 juin 2021, trois incidents distincts à la centrale de cogénération de Sarnia ont entraîné des interruptions de la fourniture de vapeur à ses clients industriels. Par conséquent, les clients ont présenté des réclamations en dommages-intérêts prédéterminés. De telles interruptions de la fourniture de vapeur sont inhabituelles et peu fréquentes à la centrale de cogénération de Sarnia. Une analyse des causes fondamentales des défaillances a été réalisée à l'égard des trois interruptions, ce qui a permis de conclure que les trois interruptions étaient du ressort de TransAlta (SC) LP. En conséquence, des dommages-intérêts prédéterminés d'un montant de 12 millions de dollars comptabilisé antérieurement dans les passifs sur contrat ont été versés par TransAlta (SC) LP au deuxième trimestre de 2022.

Il n'y a eu aucune autre mise à jour importante à l'égard des éventualités au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022.

## Flux de trésorerie

Le tableau qui suit présente les variations importantes dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés :

	Neuf mois clos les 30 sept.		Augmentation/ (diminution)
	2022	2021	
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	947	703	244
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	526	947	(421)
Activités d'investissement	(341)	(202)	(139)
Activités de financement	(315)	(364)	49
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	(1)	(4)	3
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	816	1 080	(264)

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 ont diminué par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2021, en raison surtout des variations défavorables du fonds de roulement dues essentiellement à l'augmentation des créances clients et aux fluctuations dans les comptes de garanties en lien avec les prix élevés des produits de base et la volatilité considérable sur les marchés.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2021 en raison surtout de ce qui suit :

- Produit reçu de la vente du gazoduc Pioneer (128 millions de dollars) comptabilisé à l'exercice précédent
- Hausse des dépenses en trésorerie consacrées aux activités de construction de projets dans les immobilisations corporelles (137 millions de dollars) en partie contrebalancée par ce qui suit :
  - Baisse du fonds de roulement hors trésorerie liée au calendrier de règlement des dettes fournisseurs se rapportant aux travaux de construction pour les actifs en construction (109 millions de dollars)
  - Hausse des encaissements au titre du prêt à recevoir (14 millions de dollars)
  - Augmentation des encaissements des liquidités soumises à restrictions liés aux remboursements du principal de la dette de financement (8 millions de dollars)

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2021 en raison surtout de ce qui suit :

- Diminution des remboursements sur les facilités de crédit de la Société (114 millions de dollars) partiellement contrebalancée par ce qui suit :
  - Augmentation des remboursements de la dette à long terme (17 millions de dollars)
  - Hausse des rachats d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (24 millions de dollars)
  - Hausse des dividendes versés sur actions ordinaires et sur actions privilégiées (6 millions de dollars)
  - Augmentation des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (9 millions de dollars)
  - Baisse du produit de l'émission d'actions ordinaires (7 millions de dollars)

## Instruments financiers

Se reporter à la note 15 des états financiers consolidés annuels audités de 2021 et aux notes 11 et 12 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 septembre 2022 et pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes 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 de techniques d'évaluation, et tout écart important est communiqué dans les notes des états financiers.

Au 30 septembre 2022, la valeur comptable du passif net au titre des instruments de niveau III s'élevait à 611 millions de dollars (actif net de 159 millions de dollars au 31 décembre 2021), principalement en raison de la volatilité des prix du marché sur plusieurs marchés, tant pour les contrats existants et que pour les nouveaux contrats, ainsi que des règlements de contrats.

Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2021.

## 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 résumés intermédiaires non audités, 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 Marge brute et Résultats d'exploitation à nos comptes de résultat consolidés résumés intermédiaires non audités pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre 2022 et 2021. La présentation de ces postes fournit à la direction et aux investisseurs une mesure du rendement d'exploitation qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

Nous utilisons un certain nombre de mesures financières pour évaluer notre rendement et celui de nos secteurs d'activité, y compris des mesures et des ratios qui ne sont pas établis selon les IFRS, comme il est décrit ci-après. Sauf indication contraire, tous les montants sont en dollars canadiens et sont tirés de nos états financiers consolidés annuels audités de 2021 et de nos comptes de résultat consolidés résumés intermédiaires non audités pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022, préparés conformément aux IFRS. Nous estimons que ces montants, mesures et ratios non conformes aux IFRS, lus conjointement avec nos montants conformes aux IFRS, permettent aux lecteurs de mieux comprendre la manière dont la direction évalue les résultats.

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

### Mesures financières non conformes aux IFRS

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

### **BAlIA ajusté**

Au quatrième trimestre de 2021, le BAlIA aux fins de comparaison a été renommé BAlIA ajusté, conformément à la terminologie normalisée du secteur. Chaque secteur d'activité est responsable de ses propres résultats d'exploitation, mesurés selon le BAlIA ajusté. Le BAlIA 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 BAlIA 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. Le BAlIA ajusté est une mesure non conforme aux IFRS. 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 BAlIA 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**

- Nous procédons à un ajustement pour exclure l'amortissement du matériel minier inscrit au poste Coûts du combustible et des achats d'électricité.
- Nous procédons à un ajustement pour exclure des éléments résultant de la décision d'accélérer l'abandon du charbon et la fermeture de la mine de Highvale à la fin de 2021, ces éléments ne reflétant pas le rendement des activités continues. Les coûts du combustible et des achats d'électricité tiennent compte de la réduction de valeur des stocks de charbon.
- Lors de la mise en service de la centrale de South Hedland en juillet 2017, nous avons payé d'avance environ 74 millions de dollars en coûts de transport et de distribution de l'électricité. Les produits d'intérêts sont inscrits dans les frais payés d'avance. Nous reclassons ces produits d'intérêts à titre de réduction des coûts de transport et de distribution passés en charges à chaque période afin de refléter le coût net pour l'entreprise.

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

- Les imputations pour dépréciation d'actifs sont retirées puisqu'il s'agit d'ajustements comptables qui ont une incidence sur l'amortissement et ne reflètent pas le rendement actuel de l'entreprise.
- 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 des autres résultats d'exploitation, montant net**

- Les recouvrements d'assurance liés à l'effondrement d'une tour au parc éolien de Kent Hills ne sont pas inclus car ils sont liés aux activités d'investissement et ne reflètent pas le rendement des activités continues. Se reporter à la rubrique «Énergie éolienne et énergie solaire» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

### **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 notre quote-part du BAIIA ajusté d'EMG International LLC («EMG») 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 Skookumchuk, 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 ont été reclassés afin de refléter les flux de trésorerie d'exploitation.
- Nous procédons à un ajustement pour exclure les éléments compris dans les flux de trésorerie d'exploitation liés à la décision, en 2020, d'accélérer l'abandon du charbon ainsi que la fermeture de la mine de Highvale avant la fin de 2021, la réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux liés aux activités de combustion du charbon et la cotisation volontaire faite pour financer le régime de retraite de Sunhills Mining Ltd. (sous le poste «Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre»).
- La trésorerie reçue/versée sur les positions dénouées est reflétée dans la période au cours de laquelle la position est réglée.

### **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 au 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 à la rubrique «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 de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA ajusté déconsolidé sont des mesures financières supplémentaires que la Société utilise pour présenter le BAIIA ajusté sur une base déconsolidée et excluent la partie de TransAlta Renewables et de TA Cogen non détenue par TransAlta. 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 dans le portefeuille de centrales électriques en Alberta. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique «Portefeuille de centrales électriques en Alberta» du présent rapport de gestion.

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

Le tableau suivant présente le BAIIA ajusté par secteur et fournit un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour les trois mois clos le 30 septembre 2022 :

	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire <sup>1</sup>	Gaz <sup>2</sup>	Transition énergétique <sup>3</sup>	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence <sup>1</sup>	Ajustements de reclas- sement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	265	14	372	231	54	(4)	932	(3)	—	929
<i>Reclassements et ajustements</i>										
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	—	53	47	6	46	—	152	—	(152)	—
(Profit) perte de change réalisé(e) sur les positions de change dénouées	—	—	(4)	—	(38)	—	(42)	—	42	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	12	—	—	—	12	—	(12)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	4	—	—	—	4	—	(4)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	265	67	431	237	62	(4)	1 058	(3)	(126)	929
Coûts du combustible et des achats d'électricité	7	6	167	167	—	1	348	—	—	348
<i>Reclassements et ajustements</i>										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	7	6	166	167	—	1	347	—	1	348
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	26	2	—	(5)	23	—	—	23
Marge brute	258	61	239	68	62	—	688	(3)	(127)	558
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	12	19	49	17	9	30	136	(1)	—	135
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	5	—	—	1	8	—	—	8
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	(1)	(10)	—	—	—	(11)	—	—	(11)
BAIIA ajusté <sup>4</sup>	245	42	195	51	53	(31)	555			
Résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										1
Produits tirés des contrats de location-financement										4
Amortissement										(179)
Imputations pour dépréciation d'actifs										(70)
Charge d'intérêts nette										(66)
Profit de change										6
Profit à la vente d'actifs et autres										4
Résultat avant impôts sur le résultat										126

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

2) Comprend les secteurs auparavant connus sous les noms de Gaz en Australie et Gaz en Amérique du Nord, ainsi que les actifs de production au gaz du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

3) Comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia et les actifs alimentés au charbon du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

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

Le tableau suivant présente le BAIIA ajusté par secteur et fournit un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour les trois mois clos le 30 septembre 2021 :

	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire <sup>1</sup>	Gaz <sup>2</sup>	Transition énergétique <sup>3</sup>	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence <sup>1</sup>	Ajustements de reclas- sement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	96	55	384	231	86	1	853	(3)	—	850
<i>Reclassements et ajustements</i>										
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	—	21	(71)	(2)	(14)	—	(66)	—	66	—
Perte de change réalisée sur les positions de change dénouées	—	—	—	—	21	—	21	—	(21)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	10	—	—	—	10	—	(10)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	6	—	—	—	6	—	(6)	—
Profit latent de change sur les produits de base	—	—	(3)	—	—	—	(3)	—	3	—
Produits des activités ordinaires ajustés	96	76	326	229	93	1	821	(3)	32	850
Coûts du combustible et des achats d'électricité <sup>4</sup>	4	4	129	190	—	1	328	—	—	328
<i>Reclassements et ajustements</i>										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Amortissement minier	—	—	(26)	(48)	—	—	(74)	—	74	—
Réduction de valeur des stocks de charbon	—	—	—	(5)	—	—	(5)	—	5	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	4	4	102	137	—	1	248	—	80	328
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	33	14	—	—	47	—	—	47
Marge brute	92	72	191	78	93	—	526	(3)	(48)	475
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration <sup>4</sup>	10	14	42	28	14	23	131	(1)	—	130
<i>Reclassements et ajustements</i>										
Réduction de valeur de pièces et de matériaux	—	—	—	(5)	—	—	(5)	—	5	—
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées	10	14	42	23	14	23	126	(1)	5	130
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	—	3	4	1	—	1	9	—	—	9
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	—	(10)	57	—	—	47	—	—	47
<i>Reclassements et ajustements</i>										
Contrat de redevances déficitaire et frais de résiliation de contrat	—	—	—	(58)	—	—	(58)	—	58	—
Autres résultats d'exploitation ajustés, montant net	—	—	(10)	(1)	—	—	(11)	—	58	47
BAIIA ajusté <sup>5</sup>	82	55	155	55	79	(24)	402			
Résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										1
Produits tirés des contrats de location-financement										6
Amortissement										(123)
Imputations pour dépréciation d'actifs										(575)
Charge d'intérêts nette										(63)
Profit de change										1
Profit à la vente d'actifs et autres										23
Résultat avant impôts sur le résultat										(441)

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

2) Comprend les secteurs auparavant connus sous les noms de Gaz en Australie et Gaz en Amérique du Nord, ainsi que les actifs de production au gaz du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

3) Comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia et les actifs alimentés au charbon du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

4) Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021, un montant de 1 million de dollars lié aux frais de services des centrales pour le secteur Hydroélectricité a été reclassé du poste Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration au poste Coûts du combustible et des achats d'électricité aux fins de comparaison. Ce reclassement n'a eu aucune incidence sur le résultat net présenté antérieurement.

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

Le tableau suivant présente le BAIIA ajusté par secteur et fournit un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour les neuf mois clos le 30 septembre 2022 :

	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire <sup>1</sup>	Gaz <sup>2</sup>	Transition énergétique <sup>3</sup>	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence <sup>1</sup>	Ajustements de reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	447	205	933	433	116	(2)	2 132	(10)	—	2 122
<i>Reclassements et ajustements</i>										
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	—	81	13	17	—	—	111	—	(111)	—
(Profit) perte de change réalisé(e) sur les positions de change dénouées	—	—	(11)	—	27	—	16	—	(16)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	34	—	—	—	34	—	(34)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	15	—	—	—	15	—	(15)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	447	286	984	450	143	(2)	2 308	(10)	(176)	2 122
Coûts du combustible et des achats d'électricité	17	20	445	332	—	3	817	—	—	817
<i>Reclassements et ajustements</i>										
<i>Produits d'intérêts australiens</i>	—	—	(3)	—	—	—	(3)	—	3	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	17	20	442	332	—	3	814	—	3	817
Coûts de conformité liés au carbone	—	1	56	(1)	—	(5)	51	—	—	51
Marge brute	430	265	486	119	143	—	1 443	(10)	(179)	1 254
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	33	50	138	50	23	71	365	(1)	—	364
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	7	13	2	—	1	26	(1)	—	25
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	(18)	(30)	—	—	—	(48)	—	—	(48)
<i>Reclassements et ajustements</i>										
Recouvrement d'assurance	—	7	—	—	—	—	7	—	(7)	—
Autres résultats d'exploitation ajustés, montant net	—	(11)	(30)	—	—	—	(41)	—	(7)	(48)
BAIIA ajusté <sup>4</sup>	394	219	365	67	120	(72)	1 093			
Résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										5
Produits tirés des contrats de location-financement										15
Amortissement										(411)
Imputations pour dépréciation d'actifs										(4)
Charge d'intérêts nette										(195)
Profit de change										17
Profit à la vente d'actifs et autres										6
Résultat avant impôts sur le résultat										346

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

2) Comprend les secteurs auparavant connus sous les noms de Gaz en Australie et Gaz en Amérique du Nord, ainsi que les actifs de production au gaz du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

3) Comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia et les actifs alimentés au charbon du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

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

Le tableau suivant présente le BAIIA ajusté par secteur et fournit un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021 :

	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire <sup>1</sup>	Gaz <sup>2</sup>	Transition énergétique <sup>3</sup>	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence <sup>1</sup>	Ajustements de reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	299	225	937	471	185	6	2 123	(12)	—	2 111
<i>Reclassements et ajustements</i>										
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	—	22	(122)	27	(26)	—	(99)	—	99	—
Perte de change réalisée sur les positions de change dénouées	—	—	1	—	49	—	50	—	(50)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	30	—	—	—	30	—	(30)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	19	—	—	—	19	—	(19)	—
Profit latent de change sur les produits de base	—	—	(3)	—	—	—	(3)	—	3	—
Produits des activités ordinaires ajustés	299	247	862	498	208	6	2 120	(12)	3	2 111
Coûts du combustible et des achats d'électricité <sup>4</sup>	13	11	347	411	—	6	788	—	—	788
<i>Reclassements et ajustements</i>										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(3)	—	—	—	(3)	—	3	—
Amortissement minier	—	—	(79)	(100)	—	—	(179)	—	179	—
Réduction de valeur des stocks de charbon	—	—	—	(16)	—	—	(16)	—	16	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	13	11	265	295	—	6	590	—	198	788
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	104	35	—	—	139	—	—	139
Marge brute	286	236	493	168	208	—	1 391	(12)	(195)	1 184
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration <sup>4</sup>	29	42	129	97	31	55	383	(2)	—	381
<i>Reclassements et ajustements</i>										
Réduction de valeur de pièces et de matériaux	—	—	(2)	(28)	—	—	(30)	—	30	—
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées	29	42	127	69	31	55	353	(2)	30	381
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	8	11	5	—	1	27	(1)	—	26
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	—	(30)	56	—	—	26	—	—	26
<i>Reclassements et ajustements</i>										
Contrat de redevances déficitaire et frais de résiliation de contrat	—	—	—	(58)	—	—	(58)	—	58	—
Autres résultats d'exploitation ajustés, montant net	—	—	(30)	(2)	—	—	(32)	—	58	26
BAIIA ajusté <sup>5</sup>	255	186	385	96	177	(56)	1 043			
Résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										5
Produits tirés des contrats de location-financement										19
Amortissement										(395)
Imputations pour dépréciation d'actifs										(620)
Charge d'intérêts nette										(186)
Profit de change										22
Profit à la vente d'actifs et autres										56
Résultat avant impôts sur le résultat										(348)

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

2) Comprend les secteurs auparavant connus sous les noms de Gaz en Australie et Gaz en Amérique du Nord, ainsi que les actifs de production au gaz du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

3) Comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia et les actifs alimentés au charbon du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

4) Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, un montant de 6 millions de dollars lié aux frais de services des centrales pour le secteur Hydroélectricité a été reclassé du poste Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration au poste Coûts du combustible et des achats d'électricité aux fins de comparaison. Ce reclassement n'a eu aucune incidence sur le résultat net présenté antérieurement.

5) 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 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 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2022	2021	2022	2021
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	204	610	526	947
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	276	(378)	252	(322)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement</b>	<b>480</b>	232	<b>778</b>	625
Ajustements :				
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise <sup>1</sup>	2	3	7	7
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	12	10	34	30
Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre <sup>2,4</sup>	27	49	35	85
(Profit) perte de change réalisé(e) sur les positions de change dénouées	(42)	21	16	50
Divers <sup>3</sup>	9	3	17	11
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation<sup>5</sup></b>	<b>488</b>	318	<b>887</b>	808
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien <sup>1</sup>	(27)	(44)	(75)	(144)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(1)	(1)	(3)	(2)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(11)	(9)	(31)	(29)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(54)	(52)	(126)	(121)
Paiements de principal sur les obligations locatives et autres <sup>1</sup>	(2)	(2)	(6)	(6)
<b>Flux de trésorerie disponibles<sup>5</sup></b>	<b>393</b>	210	<b>646</b>	506
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	271	271	271	271
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation par action<sup>5</sup></b>	<b>1,80</b>	1,17	<b>3,27</b>	2,98
<b>Flux de trésorerie disponibles par action<sup>5</sup></b>	<b>1,45</b>	0,77	<b>2,38</b>	1,87

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

2) Comprennent la réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux et des stocks de charbon liés à nos activités de combustion du charbon en 2021 ramenés à leur valeur nette de réalisation, des montants dus à des entrepreneurs puisque nous ne sommes pas allés de l'avant avec le projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance, et la dépréciation d'un actif reporté comptabilisé antérieurement puisqu'il n'est plus probable que nous engagions suffisamment de capitaux ou de dépenses d'exploitation pour utiliser le montant restant.

3) Le poste Divers comprend les crédits d'impôt à la production, qui sont portés en diminution de la dette donnant droit à des avantages fiscaux.

4) Au cours du troisième trimestre de 2022, la Société a versé une cotisation volontaire spéciale de 35 millions de dollars en vue de soutenir les employés touchés par la fermeture de la mine de Highvale et par notre transition du charbon vers des sources plus propres.

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

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2022	2021	2022	2021
BAIIA ajusté <sup>1</sup>	555	402	1 093	1 043
Provisions	(5)	(20)	5	(25)
Charge d'intérêts	(47)	(50)	(151)	(149)
Charge d'impôt exigible	(11)	(23)	(36)	(58)
Profit (perte) de change réalisé(e)	3	5	18	2
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(9)	(5)	(23)	(13)
Autres éléments sans effet de trésorerie	2	9	(19)	8
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation<sup>3</sup></b>	<b>488</b>	<b>318</b>	<b>887</b>	<b>808</b>
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien <sup>2</sup>	(27)	(44)	(75)	(144)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(1)	(1)	(3)	(2)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(11)	(9)	(31)	(29)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(54)	(52)	(126)	(121)
Paiements de principal sur les obligations locatives et autres <sup>2</sup>	(2)	(2)	(6)	(6)
<b>Flux de trésorerie disponibles<sup>3</sup></b>	<b>393</b>	<b>210</b>	<b>646</b>	<b>506</b>

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

<sup>2</sup>) Comprennent notre quote-part des montants relatifs au parc éolien Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

<sup>3</sup>) 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» et font l'objet d'un rapprochement avec les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ci-dessus.

## 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 la période :

Trois mois clos les 30 septembre	Production réelle (GWh)		BAIIA ajusté <sup>1</sup>		Résultat avant impôts sur le résultat	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021
<b>TransAlta Renewables</b>						
Hydroélectricité	168	136	7	6		
Énergie éolienne et énergie solaire <sup>2</sup>	685	718	32	40		
Gaz <sup>2</sup>	836	862	54	60		
Siège social	—	—	(5)	(4)		
TransAlta Renewables avant ajustements	1 689	1 716	88	102	(26)	21
<i>Déduire : partie de TransAlta Renewables non détenue par TransAlta Corporation</i>	(674)	(676)	(35)	(40)	10	(8)
Partie de TransAlta Renewables détenue par TransAlta Corporation	1 015	1 040	53	62	(16)	13
<i>Ajouter : actifs détenus par TransAlta Corporation, à l'exception de TransAlta Renewables</i>						
Hydroélectricité	570	475	238	76		
Énergie éolienne et énergie solaire	—	—	10	15		
Gaz	2 006	2 051	141	95		
Transition énergétique	1 167	1 811	51	55		
Commercialisation de l'énergie	—	—	53	79		
Siège social	—	—	(26)	(20)		
<b>TransAlta Corporation, y compris la quote-part de TransAlta Renewables</b>	<b>4 758</b>	<b>5 377</b>	<b>520</b>	<b>362</b>	<b>136</b>	<b>(449)</b>
<b>Participations ne donnant pas le contrôle</b>	<b>674</b>	<b>676</b>	<b>35</b>	<b>40</b>	<b>(10)</b>	<b>8</b>
<b>TransAlta – Consolidé</b>	<b>5 432</b>	<b>6 053</b>	<b>555</b>	<b>402</b>	<b>126</b>	<b>(441)</b>

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

<sup>2)</sup> Les secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Gaz comprennent les actifs dans lesquels TransAlta Renewables détient une participation financière.



Neuf mois clos les 30 septembre	Production réelle (GWh)		BAIIA ajusté <sup>1</sup>		Résultat avant impôts sur le résultat	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021
<b>TransAlta Renewables</b>						
Hydroélectricité	368	338	15	14		
Énergie éolienne et énergie solaire <sup>2</sup>	3 026	2 675	188	172		
Gaz <sup>2</sup>	2 505	2 374	166	151		
Siège social	—	—	(16)	(15)		
TransAlta Renewables avant ajustements	5 899	5 387	353	322	41	110
<i>Déduire : partie de TransAlta Renewables non détenue par TransAlta Corporation</i>	(2 354)	(2 141)	(141)	(127)	(16)	(43)
Partie de TransAlta Renewables détenue par TransAlta Corporation	3 545	3 246	212	195	25	67
<i>Ajouter : actifs détenus par TransAlta Corporation, à l'exception de TransAlta Renewables</i>						
Hydroélectricité	1 276	1 187	379	241		
Énergie éolienne et énergie solaire	—	—	31	14		
Gaz	5 568	5 996	199	234		
Transition énergétique	2 510	3 712	67	96		
Commercialisation de l'énergie	—	—	120	177		
Siège social	—	—	(56)	(41)		
<b>TransAlta Corporation, y compris la quote-part de TransAlta Renewables</b>	<b>12 899</b>	<b>14 141</b>	<b>952</b>	<b>916</b>	<b>330</b>	<b>(391)</b>
<b>Participations ne donnant pas le contrôle</b>	<b>2 354</b>	<b>2 141</b>	<b>141</b>	<b>127</b>	<b>16</b>	<b>43</b>
<b>TransAlta – Consolidé</b>	<b>15 253</b>	<b>16 282</b>	<b>1 093</b>	<b>1 043</b>	<b>346</b>	<b>(348)</b>

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

<sup>2</sup>) 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.

### Dettes nette ajustée sur le BAIIA ajusté

	30 sept. 2022	31 déc. 2021
Dettes à long terme à la fin de la période <sup>1</sup>	3 209	3 267
Titres échangeables	338	335
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(816)	(947)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises et des actions privilégiées échangeables <sup>2</sup>	671	671
Divers <sup>3</sup>	(32)	(19)
<b>Dettes nette ajustée<sup>4</sup></b>	<b>3 370</b>	<b>3 307</b>
<b>BAIIA ajusté<sup>5</sup></b>	<b>1 336</b>	<b>1 286</b>
<b>Dettes nette ajustée sur le BAIIA ajusté (multiple)</b>	<b>2,5</b>	<b>2,6</b>

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) 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 résumés intermédiaires non audités. Aux fins du calcul de ce ratio, nous considérons 50 % des actions privilégiées émises, y compris celles échangeables, comme une dette.

3) Comprend le principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP (17 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022) et la juste valeur des instruments de couverture sur la dette (lesquels sont compris dans les actifs et passifs de gestion du risque aux états de la situation financière consolidés résumés intermédiaires non audités).

4) Les montants ne tiennent pas compte du financement donnant droit à des avantages fiscaux pour le parc éolien Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. La dette nette ajustée 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 pour plus de précisions.

5) 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 à rembourser la dette. Au 30 septembre 2022, le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté était inférieur à celui de 2021 en raison des remboursements de la dette, de la diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et de la hausse du BAIIA ajusté.

### 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 déconsolidé permet de définir les principales mesures de planification et de crédit, et les résultats sectoriels mettent en évidence le rendement de l'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 30 sept. 2022			Trois mois clos le 30 sept. 2021		
	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé
Hydroélectricité	245	7		82	6	
Énergie éolienne et énergie solaire	42	32		55	40	
Gaz	195	54		155	60	
Transition énergétique	51	—		55	—	
Commercialisation de l'énergie	53	—		79	—	
Siège social	(31)	(5)		(24)	(4)	
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>555</b>	<b>88</b>	<b>467</b>	402	102	300
Déduire : BAIIA ajusté de TA Cogen			(70)			(41)
Déduire : BAIIA de placements dans des coentreprises <sup>1</sup>			—			(2)
Ajouter : dividendes provenant de TransAlta Renewables			38			38
Ajouter : dividendes provenant de TA Cogen			18			22
<b>BAIIA ajusté déconsolidé de TransAlta<sup>1</sup></b>			<b>453</b>			317

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

	Neuf mois clos le 30 sept. 2022			Neuf mois clos le 30 sept. 2021		
	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé
Hydroélectricité	394	15		255	14	
Énergie éolienne et énergie solaire	219	188		186	172	
Gaz	365	166		385	151	
Transition énergétique	67	—		96	—	
Commercialisation de l'énergie	120	—		177	—	
Siège social	(72)	(16)		(56)	(15)	
<b>BAlIA ajusté</b>	<b>1 093</b>	<b>353</b>	<b>740</b>	1 043	322	721
Déduire : BAlIA ajusté de TA Cogen			(99)			(104)
Déduire : BAlIA de placements dans des coentreprises <sup>1</sup>			—			(9)
Ajouter : dividendes provenant de TransAlta Renewables			113			113
Ajouter : dividendes provenant de TA Cogen			28			25
<b>BAlIA ajusté déconsolidé de TransAlta<sup>1</sup></b>			<b>782</b>			<b>746</b>

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

### Fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés

La Société a établi ses cibles de répartition du capital en fonction des fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés disponibles pour les actionnaires. L'information financière déconsolidée est une mesure financière supplémentaire, et 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 30 septembre 2022 et 2021 sont comme suit :

	Trois mois clos le 30 sept. 2022			Trois mois clos le 30 sept. 2021		
	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	204	37		610	83	
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	276	(4)		(378)	(23)	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	480	33		232	60	
<i>Ajustements :</i>						
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	12	—		10	—	
Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre <sup>1</sup>	27	—		49	—	
(Profit) perte de change réalisé(e) sur les positions de change dénouées	(42)	—		21	—	
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation d'une coentreprise <sup>2</sup>	2	—		3	—	
Produits financiers – participations financières	—	(2)		—	(19)	
Fonds provenant des activités d'exploitation – participations financières <sup>3</sup>	—	37		—	46	
Divers <sup>4</sup>	9	—		3	—	
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation</b>	<b>488</b>	<b>68</b>	<b>420</b>	<b>318</b>	<b>87</b>	<b>231</b>
Dividendes provenant de TransAlta Renewables			38			38
Distributions au partenaire de TA Cogen			(29)			(25)
Déduire : Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise <sup>2</sup>			—			(3)
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés de TransAlta</b>			<b>429</b>			<b>241</b>

<sup>1)</sup> Les ajustements liés à la transition vers l'énergie propre au cours du troisième trimestre de 2021 comprennent des réductions de valeur des stocks de pièces et de matériaux liés aux activités de combustion du charbon, des réductions de valeur des stocks de charbon ramenés à leur valeur nette de réalisation, des montants dus à des entrepreneurs puisque nous ne sommes pas allés de l'avant avec le projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance, et la dépréciation d'un actif reporté comptabilisé antérieurement, étant donné qu'aucune dépense d'investissement ou d'exploitation suffisante n'a été engagée pour utiliser le montant restant. Au cours du troisième trimestre de 2022, la Société a versé une cotisation volontaire spéciale de 35 millions de dollars en vue de soutenir les employés touchés par la fermeture de la mine de Highvale et par notre transition du charbon vers des sources plus propres.

<sup>2)</sup> À compter du deuxième trimestre de 2021, notre quote-part des montants relatifs au parc éolien Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence, est exclue des résultats déconsolidés de TransAlta en raison de la vente d'une participation financière dans le parc éolien Skookumchuck de 137 MW à TransAlta Renewables.

<sup>3)</sup> Les fonds provenant des activités d'exploitation – participations financières sont calculés comme étant les flux de trésorerie disponibles – participations financières, majorés des dépenses d'investissement de maintien – participations financières et des distributions au titre du financement donnant droit à des avantages fiscaux, et majorés ou diminués des ajustements du taux de change.

<sup>4)</sup> 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.

	Neuf mois clos le 30 sept. 2022			Neuf mois clos le 30 sept. 2021		
	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	526	168		947	265	
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	252	(2)		(322)	(57)	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	778	166		625	208	
<i>Ajustements :</i>						
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	34	—		30	—	
Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre <sup>1</sup>	35	—		85	—	
Perte de change réalisée sur les positions de change dénouées	16	—		50	—	
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation d'une coentreprise <sup>2</sup>	7	—		7	—	
Produits financiers – participations financières	—	(24)		—	(68)	
Fonds provenant des activités d'exploitation – participations financières <sup>3</sup>	—	136		—	131	
Divers <sup>4</sup>	17	—		11	—	
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation</b>	<b>887</b>	<b>278</b>	<b>609</b>	<b>808</b>	<b>271</b>	<b>537</b>
Dividendes provenant de TransAlta Renewables			113			113
Distributions au partenaire de TA Cogen			(51)			(42)
Déduire : Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise <sup>2</sup>			—			(7)
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés de TransAlta</b>			<b>671</b>			<b>601</b>

<sup>1</sup>) Les ajustements liés à la transition vers l'énergie propre au cours du troisième trimestre de 2021 comprennent des réductions de valeur des stocks de pièces et de matériaux liés aux activités de combustion du charbon, des réductions de valeur des stocks de charbon ramenés à leur valeur nette de réalisation, des montants dus à des entrepreneurs puisque nous ne sommes pas allés de l'avant avec le projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance, et la dépréciation d'un actif reporté comptabilisé antérieurement, étant donné qu'aucune dépense d'investissement ou d'exploitation suffisante n'a été engagée pour utiliser le montant restant. Au cours du troisième trimestre de 2022, la Société a versé une cotisation volontaire spéciale de 35 millions de dollars en vue de soutenir les employés touchés par la fermeture de la mine de Highvale et par notre transition du charbon vers des sources plus propres.

<sup>2</sup>) À compter du deuxième trimestre de 2021, notre quote-part des montants relatifs au parc éolien Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence, est exclue des résultats déconsolidés de TransAlta en raison de la vente d'une participation financière dans le parc éolien Skookumchuck de 137 MW à TransAlta Renewables.

<sup>3</sup>) Les fonds provenant des activités d'exploitation – participations financières sont calculés comme étant les flux de trésorerie disponibles – participations financières, majorés des dépenses d'investissement de maintien – participations financières et des distributions au titre du financement donnant droit à des avantages fiscaux, et majorés ou diminués des ajustements du taux de change.

<sup>4</sup>) 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 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.

Aux	30 sept. 2022	31 déc. 2021
Dette nette ajustée <sup>1</sup>	3 370	3 307
Ajouter : trésorerie et équivalents de trésorerie de TransAlta Renewables	229	244
Déduire : dette à long terme de TransAlta Renewables	(782)	(814)
Déduire : financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis et dette de South Hedland <sup>2</sup>	(806)	(867)
<b>Dette nette déconsolidée</b>	<b>2 011</b>	<b>1 870</b>
<b>BAIIA ajusté déconsolidé<sup>3,5</sup></b>	<b>911</b>	<b>875</b>
<b>Ratio de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA ajusté déconsolidé<sup>4</sup> (multiple)</b>	<b>2,2</b>	<b>2,1</b>

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

3) 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.

4) 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.

5) Douze derniers mois.

Le ratio de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA ajusté déconsolidé pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 a augmenté par rapport à celui de la période correspondante de 2021, en raison de la hausse de la dette nette déconsolidée et du BAIIA ajusté déconsolidé. La hausse de la dette nette déconsolidée découle de la baisse des soldes de trésorerie, contrebalancée par les remboursements prévus sur la dette de la Société.

### Méthodes 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 estimations de la mesure dans laquelle les événements géopolitiques comme le conflit entre la Russie et l'Ukraine pourraient influencer, directement ou indirectement, les activités, les résultats financiers et la situation financière de la Société dans les périodes futures sont également assujetties à une importante part d'incertitude. L'incertitude relative à la COVID-19 et aux événements géopolitiques a été prise en compte dans nos estimations au 30 septembre 2022 et pour la période de neuf mois close à cette date. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion.

Les changements importants ci-après ont été apportés aux estimations :

#### Dépréciation d'actifs

##### Énergie éolienne et solaire

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation nette respectivement de 14 millions de dollars et 35 millions de dollars. Au cours du deuxième trimestre de 2022, trois parcs éoliens ont subi une perte de valeur principalement en raison d'une augmentation des taux d'actualisation. Au cours du troisième trimestre de 2022, deux autres parcs éoliens et un parc solaire ont subi une perte de valeur à la suite des modifications apportées aux principales hypothèses, notamment des augmentations importantes des taux d'actualisation et des changements dans les flux de trésorerie futurs estimatifs.

### Hydroélectricité

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation nette respectivement de 15 millions de dollars et 21 millions de dollars. Au cours du deuxième trimestre de 2022, une imputation pour dépréciation de 6 millions de dollars a été comptabilisée à l'égard de l'une des centrales hydroélectriques en raison principalement d'une augmentation des taux d'actualisation. Au cours du troisième trimestre de 2022, deux autres centrales hydroélectriques ont subi une perte de valeur à la suite des modifications apportées aux principales hypothèses, notamment des augmentations importantes des taux d'actualisation et des changements dans les flux de trésorerie futurs estimatifs.

### ***Changement dans l'estimation – Provision pour frais de démantèlement***

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

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2022, la Société a accéléré l'échéancier prévu pour le démantèlement et la remise en état de certains actifs gaziers. Cet ajustement a donné lieu à une augmentation de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de 79 millions de dollars, ce qui a entraîné une augmentation des immobilisations corporelles de 29 millions de dollars liée aux actifs d'exploitation et la comptabilisation en résultat net d'une imputation pour dépréciation de 50 millions de dollars liée aux actifs mis hors service. Au cours du deuxième trimestre de 2022, une augmentation supplémentaire de 11 millions de dollars au titre des frais de démantèlement et de remise en état a été comptabilisée relativement à un actif dans le secteur Gaz.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a diminué de 227 millions de dollars en raison d'une augmentation importante des taux d'actualisation découlant principalement de l'augmentation des taux de référence du marché. En moyenne, les taux d'actualisation ont augmenté pour s'établir dans une fourchette de 6,8 % à 9,6 % au 30 septembre 2022 (fourchette de 3,6 % à 6,5 % au 31 décembre 2021), ce qui a entraîné une diminution correspondante des immobilisations corporelles de 125 millions de dollars liée aux actifs d'exploitation et la comptabilisation en résultat net d'une reprise de dépréciation de 102 millions de dollars liée aux actifs gaziers mis hors service.

### ***Changement dans l'estimation – Durée d'utilité***

Au cours du troisième trimestre de 2022, la Société a ajusté la durée d'utilité de certains actifs inclus dans le secteur Gaz afin de tenir compte des changements apportés en fonction des prévisions d'exploitation des actifs. Cet ajustement a entraîné une augmentation de 64 millions de dollars de la dotation aux amortissements qui a été comptabilisée dans le compte de résultat consolidé résumé au troisième trimestre de 2022.

### ***Obligations au titre des prestations définies***

Le passif au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi, et les coûts connexes inclus dans la charge de rémunération sont touchés par les estimations relatives aux modifications des principales hypothèses actuarielles, y compris les taux d'actualisation. En raison de la hausse des taux d'actualisation, attribuable principalement à la hausse des taux de référence du marché, les obligations au titre des prestations définies ont diminué de 46 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022. Une hausse de 1 % des taux d'actualisation aurait une incidence de 38 millions de dollars sur les obligations au titre des prestations définies.

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

Se reporter à la note 2 P) des états financiers consolidés annuels audités de 2021 de la Société pour de plus amples renseignements sur les principaux jugements comptables et les principales sources d'incertitude qui ont une incidence sur les estimations.



## Modifications comptables

### Changements de méthodes comptables au cours de la période considérée

Les méthodes comptables adoptées pour la préparation des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités sont conformes à celles utilisées pour la préparation des états financiers consolidés annuels audités de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, à l'exception de l'adoption de nouvelles normes en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2022.

#### Modifications à l'IAS 37, *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels*

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

### Modifications de méthodes comptables futures

Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés annuels audités de 2021 pour plus de précisions sur les méthodes comptables futures ayant une incidence sur la Société. Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022, aucune modification supplémentaire aux méthodes comptables futures ayant une incidence sur la Société n'a été relevée.

### Chiffres comparatifs

Certains chiffres comparatifs ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à la présentation de la période considérée. Ces reclassements n'ont eu aucune incidence sur le résultat net présenté antérieurement.

## Gouvernance et gestion du risque

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

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022, l'économie mondiale a continué de se remettre de la pandémie de COVID-19. L'invasion de l'Ukraine par la Russie le 24 février 2022 a entraîné l'adoption de mesures politiques sans précédent et la coordination mondiale de sanctions et d'engagements visant à réduire la dépendance à l'égard de l'énergie russe, y compris le gaz naturel, ce qui a intensifié les perturbations de la chaîne d'approvisionnement mondiale et la volatilité des prix des produits de base et contribué à l'augmentation potentielle du risque lié à la cybersécurité inhérent. La Société continue d'atténuer les risques liés à l'inflation et à la chaîne d'approvisionnement en ce qui concerne les projets de mise en valeur actuels en bloquant les prix des matériaux clés lorsque cela est possible et en recourant aux autres stratégies d'atténuation des risques liés à la chaîne d'approvisionnement décrites dans notre rapport de gestion annuel de 2021. Un conflit prolongé et la récente dynamique inflation-chaîne d'approvisionnement pourraient avoir une incidence sur les coûts des projets de construction futurs, notamment le risque de hausse des prix des matériaux clés. Par conséquent, les répercussions indirectes du conflit russo-ukrainien qui continue d'évoluer et de la hausse des taux d'inflation sur les marchés mondiaux restent incertaines à l'heure actuelle, mais la direction continue de surveiller et d'évaluer les répercussions qui en découlent.

### Risque de taux d'intérêt

Le risque de taux d'intérêt survient lorsque la juste valeur ou les flux de trésorerie futurs d'un instrument financier fluctuent en raison des variations des taux d'intérêt du marché. Les variations de taux d'intérêt peuvent avoir une incidence sur nos coûts d'emprunt. Les variations de notre coût en capital peuvent également avoir une incidence sur la faisabilité des nouveaux projets d'expansion.

Au 30 septembre 2022, environ 3 % (3 % au 31 décembre 2021) du total de notre dette était exposé aux fluctuations des taux d'intérêt variables en raison d'une combinaison de titres d'emprunt à taux d'intérêt variable et de swaps de taux d'intérêt. Au cours du troisième trimestre de 2022, les swaps de taux d'intérêt d'un montant notionnel de 150 millions de dollars américains indexés au LIBOR à trois mois ont été remplacés par des swaps indexés au taux de financement à un jour garanti («SOFR»). Les swaps de taux d'intérêt existants d'un montant notionnel de 150 millions de dollars américains sont indexés au taux des obligations du Trésor américain. Les dates d'échéance de tous les swaps ont été prorogées.

La Société a une dette de 400 millions de dollars américains venant à échéance en novembre 2022; nous avons couvert 300 millions de dollars américains de la dette sous-jacente afin de réduire le risque de taux d'intérêt.

Se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du rapport de gestion annuel de 2021 et à la note 12 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités pour des précisions sur les risques et sur la manière dont nous les gérons. Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2021.

## Nouveautés en matière de réglementation

Se reporter à la rubrique «Risques politiques et juridiques» du rapport de gestion annuel de 2021 pour obtenir des détails qui complètent les événements récents analysés ci-après.

### Canada

#### Fédéral

Le ministère Environnement et Changement climatique Canada («ECCC») du gouvernement du Canada poursuit son engagement à l'égard du *Règlement sur l'électricité propre* («REP»), anciennement connu sous le nom de la norme sur l'électricité propre («NEP»), afin que le secteur de l'électricité du Canada soit carboneutre d'ici 2035. ECCC mène des consultations en vue d'établir le REP tout au long de l'automne 2022. Il est prévu que le projet de cadre réglementaire sera publié dans la *Gazette du Canada*, Partie I, à la fin de 2022 ou au début de 2023. Une nouvelle consultation sur le projet de règlement aura lieu en 2023.

Le 3 novembre 2022, le gouvernement du Canada a annoncé un nouveau crédit d'impôt à l'investissement dans la production d'énergie renouvelable, le stockage d'énergie et la production d'hydrogène. TransAlta interviendra activement auprès du ministère des Finances lors de l'achèvement des paramètres de ce crédit d'impôt.

#### Ontario

Au troisième trimestre de 2022, l'Ontario a mené une consultation sur les modifications proposées au programme des normes de rendement à l'égard des émissions («NRE»), son système de tarification du carbone, en prévision de la présentation de ses commentaires dans le cadre du processus d'examen fédéral, qui se déroulera au quatrième trimestre de 2022.

TransAlta a participé étroitement au processus de consultation et continue de plaider en faveur d'une approche qui soutient nos activités dans la province. Ces propositions de politiques ne devraient avoir aucune incidence négative, étant donné que TransAlta transfère aux clients les coûts liés à la conformité et les économies aux termes de ses contrats en vigueur.

En 2022, la SIERE est allée de l'avant avec un processus d'approvisionnement et de planification visant à répondre aux besoins en matière de capacité à venir dans la province à court, à moyen et à long terme. La SIERE a terminé son appel d'offres visant l'attribution de contrats de capacité à moyen terme à des producteurs existants et à cinq centrales, dont la centrale de cogénération de Sarnia et le parc éolien Melancthon 1 de TransAlta, de nouveaux contrats qui s'échelonnent du 1<sup>er</sup> mai 2026 au 30 avril 2031. Il est prévu que le contrat de capacité existant de Sarnia avec la SIERE sera prolongé jusqu'à la date de début du nouveau contrat. En outre, la SIERE va de l'avant avec des processus d'approvisionnement à long terme pour obtenir jusqu'à 4 000 MW de capacité, la livraison commerciale étant prévue pour 2025-2027. TransAlta s'est qualifiée dans le cadre du processus d'approvisionnement à long terme. L'attribution des contrats d'approvisionnement sera annoncée en 2023.

## Alberta

En août 2022, le gouvernement de l'Alberta a lancé une consultation sur les changements à apporter au règlement intitulé *Technology Innovation and Emissions Reduction Regulation* (le «TIER»), qui régit le système de tarification du carbone de la province. Cette révision a pour but de modifier la réglementation afin de respecter le modèle fédéral de tarification du carbone.

Les principales questions prises en compte sont l'alignement sur l'augmentation progressive de la tarification fédérale du carbone à 170 \$ la tonne d'ici 2030, le resserrement des normes de rendement en matière d'émissions au titre du TIER et l'établissement d'une demande nette pour des crédits d'émission afin d'offrir un prix marginal du carbone cohérent. TransAlta a participé étroitement aux consultations et continue de plaider en faveur d'une approche qui favorise un cadre d'investissement et d'exploitation prévisible.

## États-Unis

Le 16 août 2022, l'IRA a été promulguée par le président Biden. 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.

Les élections américaines de mi-mandat se tiendront le 8 novembre 2022, et les changements au Congrès et au Sénat devraient modifier l'orientation du gouvernement, notamment en matière de politique climatique. TransAlta continuera de surveiller les résultats de ces élections ainsi que l'évolution de l'application de l'IRA.

## 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 («CDN») afin de faire passer l'objectif de réduction des émissions du pays pour 2030 à 43 % par rapport aux niveaux de 2005. Le gouvernement a également confirmé son intention d'accroître la production d'électricité renouvelable de sorte qu'elle représente 82 % de l'offre en électricité d'ici 2030.

À la lumière des annonces relatives à la politique étatique, les efforts continuent de viser l'abandon du charbon au profit des énergies renouvelables, de l'hydrogène et du stockage d'énergie. Nous estimons que le risque est faible pour nos actifs australiens existants, mais que le soutien politique en faveur de la poursuite de la décarbonation industrielle pourrait favoriser la croissance future.

## 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 neuf mois close le 30 septembre 2022, la majorité de l'effectif qui assure la réalisation du CIIF et des CPCI a effectué un retour au travail et continue de travailler à distance en mode hybride. La Société a mis en place une surveillance et des contrôles appropriés pour le travail au bureau et à distance. L'incidence sur la conception et le fonctionnement des contrôles internes est minimale.

Le CIIF est un cadre conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers consolidés annuels audités 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 de la direction des finances, selon le cas, pour permettre la prise de décisions en temps opportun se rapportant à l'obligation de communication de l'information.

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.

Conformément aux dispositions du Règlement 52-109 ainsi qu'aux lignes directrices de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, la portée de l'évaluation ne comprenait pas les contrôles internes à l'égard de l'information financière des parcs solaires en Caroline du Nord, que la Société a acquis le 5 novembre 2021. Les parcs solaires en Caroline du Nord ont été exclus de l'évaluation par la direction de l'efficacité du CIIF de la Société au 31 décembre 2021, étant donné que l'acquisition s'est faite peu de temps avant la fin de l'exercice. De plus amples renseignements concernant l'acquisition sont présentés à la note 4 des états financiers consolidés annuels audités de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

Conformément à l'évaluation au 31 décembre 2021, la portée de cette dernière ne comprend pas les contrôles à l'égard de l'information financière des actifs acquis dans le cadre de l'acquisition des parcs solaires en Caroline du Nord, que la Société a acquis le 5 novembre 2021. L'actif total et les actifs nets des parcs solaires en Caroline du Nord représentaient respectivement environ 2 % et 3 % de l'actif total et des actifs nets de la Société et 1 % du résultat net total de la Société au 30 septembre 2022.

La direction a évalué, avec la participation du chef de la direction et du chef de la direction 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 de la direction des finances ont conclu qu'au 30 septembre 2022, fin de la période visée par le présent rapport de gestion, le CIIF et les CPCI étaient efficaces.

## Comptes de résultat consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)

<i>(non audité)</i>	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2022	2021	2022	2021
Produits des activités ordinaires (note 3)	929	850	2 122	2 111
Coûts du combustible et des achats d'électricité (note 4)	348	328	817	788
Coûts de conformité liés au carbone (note 4)	23	47	51	139
<b>Marge brute</b>	<b>558</b>	475	<b>1 254</b>	1 184
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration (note 4)	135	130	364	381
Amortissement (note 14)	179	123	411	395
Imputations pour dépréciation d'actifs (note 5)	70	575	4	620
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	8	9	25	26
Autres résultats d'exploitation, montant net (note 6)	(11)	47	(48)	26
<b>Résultats d'exploitation</b>	<b>177</b>	(409)	<b>498</b>	(264)
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	1	1	5	5
Produits tirés des contrats de location-financement	4	6	15	19
Charge d'intérêts nette (note 7)	(66)	(63)	(195)	(186)
Profit de change	6	1	17	22
Profit à la vente d'actifs et autres (note 14)	4	23	6	56
<b>Résultat avant impôts sur le résultat</b>	<b>126</b>	(441)	<b>346</b>	(348)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat (note 8)	30	(22)	103	42
<b>Résultat net</b>	<b>96</b>	(419)	<b>243</b>	(390)
<b>Résultat net attribuable aux :</b>				
Actionnaires de TransAlta	72	(446)	188	(478)
Participations ne donnant pas le contrôle (note 9)	24	27	55	88
	<b>96</b>	(419)	<b>243</b>	(390)
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	72	(446)	188	(478)
Dividendes sur actions privilégiées (note 21)	11	10	21	20
<b>Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>61</b>	(456)	<b>167</b>	(498)
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période (en millions)</b>	<b>271</b>	271	<b>271</b>	271
<b>Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué</b>	<b>0,23</b>	(1,68)	<b>0,62</b>	(1,84)

Voir les notes jointes.

## États du résultat global consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2022	2021	2022	2021
<b>Résultat net</b>	<b>96</b>	(419)	<b>243</b>	(390)
<b>Autres éléments du résultat global</b>				
Gains actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts <sup>1</sup>	—	2	<b>36</b>	40
Pertes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	(1)
Pertes de réévaluation à la juste valeur des placements, déduction faite des impôts (note 13)	<b>(1)</b>	—	<b>(1)</b>	—
<b>Total des éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net</b>	<b>(1)</b>	2	<b>35</b>	39
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts	<b>24</b>	17	<b>18</b>	(20)
Profits (pertes) sur les instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts <sup>2</sup>	<b>(25)</b>	(11)	<b>(28)</b>	3
Pertes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts <sup>3</sup>	<b>(100)</b>	(107)	<b>(251)</b>	(238)
Reclassement en résultat net des pertes (profits) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts <sup>4</sup>	<b>39</b>	19	<b>21</b>	(7)
<b>Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net</b>	<b>(62)</b>	(82)	<b>(240)</b>	(262)
<b>Autres éléments du résultat global</b>	<b>(63)</b>	(80)	<b>(205)</b>	(223)
<b>Total du résultat global</b>	<b>33</b>	(499)	<b>38</b>	(613)
<b>Total du résultat global attribuable aux :</b>				
Actionnaires de TransAlta	—	(533)	<b>44</b>	(670)
Participations ne donnant pas le contrôle (note 9)	<b>33</b>	34	<b>(6)</b>	57
	<b>33</b>	(499)	<b>38</b>	(613)

1) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat respectivement de néant et 11 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 (charge de 1 million de dollars et de 12 millions de dollars au 30 septembre 2021).

2) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat respectivement de 3 millions de dollars et 4 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 (néant pour les deux périodes au 30 septembre 2021).

3) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat respectivement de 29 millions de dollars et 72 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 (recouvrement de 29 millions de dollars et de 65 millions de dollars au 30 septembre 2021).

4) Déduction faite du reclassement du recouvrement d'impôts sur le résultat de 10 millions de dollars et 5 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 (recouvrement de 5 millions de dollars et charge de 2 millions de dollars au 30 septembre 2021).

Voir les notes jointes.

## États de la situation financière consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)

	30 sept. 2022	31 déc. 2021
<b>Actifs courants</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	816	947
Liquidités soumises à restrictions (note 18)	65	70
Créances clients et autres débiteurs (note 10)	1 327	651
Charges payées d'avance	51	29
Actifs de gestion du risque (notes 11 et 12)	755	308
Stocks	171	167
Actifs détenus en vue de la vente	31	25
	<b>3 216</b>	<b>2 197</b>
<b>Actifs non courants</b>		
Placements (note 13)	125	105
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	143	185
Actifs de gestion du risque (notes 11 et 12)	226	399
Immobilisations corporelles (note 14)		
Coût	13 609	13 389
Amortissement cumulé	(8 315)	(8 069)
	<b>5 294</b>	<b>5 320</b>
Actifs au titre de droits d'utilisation	96	95
Immobilisations incorporelles (note 15)	257	256
Goodwill	465	463
Actifs d'impôt différé	60	64
Autres actifs (note 16)	163	142
<b>Total de l'actif</b>	<b>10 045</b>	<b>9 226</b>
<b>Passifs courants</b>		
Dettes fournisseurs et charges à payer (note 12)	1 279	689
Partie courante de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 17)	49	48
Passifs de gestion du risque (notes 11 et 12)	854	261
Partie courante des passifs sur contrat (note 22)	6	19
Impôts sur le résultat à payer	11	8
Dividendes à verser (notes 20 et 21)	39	62
Partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives (note 18)	722	844
	<b>2 960</b>	<b>1 931</b>
<b>Passifs non courants</b>		
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives (note 18)	2 487	2 423
Titres échangeables	738	735
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 17)	651	779
Passifs d'impôt différé	349	354
Passifs de gestion du risque (notes 11 et 12)	247	145
Passifs sur contrat	12	13
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants (note 19)	184	253
<b>Total du passif</b>	<b>7 628</b>	<b>6 633</b>
<b>Capitaux propres</b>		
Actions ordinaires (note 20)	2 879	2 901
Actions privilégiées (note 21)	942	942
Surplus d'apport	33	46
Déficit	(2 318)	(2 453)
Cumul des autres éléments du résultat global	2	146
<b>Capitaux propres attribuables aux actionnaires</b>	<b>1 538</b>	<b>1 582</b>
Participation ne donnant pas le contrôle (note 9)	879	1 011
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>2 417</b>	<b>2 593</b>
<b>Total du passif et des capitaux propres</b>	<b>10 045</b>	<b>9 226</b>
Engagements et éventualités (note 22)		

Voir les notes jointes.

## États des variations des capitaux propres consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)

Neuf mois clos le 30 septembre 2022	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Attribuables aux actionnaires	Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2021	2 901	942	46	(2 453)	146	1 582	1 011	2 593
Résultat net	—	—	—	188	—	188	55	243
Autres éléments du résultat global :								
Pertes nettes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts	—	—	—	—	(10)	(10)	—	(10)
Pertes nettes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(230)	(230)	—	(230)
Gains actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	36	36	—	36
Participations évaluées à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	—	—	—	—	60	60	(61)	(1)
<b>Total du résultat global</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>188</b>	<b>(144)</b>	<b>44</b>	<b>(6)</b>	<b>38</b>
Dividendes sur actions ordinaires	—	—	—	(27)	—	(27)	—	(27)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	(21)	—	(21)	—	(21)
Actions achetées en vertu d'une offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités («OPRA») (note 20)	(29)	—	—	(5)	—	(34)	—	(34)
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	7	—	(13)	—	—	(6)	—	(6)
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 9)	—	—	—	—	—	—	(126)	(126)
<b>Solde au 30 septembre 2022</b>	<b>2 879</b>	<b>942</b>	<b>33</b>	<b>(2 318)</b>	<b>2</b>	<b>1 538</b>	<b>879</b>	<b>2 417</b>

Neuf mois clos le 30 septembre 2021	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Attribuables aux actionnaires	Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2020	2 896	942	38	(1 826)	302	2 352	1 084	3 436
Résultat net	—	—	—	(478)	—	(478)	88	(390)
Autres éléments du résultat global :								
Pertes nettes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts	—	—	—	—	(17)	(17)	—	(17)
Profits nets (pertes nettes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(247)	(247)	1	(246)
Gains actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	40	40	—	40
Participations intersociétés évaluées à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	—	—	—	—	32	32	(32)	—
<b>Total du résultat global</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>(478)</b>	<b>(192)</b>	<b>(670)</b>	<b>57</b>	<b>(613)</b>
Dividendes sur actions ordinaires	—	—	—	(37)	—	(37)	—	(37)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	(20)	—	(20)	—	(20)
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	5	—	(1)	—	—	4	—	4
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 9)	—	—	—	—	—	—	(117)	(117)
<b>Solde au 30 septembre 2021</b>	<b>2 901</b>	<b>942</b>	<b>37</b>	<b>(2 361)</b>	<b>110</b>	<b>1 629</b>	<b>1 024</b>	<b>2 653</b>

Voir les notes jointes.



**Tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés***(en millions de dollars canadiens)*

<i>(non audité)</i>	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2022	2021	2022	2021
<b>Activités d'exploitation</b>				
Résultat net	96	(419)	243	(390)
Amortissement (notes 14 et 23)	179	197	411	574
Profit à la vente d'actifs et autres (note 14)	(4)	(23)	(5)	(56)
Désactualisation des provisions (note 7)	16	9	35	23
Frais de démantèlement et de remise en état réglés (note 17)	(9)	(5)	(23)	(13)
(Recouvrement) charge d'impôt différé (note 8)	20	(46)	68	(17)
Perte latente (profit latent) sur les activités de gestion du risque	151	(67)	111	(100)
Perte latente (profit latent) de change	6	1	7	(24)
Provisions et passifs sur contrat	(8)	3	(4)	(19)
Imputations pour dépréciation d'actifs (note 5)	70	575	4	620
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, déduction faite des distributions reçues des placements	—	(2)	(2)	(3)
Autres éléments sans effet de trésorerie	(37)	9	(67)	30
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	480	232	778	625
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(276)	378	(252)	322
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>204</b>	<b>610</b>	<b>526</b>	<b>947</b>
<b>Activités d'investissement</b>				
Ajouts d'immobilisations corporelles (note 14)	(280)	(127)	(481)	(344)
Ajouts d'immobilisations incorporelles (note 15)	(4)	(1)	(27)	(4)
Liquidités soumises à restrictions (note 18)	(22)	(20)	3	(5)
Remboursements sur le prêt à recevoir (note 16)	4	2	14	—
Produit de la vente du gazoduc Pioneer (note 14)	—	—	—	128
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	10	33	12	37
Profits réalisés (pertes réalisées) sur les instruments financiers	9	(1)	8	(4)
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	12	10	34	30
Divers	6	4	13	(14)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	90	19	83	(26)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement</b>	<b>(175)</b>	<b>(81)</b>	<b>(341)</b>	<b>(202)</b>
<b>Activités de financement</b>				
Diminution nette des emprunts sur les facilités de crédit	—	—	—	(114)
Remboursement de la dette à long terme	(21)	(18)	(80)	(63)
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 20)	(14)	(13)	(41)	(37)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 21)	(11)	(9)	(31)	(29)
Rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (note 20)	(10)	—	(28)	(4)
Produit net tiré de l'émission d'actions ordinaires	—	—	1	8
Pertes réalisées sur les instruments financiers	—	(1)	—	—
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 9)	(54)	(50)	(126)	(117)
Diminution des obligations locatives	(2)	(2)	(6)	(6)
Frais de financement et autres	(2)	1	(4)	(2)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités de financement	—	1	—	—
<b>Flux de trésorerie liés aux activités de financement</b>	<b>(114)</b>	<b>(91)</b>	<b>(315)</b>	<b>(364)</b>
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement</b>	<b>(85)</b>	<b>438</b>	<b>(130)</b>	<b>381</b>
<b>Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères</b>	<b>3</b>	<b>—</b>	<b>(1)</b>	<b>(4)</b>
<b>(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>(82)</b>	<b>438</b>	<b>(131)</b>	<b>377</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période</b>	<b>898</b>	<b>642</b>	<b>947</b>	<b>703</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période</b>	<b>816</b>	<b>1 080</b>	<b>816</b>	<b>1 080</b>
Impôts au comptant payés	10	13	53	40
Intérêts au comptant payés	52	49	159	161

*Voir les notes jointes.*

## Notes des états financiers consolidés résumés

(non audité)

(Tous les montants des tableaux sont en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

### 1. Renseignements sur la Société

#### A. Description des activités

TransAlta Corporation («TransAlta» ou la «Société») a été constituée en mars 1985 en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*. La Société est devenue une société ouverte en décembre 1992. Son siège social est situé à Calgary, en Alberta.

#### Secteurs opérationnels

En 2021, la Société a réaligné ses secteurs opérationnels afin qu'ils reflètent davantage un changement dans la manière dont le président et chef de la direction de TransAlta (le principal décideur opérationnel) examine l'information financière afin d'affecter les ressources et d'évaluer le rendement. Les principaux changements comprenaient l'abolition des secteurs Énergie thermique en Alberta et Centralia, et la réorganisation des secteurs Gaz en Amérique du Nord et Gaz en Australie, qui forment maintenant un nouveau secteur «Gaz». Les centrales thermiques en Alberta converties au gaz naturel ont été incluses dans le secteur Gaz. Les actifs restants qui étaient antérieurement inclus dans le secteur Énergie thermique en Alberta, notamment les actifs miniers et les centrales non converties au gaz naturel de même que l'unité restante de Centralia, sont maintenant inclus dans un nouveau secteur : «Transition énergétique». Aucune modification n'a été apportée aux secteurs Hydroélectricité et Énergie éolienne et énergie solaire. Ce changement cadre davantage avec la stratégie à long terme de la Société et reflète son plan de croissance de l'électricité propre. Se reporter à la note 23 pour plus de détails.

#### B. Base d'établissement

Les présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités ont été dressés conformément à la Norme comptable internationale IAS 34, *Information financière intermédiaire*, en utilisant les mêmes méthodes comptables que celles utilisées dans les plus récents états financiers consolidés annuels audités de la Société, exception faite de ce qui est décrit à la note 2. Les présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités ne comprennent pas toutes les informations incluses dans les états financiers consolidés annuels audités de la Société. Par conséquent, ces états doivent être lus avec les plus récents états financiers consolidés annuels audités de la Société disponibles sur SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et sur EDGAR à l'adresse [www.sec.gov](http://www.sec.gov).

Les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités comprennent les comptes de la Société et des filiales sur lesquelles elle exerce un contrôle.

Les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités ont été préparés sur la base du coût historique, sauf pour certains instruments financiers qui sont présentés à la juste valeur.

Les présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités reflètent tous les ajustements qui consistent en des ajustements et charges récurrents réguliers qui sont, de l'avis de la direction, nécessaires à une présentation fidèle des résultats. Les résultats intermédiaires varient en raison des calendriers d'entretien des centrales, du caractère saisonnier de la demande d'électricité et des variations du prix de l'énergie. Par conséquent, les résultats résumés intermédiaires ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats annuels. Les résultats de TransAlta sont en partie à caractère saisonnier en raison de la nature du marché de l'électricité et des coûts du combustible connexes.

L'autorisation de publication de ces états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités a été reçue du comité d'audit, des finances et des risques au nom du conseil d'administration de TransAlta (le «conseil») le 7 novembre 2022.

### C. Jugements importants en matière de comptabilité et principales sources d'incertitude relative aux estimations

La préparation des présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités selon l'IAS 34 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 sur les informations à fournir sur les actifs et les passifs éventuels. 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 d'actualisation, des taux de change, des taux d'inflation et des prix des produits de base, les changements dans la conjoncture économique, et les modifications apportées aux lois et aux règlements.

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022, l'économie mondiale a continué de se remettre de la pandémie de COVID-19. Le conflit entre la Russie et l'Ukraine a entraîné l'adoption de mesures politiques sans précédent et la coordination mondiale de sanctions et d'engagements visant à réduire la dépendance à l'égard de l'énergie russe, y compris le gaz naturel, ce qui a intensifié les perturbations de la chaîne d'approvisionnement mondiale et la volatilité des prix des produits de base et contribué à l'augmentation potentielle du risque lié à la cybersécurité inhérent. Les prix de l'énergie ont augmenté en raison de la grande incertitude entourant l'approvisionnement mondial en pétrole et en gaz naturel causée par la guerre en Ukraine. Récemment, la dynamique inflation-chaîne d'approvisionnement, combinée à la hausse des taux d'intérêt et à la volatilité des taux de change, a créé un contexte qui nécessite une surveillance étroite. Les estimations de la mesure dans laquelle les événements géopolitiques pourraient influencer, directement ou indirectement, les activités, les résultats financiers et la situation financière de la Société dans les périodes futures sont également assujetties à une importante part d'incertitude. L'incertitude relative à la pandémie de COVID-19, aux événements géopolitiques et à la hausse de l'indice des prix à la consommation («IPC») a été prise en compte dans les estimations de la Société au 30 septembre 2022 et pour la période close à cette date.

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022, des changements ont été apportés aux estimations relatives à la durée d'utilité et à l'amortissement des actifs (note 14), à la provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 17) et aux obligations au titre des prestations définies (note 19).

Se reporter à la note 2 P) des états financiers consolidés annuels audités de 2021 de la Société pour de plus amples renseignements sur les principaux jugements comptables et les principales sources d'incertitude qui ont une incidence sur les estimations.

## 2. Méthodes comptables significatives

Les méthodes comptables adoptées pour la préparation des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités sont conformes à celles utilisées pour la préparation des états financiers consolidés annuels de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, à l'exception de l'adoption de nouvelles normes en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2022 et de l'adoption anticipée de normes, d'interprétations ou de modifications qui ont été publiées, mais qui ne sont pas encore en vigueur.

### A. Modifications de méthodes comptables de la période considérée

#### Modifications à l'IAS 37, *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels*

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

## B. Modifications de méthodes comptables futures

Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés annuels audités de 2021 pour plus de précisions sur les méthodes comptables futures ayant une incidence sur la Société. Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022, aucune modification supplémentaire aux méthodes comptables futures ayant une incidence sur la Société n'a été relevée.

## C. Chiffres comparatifs

Certains chiffres comparatifs ont été reclassés pour rendre leur présentation conforme à celle de la période considérée. Ces reclassements n'ont eu aucune incidence sur le résultat net présenté antérieurement.

## 3. Produits des activités ordinaires

### A. Ventilation des produits des activités ordinaires

Les produits de la Société sont essentiellement tirés de la vente d'énergie, de capacité et d'attributs environnementaux, de la location de centrales, et des activités d'optimisation des actifs, que la Société ventile selon les groupes suivants afin de déterminer comment les facteurs économiques influent sur la comptabilisation des produits des activités ordinaires.

Trois mois clos le 30 septembre 2022	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz <sup>1</sup>	Transition énergétique <sup>2</sup>	Commercialisation de l'énergie	Siège social et autres	Total
<b>Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</b>							
Électricité et autres	11	37	124	—	—	—	172
Attributs environnementaux	—	3	—	—	—	—	3
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	11	40	124	—	—	—	175
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location <sup>3</sup>	—	—	12	—	—	—	12
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation <sup>4</sup>	—	(49)	(286)	60	54	1	(220)
Produits des activités ordinaires tirés des ventes marchandes	252	17	518	171	—	—	958
Divers	2	3	4	—	—	(5)	4
<b>Total des produits des activités ordinaires</b>	<b>265</b>	<b>11</b>	<b>372</b>	<b>231</b>	<b>54</b>	<b>(4)</b>	<b>929</b>
<b>Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</b>							
Moment de la comptabilisation des produits des activités ordinaires							
À un moment précis	—	3	—	2	—	—	5
Au fil du temps	11	37	124	(2)	—	—	170
<b>Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</b>	<b>11</b>	<b>40</b>	<b>124</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>175</b>

1) Ce secteur comprend les secteurs auparavant connus sous les noms de Gaz en Australie et Gaz en Amérique du Nord, ainsi que les actifs de production au gaz du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta. Se reporter à la note 1 pour plus de détails.

2) Ce secteur comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia et les centrales non converties au gaz qui étaient antérieurement incluses dans le secteur Énergie thermique en Alberta. Se reporter à la note 1 pour plus de détails.

3) Total des produits locatifs, y compris les loyers conditionnels liés à d'autres contrats à long terme qui respectent les critères des contrats de location simple.

4) Représentent les profits ou les pertes réalisés et latents des positions de couverture et de dérivés. Une importante volatilité des prix sur les marchés de produits de base a entraîné une plus grande fluctuation des positions de dérivés.

Trois mois clos le 30 septembre 2021	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz <sup>1</sup>	Transition énergétique <sup>2</sup>	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social et autres	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Électricité et autres	8	37	103	10	—	—	158
Attributs environnementaux	—	14	—	—	—	—	14
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location <sup>3</sup>	—	—	4	—	—	—	4
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation <sup>4</sup>	—	(18)	—	74	86	1	143
Produits des activités ordinaires tirés des ventes marchandes	86	15	275	147	—	—	523
Divers	2	4	2	—	—	—	8
<b>Total des produits des activités ordinaires</b>	<b>96</b>	<b>52</b>	<b>384</b>	<b>231</b>	<b>86</b>	<b>1</b>	<b>850</b>
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Moment de la comptabilisation des produits des activités ordinaires							
À un moment précis	—	14	(1)	10	—	—	23
Au fil du temps	8	37	104	—	—	—	149
<b>Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</b>	<b>8</b>	<b>51</b>	<b>103</b>	<b>10</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>172</b>

1) Ce secteur comprend les secteurs auparavant connus sous les noms de Gaz en Australie et Gaz en Amérique du Nord, ainsi que les actifs de production au gaz du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta. Se reporter à la note 1 pour plus de détails.

2) Ce secteur comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia et les centrales non converties au gaz qui étaient antérieurement incluses dans le secteur Énergie thermique en Alberta. Se reporter à la note 1 pour plus de détails.

3) Total des produits locatifs, y compris les loyers conditionnels et d'autres contrats à long terme qui respectent les critères des contrats de location simple.

4) Représentent les profits ou les pertes réalisés et latents des positions de couverture et de dérivés. Les données du secteur Énergie éolienne et énergie solaire ont été modifiées afin de rendre la présentation du classement des produits des activités ordinaires conforme à celle de la période considérée.

Neuf mois clos le 30 septembre 2022	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz <sup>1</sup>	Transition énergétique <sup>2</sup>	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social et autres	Total
<b>Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</b>							
Électricité et autres	29	155	340	6	—	—	530
Attributs environnementaux	1	33	—	—	—	—	34
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	30	188	340	6	—	—	564
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location <sup>3</sup>	—	—	20	—	—	—	20
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation <sup>4</sup>	—	(69)	(359)	174	116	3	(135)
Produits des activités ordinaires tirés des ventes marchandes	411	61	925	253	—	—	1 650
Divers	6	15	7	—	—	(5)	23
<b>Total des produits des activités ordinaires</b>	<b>447</b>	<b>195</b>	<b>933</b>	<b>433</b>	<b>116</b>	<b>(2)</b>	<b>2 122</b>
<b>Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</b>							
Moment de la comptabilisation des produits des activités ordinaires							
À un moment précis	1	33	—	8	—	—	42
Au fil du temps	29	155	340	(2)	—	—	522
<b>Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</b>	<b>30</b>	<b>188</b>	<b>340</b>	<b>6</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>564</b>

1) Ce secteur comprend les secteurs auparavant connus sous les noms de Gaz en Australie et Gaz en Amérique du Nord, ainsi que les actifs de production au gaz du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta. Se reporter à la note 1 pour plus de détails.

2) Ce secteur comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia et les centrales non converties au gaz qui étaient antérieurement incluses dans le secteur Énergie thermique en Alberta. Se reporter à la note 1 pour plus de détails.

3) Total des produits locatifs, y compris les loyers conditionnels liés à d'autres contrats à long terme qui respectent les critères des contrats de location simple.

4) Représentent les profits ou les pertes réalisés et latents des positions de couverture et de dérivés. Une importante volatilité des prix sur les marchés de produits de base a entraîné une plus grande fluctuation des positions de dérivés.

Neuf mois clos le 30 septembre 2021	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz <sup>1</sup>	Transition énergétique <sup>2</sup>	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social et autres	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Électricité et autres	21	149	275	20	—	—	465
Attributs environnementaux	—	23	—	—	—	—	23
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Produits des activités ordinaires tirés de contrats de location <sup>3</sup>	—	—	14	—	—	—	14
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation <sup>4</sup>	—	(15)	(57)	137	185	6	256
Produits des activités ordinaires tirés des ventes marchandes	271	44	699	314	—	—	1 328
Divers <sup>5</sup>	7	12	6	—	—	—	25
<b>Total des produits des activités ordinaires</b>	<b>299</b>	<b>213</b>	<b>937</b>	<b>471</b>	<b>185</b>	<b>6</b>	<b>2 111</b>
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Moment de la comptabilisation des produits des activités ordinaires							
À un moment précis	—	23	1	19	—	—	43
Au fil du temps	21	149	274	1	—	—	445
<b>Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</b>	<b>21</b>	<b>172</b>	<b>275</b>	<b>20</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>488</b>

1) Ce secteur comprend les secteurs auparavant connus sous les noms de Gaz en Australie et Gaz en Amérique du Nord, ainsi que les actifs de production au gaz du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta. Se reporter à la note 1 pour plus de détails.

2) Ce secteur comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia et les centrales non converties au gaz qui étaient antérieurement incluses dans le secteur Énergie thermique en Alberta. Se reporter à la note 1 pour plus de détails.

3) Total des produits locatifs, y compris les loyers conditionnels et d'autres contrats à long terme qui respectent les critères des contrats de location simple.

4) Représentent les profits ou les pertes réalisés et latents des positions de couverture et de dérivés. Les données du secteur Énergie éolienne et énergie solaire ont été modifiées afin de rendre la présentation du classement des produits des activités ordinaires conforme à celle de la période considérée.

5) Comprend les produits tirés des incitatifs gouvernementaux et de diverses autres sources.

## B. Modifications des contrats générateurs de produits

### Énergie éolienne et énergie solaire

Le 23 août 2022, la Société a annoncé que la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité («SIERE») de l'Ontario lui avait octroyé un contrat de capacité visant le parc éolien de Melancthon 1, lequel prolongera la période pendant laquelle des produits contractuels sont prévus jusqu'au 30 avril 2031. Le contrat d'achat d'électricité («CAÉ») existant de la centrale éolienne avec la SIERE prend fin le 3 mars 2026.

Le 2 juin 2022, TransAlta Renewables Inc., une filiale de la Société («TransAlta Renewables»), a annoncé qu'elle avait modifié et prolongé ses CAÉ conclus avec la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick («Énergie NB») visant les unités 1, 2 et 3 du parc éolien de Kent Hills, dont la capacité de production totalise 167 MW. Les modifications visent à combiner et à prolonger les CAÉ pour permettre à Énergie NB de réduire de 10 % les prix contractuels initiaux entre janvier 2023 et décembre 2033 et de prolonger la durée contractuelle initiale de 10 ans, soit jusqu'en décembre 2045.

Se reporter aux notes 14, 16 et 18 pour plus de précisions sur le parc éolien de Kent Hills.

### Gaz

Le 23 août 2022, la Société a annoncé que la SIERE lui avait octroyé un contrat de capacité visant la centrale de cogénération de Sarnia, lequel prolongera la période pendant laquelle des produits contractuels sont prévus jusqu'au 30 avril 2031. Le contrat actuel avec la SIERE vient à échéance le 31 décembre 2025. La Société prévoit une réduction annuelle d'environ 30 % de la marge brute de la centrale de cogénération de Sarnia en raison du plafond tarifaire fixé par la SIERE dans le cadre du nouveau contrat.

Au deuxième trimestre de 2022, la Société a exercé les options de prolongation des contrats d'approvisionnement en électricité avec trois de ses clients industriels et d'approvisionnement en vapeur pour l'un de ces clients visant la centrale de cogénération de Sarnia. L'exercice de ces options prolonge la période visée par les conditions de livraison du 31 décembre 2022 au 30 avril 2031, dans un cas, et au 31 décembre 2032, dans les deux autres cas.



## 4. Charges selon leur nature

### A. Charges liées aux coûts du combustible et des achats d'électricité, ainsi qu'aux activités d'exploitation, d'entretien et d'administration

Les charges liées aux coûts du combustible et des achats d'électricité, ainsi qu'aux activités d'exploitation, d'entretien et d'administration sont classées selon leur nature comme suit :

	Trois mois clos les 30 sept.				Neuf mois clos les 30 sept.			
	2022		2021		2022		2021	
	Coûts du combustible et des achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	Coûts du combustible et des achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	Coûts du combustible et des achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	Coûts du combustible et des achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration
Coûts du combustible – gaz	152	—	80	—	409	—	200	—
Coûts du combustible – charbon <sup>1</sup>	48	—	53	—	96	—	123	—
Redevances, coûts de location des terrains et autres coûts directs	6	—	4	—	18	—	14	—
Coûts des achats d'électricité <sup>2</sup>	141	—	108	—	290	—	246	—
Amortissement minier <sup>3</sup>	—	—	74	—	—	—	179	—
Salaires et avantages sociaux	1	66	9	67	4	180	26	174
Autres charges d'exploitation <sup>2,4</sup>	—	69	—	63	—	184	—	207
<b>Total</b>	<b>348</b>	<b>135</b>	<b>328</b>	<b>130</b>	<b>817</b>	<b>364</b>	<b>788</b>	<b>381</b>

1) Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, le poste Coûts du combustible – charbon comprenait des montants respectivement de 5 millions de dollars et 16 millions de dollars liés à la dépréciation des stocks de charbon comptabilisée en 2021.

2) Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, des montants respectivement de 1 million de dollars et 6 millions de dollars liés aux frais de services des centrales pour le secteur Hydroélectricité ont été reclassés du poste Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration au poste Coûts du combustible et des achats d'électricité aux fins de comparaison. Ce reclassement n'a eu aucune incidence sur le résultat net présenté antérieurement.

3) Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, le poste Amortissement minier comprenait des montants respectivement de 19 millions de dollars et 48 millions de dollars liés à la dépréciation de l'amortissement minier comptabilisée en 2021.

4) Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration comprenaient une réduction de valeur respectivement de 5 millions de dollars et 30 millions de dollars des stocks de pièces et de matériaux liés à la mine de Highvale et aux activités de combustion du charbon dans nos centrales converties au gaz naturel.

### B. Coûts de conformité liés au carbone

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, la Société a utilisé des crédits d'émission de 1 169 333 millions de tonnes de carbone ayant une valeur comptable de 35 millions de dollars afin de régler son obligation de conformité liée au carbone d'un montant de 47 millions de dollars en 2021. L'écart de 12 millions de dollars a été comptabilisé en réduction des coûts de conformité liés au carbone de la Société pour la période.

Au 30 septembre 2022, la Société disposait de 1 017 980 crédits d'émission en stock achetés en externe d'une valeur comptable de 34 millions de dollars (2 033 752 crédits d'émission d'une valeur comptable de 55 millions de dollars au 31 décembre 2021). La Société dispose également d'environ 1 922 972 crédits d'émission admissibles d'une valeur comptable de néant générés en interne (1 922 973 crédits d'émission au 31 décembre 2021). De plus, la Société détient environ 1 750 000 crédits d'émissions admissibles générées par des actifs auparavant visés par des contrats d'achat d'électricité des centrales hydroélectriques («CAÉ des centrales hydroélectriques») d'une valeur comptable de néant pour la période de 2018 à 2020. Se reporter à la note 22 pour plus de détails.

## 5. Imputations pour dépréciation d'actifs

La Société a déterminé que certains actifs ou certaines centrales seront regroupés afin de former une unité génératrice de trésorerie («UGT») lorsque les exigences sont respectées à des fins de tests de dépréciation. Les immobilisations et le goodwill ont été affectés à chacune des UGT ou aux groupes d'UGT d'un secteur qui devraient bénéficier des synergies du regroupement d'entreprises qui a donné lieu au goodwill afin d'en déterminer la valeur comptable.

Dans le cadre des contrôles de surveillance de la Société, des prévisions à long terme sont préparées pour chaque UGT. Ces estimations de prévisions à long terme servent à évaluer l'importance des indicateurs potentiels de dépréciation et constituent des critères pour évaluer les changements défavorables dans l'exploitation. La Société examine également la relation entre sa capitalisation boursière et sa valeur comptable, entre autres facteurs, au moment de l'analyse des indicateurs de dépréciation. En présence d'indicateurs de dépréciation, la Société estime la valeur recouvrable de chaque UGT (la valeur la plus élevée entre la valeur d'utilité et la juste valeur diminuée des coûts de sortie) en calculant la juste valeur approximative diminuée des coûts de sortie au moyen des projections actualisées des flux de trésorerie établies d'après les prévisions à long terme de la Société. Les évaluations utilisées sont assujetties à une incertitude relative à la mesure en raison des hypothèses posées et des données utilisées dans les taux d'actualisation et les prévisions à long terme de la Société, y compris les fluctuations des coûts du combustible, des coûts d'exploitation, des dépenses d'investissement, des prix de l'électricité internationaux et de la durée d'utilité des actifs allant jusqu'à la dernière mise hors service d'actifs prévue en 2072.

Au cours de la période, la Société a comptabilisé les imputations pour dépréciation d'actifs (reprises) qui suivent :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2022	2021	2022	2021
Énergie éolienne et énergie solaire	14	10	35	10
Hydroélectricité	15	9	21	9
Centrales du secteur Transition énergétique	—	509	—	519
Siège social	—	—	—	27
Variations de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état d'actifs mis hors service	41	44	(52)	38
Dépréciation des immobilisations incorporelles – droits relatifs aux mines de charbon <sup>1)</sup>	—	3	—	17
<b>Imputations pour dépréciation d'actifs</b>	<b>70</b>	<b>575</b>	<b>4</b>	<b>620</b>

*1) Dépréciation à néant en 2021, car il n'y aura plus d'extraction de charbon dans cette zone de la mine.*

### Énergie éolienne et énergie solaire

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation nette respectivement de 14 millions de dollars et 35 millions de dollars. Au cours du deuxième trimestre, trois parcs éoliens ont subi une perte de valeur principalement en raison d'une augmentation des taux d'actualisation. Au cours du troisième trimestre, deux autres parcs éoliens et un parc solaire ont subi une perte de valeur à la suite des modifications apportées aux principales hypothèses, notamment des augmentations importantes des taux d'actualisation et des changements dans les flux de trésorerie futurs estimatifs. La valeur recouvrable de 607 millions de dollars pour ces six actifs était fondée sur la juste valeur estimative diminuée des coûts de sortie en utilisant la méthode d'actualisation des flux de trésorerie et est classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs.

Au troisième trimestre de 2021, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 8 millions de dollars à l'égard d'un actif éolien pour tenir compte d'une augmentation des frais de démantèlement estimés par suite de l'examen d'une étude technique réalisée récemment. L'évaluation de la juste valeur diminuée des coûts de sortie qui en découle est classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs, et la Société a ajusté à la baisse la valeur attendue, la ramenant à 65 millions de dollars au 30 septembre 2021 au moyen de taux d'actualisation de 5 %. Les principales hypothèses ayant une incidence sur le calcul de la juste valeur portent sur la production d'électricité, les prix de vente et les coûts, lesquels sont assujettis à une incertitude relative à la mesure.

Au 30 septembre 2021, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 2 millions de dollars attribuable à la défaillance de la tour de Kent Hills Wind LP.

### Hydroélectricité

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation nette respectivement de 15 millions de dollars et 21 millions de dollars. Au cours du deuxième trimestre, une imputation pour dépréciation de 6 millions de dollars a été comptabilisée à l'égard de l'une des centrales hydroélectriques en raison principalement d'une augmentation des taux d'actualisation. Au cours du troisième trimestre, deux autres centrales hydroélectriques ont subi une perte de valeur à la suite des modifications apportées aux principales hypothèses, notamment des augmentations importantes des taux d'actualisation et des changements dans les flux de trésorerie futurs estimatifs. La valeur recouvrable totale de 89 millions de dollars pour ces trois actifs était fondée sur la juste valeur estimative diminuée des coûts de sortie en utilisant la méthode d'actualisation des flux de trésorerie et est classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs.

Au troisième trimestre de 2021, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 9 millions de dollars dans le secteur Hydroélectricité relativement au solde des frais de mise en valeur de projets à l'une de ses centrales hydroélectriques, étant donné l'incertitude quant au moment de la mise en œuvre du projet.

Le calcul de la juste valeur diminuée des coûts de sortie de toutes les installations susmentionnées est surtout sensible aux hypothèses suivantes :

Emplacement des actifs	Taux d'actualisation des actifs visés par contrat et des actifs marchands en 2022	Taux d'actualisation des actifs visés par contrat et des actifs marchands de la période précédente
Énergie éolienne et énergie solaire	Canada	6,4 % et 7,1 %
	États-Unis (É.-U.)	6,5 % et 7,3 %
Hydroélectricité	Canada	5,9 % et 6,4 %

*1) Les taux d'actualisation de la période précédente sont liés à l'évaluation détaillée la plus récente réalisée pour le secteur Énergie éolienne et énergie solaire au troisième trimestre de 2021 et pour le secteur Hydroélectricité au troisième trimestre de 2019.*

### Transition énergétique

Au troisième trimestre de 2021, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation d'actifs dans le secteur Énergie thermique en Alberta en raison de la décision d'interrompre le projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance de 190 millions de dollars et de la mise hors service prévue de l'unité 1 de la centrale de Keephills de 78 millions de dollars, et de l'unité 4 de la centrale de Sundance de 56 millions de dollars. Les tests de dépréciation de l'unité 1 de la centrale de Keephills et de l'unité 4 de la centrale de Sundance étaient fondés sur les valeurs de récupération estimatives de ces unités qui étaient supérieures aux avantages économiques attendus de celles-ci. En ce qui a trait au projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance, le test de dépréciation était fondé sur la valeur recouvrable estimée d'après la juste valeur estimative diminuée des coûts de sortie à la revente du matériel pour ce qui est des actifs en construction et d'après la valeur de récupération estimative pour ce qui est du reste des coûts. L'évaluation de la juste valeur des actifs en construction est classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs. Au 30 septembre 2021, le total de la valeur recouvrable estimée et de la valeur de récupération estimative restantes du projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance s'établissait à 33 millions de dollars. L'actualisation n'a pas eu d'incidence importante sur ces dépréciations d'actifs. La Société a décidé de mettre hors service les actifs et d'interrompre le projet après avoir évalué les conditions futures du marché, l'âge et l'état des unités en service et en tenant compte de l'orientation stratégique de TransAlta vers des solutions d'énergie renouvelable centrées sur le client.

Au troisième trimestre de 2021, compte tenu de la fermeture de la mine de Highvale à la fin de 2021, il a été déterminé que la valeur de récupération estimative dépassait l'avantage économique procuré à l'UGT marchande de l'Alberta. L'actif a été retiré de l'UGT marchande de l'Alberta pour les besoins des tests de dépréciation et a été soumis à un test de dépréciation séparément, ce qui a entraîné la comptabilisation d'une imputation pour dépréciation de 185 millions de dollars dans le secteur Transition énergétique, l'actif ayant été ramené à sa valeur de récupération.

**Siège social**

Energy Transfer Canada, auparavant SemCAMS Midstream ULC, a prétendument résilié les ententes liées à la mise en valeur et à la construction du projet de centrale de cogénération de Kaybob. Par conséquent, au premier trimestre de 2021, la Société a comptabilisé une dépréciation de 27 millions de dollars dans le secteur Siège social étant donné que cette centrale n'était pas encore en service. La valeur recouvrable était fondée sur la juste valeur estimative diminuée des coûts de sortie à la revente du matériel acheté à ce jour.

**Variations de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état d'actifs mis hors service**

Au troisième trimestre de 2022, la Société a accéléré l'échéancier prévu pour le démantèlement et la remise en état de certains actifs gaziers mis hors service. Cet ajustement a donné lieu à une augmentation de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état et à la comptabilisation d'une imputation pour dépréciation de 50 millions de dollars au cours du trimestre. De plus, pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022, la provision pour frais de démantèlement et de remise en état liée aux actifs mis hors service a diminué en raison d'une augmentation des taux d'actualisation, ce qui a entraîné une reprise de dépréciation respectivement de 9 millions de dollars et de 102 millions de dollars. Se reporter aux notes 14 et 17 pour plus de détails.

**6. Autres résultats d'exploitation, montant net**

Les autres résultats d'exploitation nets comprennent ce qui suit :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2022	2021	2022	2021
Entente sur l'élimination du charbon en Alberta	(10)	(10)	(30)	(30)
Dommages-intérêts prédéterminés recouvrables	(1)	—	(11)	—
Recouvrements d'assurance	—	—	(7)	(1)
Règlements avec des fournisseurs	—	43	—	43
Provision pour contrat déficitaire de la mine de Highvale	—	14	—	14
<b>Autres résultats d'exploitation, montant net</b>	<b>(11)</b>	<b>47</b>	<b>(48)</b>	<b>26</b>

**Entente sur l'élimination du charbon en Alberta**

La Société reçoit des paiements du gouvernement de l'Alberta pour l'élimination des émissions de ses centrales alimentées au charbon au plus tard le 31 décembre 2030. Aux termes de l'entente, la Société reçoit des paiements de transition annuels au comptant d'environ 40 millions de dollars (37 millions de dollars, déduction faite de la participation ne donnant pas le contrôle liée à la centrale de Sheerness) au plus tard le 31 juillet, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017 et jusqu'à la fin de 2030. Se reporter à la note 9 de nos états financiers consolidés annuels audités de 2021 pour plus de précisions.

**Dommages-intérêts recouvrables**

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022, la Société a comptabilisé des montants respectivement de 1 million de dollars et 11 millions de dollars découlant des exigences que l'entrepreneur doit respecter en matière de disponibilité des éoliennes à la centrale éolienne de Windrise.

**Recouvrements d'assurance**

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, la Société a reçu une indemnité d'assurance de 7 millions de dollars liée aux coûts de remplacement de la tour du parc éolien de Kent Hills qui s'est effondrée.

**Règlements avec des fournisseurs**

Au troisième trimestre de 2021, un montant de 27 millions de dollars a été passé en charges pour des montants dus à des entrepreneurs puisque nous ne sommes pas allés de l'avant avec le projet de rééquipement de l'unité 5 de Sundance, un actif reporté de 10 millions de dollars (8 millions de dollars américains) a été passé en charges puisqu'il est peu probable que la Société engage suffisamment de capitaux ou de dépenses d'exploitation pour utiliser le montant restant, et un montant de 6 millions de dollars a été passé en charges pour des montants dus à des entrepreneurs puisque nous n'avons pas procédé à la construction d'équipements à l'unité 1 de la centrale de Keephills au troisième trimestre de 2021.

### Provision pour contrat déficitaire de la mine de Highvale

Au troisième trimestre de 2021, une provision pour contrat déficitaire concernant les paiements de redevances futurs de 14 millions de dollars a été comptabilisée à la suite de la décision d'accélérer la fermeture de la mine de Highvale.

## 7. Charge d'intérêts nette

Les composantes de la charge d'intérêts nette sont comme suit :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2022	2021	2022	2021
Intérêt sur la dette	42	41	123	121
Intérêt sur les débiteurs échangeables	7	8	22	22
Intérêt sur les actions privilégiées échangeables	7	7	21	21
Produits d'intérêts	(7)	(2)	(14)	(8)
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif (note 14)	(4)	(5)	(8)	(13)
Intérêts sur les obligations locatives	1	1	4	5
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	5	4	16	14
Réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux	(1)	—	(4)	1
Désactualisation des provisions	16	9	35	23
<b>Charge d'intérêts nette</b>	<b>66</b>	<b>63</b>	<b>195</b>	<b>186</b>

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022, la Société a incorporé des intérêts à un taux moyen pondéré de 6,1 % (6,0 % au 30 septembre 2021).

Le 7 novembre 2022, la Société a déclaré un dividende de 7 millions de dollars sur les actions privilégiées échangeables au taux fixe de 1,764 % par action payable le 30 novembre 2022. Aux fins comptables, les actions privilégiées échangeables sont considérées comme une dette et, par conséquent, les dividendes sont comptabilisés à titre de charge d'intérêts.

## 8. Impôts sur le résultat

Les composantes de la charge d'impôts sur le résultat sont comme suit :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2022	2021	2022	2021
Charge d'impôt exigible	10	24	35	59
Charge (recouvrement) d'impôt différé lié à la naissance et à la résorption des différences temporaires	20	(125)	168	(144)
Charge (recouvrement) d'impôt différé lié aux différences temporaires relatives au placement dans une filiale	—	2	(7)	2
Charge (recouvrement) d'impôt différé découlant de la réduction (reprise de réduction) de valeur des actifs d'impôt différé <sup>1</sup>	—	77	(93)	125
<b>Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat</b>	<b>30</b>	<b>(22)</b>	<b>103</b>	<b>42</b>

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2022	2021	2022	2021
Charge d'impôt exigible	10	24	35	59
Charge (recouvrement) d'impôt différé	20	(46)	68	(17)
<b>Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat</b>	<b>30</b>	<b>(22)</b>	<b>103</b>	<b>42</b>

<sup>1</sup>) Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, la Société a comptabilisé une reprise de réduction de valeur de 93 millions de dollars des actifs d'impôt différé ayant principalement trait aux avantages fiscaux liés aux pertes subies dans le cadre des activités de la Société aux États-Unis et au Canada détenues directement. La Société a comptabilisé une réduction de valeur des actifs d'impôt différé associée aux activités de la Société aux États-Unis et au Canada puisqu'il n'est pas considéré comme probable qu'ils pourront générer un résultat imposable futur suffisant pour lui permettre d'utiliser les pertes fiscales sous-jacentes. La Société évalue à la fin de chaque période s'il est probable qu'un résultat imposable futur suffisant soit généré pour lui permettre d'utiliser les pertes fiscales sous-jacentes.

## 9. Participations ne donnant pas le contrôle

Les filiales de la Société ayant d'importantes participations ne donnant pas le contrôle sont TransAlta Renewables et TransAlta Cogeneration L.P. Le résultat net, les distributions et les capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle de TransAlta Renewables comprennent la participation ne donnant pas le contrôle de 17 % dans Kent Hills Wind LP, qui détient le parc éolien de Kent Hills d'une capacité de 167 MW situé au Nouveau-Brunswick.

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2022	2021	2022	2021
<b>Résultat net</b>				
TransAlta Cogeneration L.P.	32	17	45	48
TransAlta Renewables	(8)	10	10	40
	<b>24</b>	<b>27</b>	<b>55</b>	<b>88</b>
<b>Total du résultat global</b>				
TransAlta Cogeneration L.P.	32	17	45	48
TransAlta Renewables	1	17	(51)	9
	<b>33</b>	<b>34</b>	<b>(6)</b>	<b>57</b>
<b>Distributions en espèces versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle</b>				
TransAlta Cogeneration L.P.	29	25	51	42
TransAlta Renewables	25	25	75	75
	<b>54</b>	<b>50</b>	<b>126</b>	<b>117</b>
<b>Aux</b>			<b>30 sept. 2022</b>	<b>31 déc. 2021</b>
<b>Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle</b>				
TransAlta Cogeneration L.P.			135	142
TransAlta Renewables			744	869
			<b>879</b>	<b>1 011</b>
<b>Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)</b>				
TransAlta Cogeneration L.P.			49,99	49,99
TransAlta Renewables			39,9	39,9

## 10. Créances clients et autres débiteurs

<b>Aux</b>	<b>30 sept. 2022</b>	<b>31 déc. 2021</b>
Créances clients	933	499
Garanties versées (note 12)	315	55
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement	47	40
Prêt à recevoir (note 16)	9	55
Impôts sur le résultat à recevoir	23	2
<b>Créances clients et autres débiteurs</b>	<b>1 327</b>	<b>651</b>

## 11. Instruments financiers

### A. Actifs financiers et passifs financiers – évaluation

Les actifs financiers et les passifs financiers sont évalués régulièrement à la juste valeur ou au coût amorti.

### B. Juste valeur des instruments financiers

#### I. Évaluations des justes valeurs de niveaux I, II et III

Les classements de niveaux I, II et III de la hiérarchie des justes valeurs utilisée par la Société sont définis ci-après. L'évaluation à la juste valeur d'un instrument financier est incluse dans un seul des trois niveaux, le calcul de celle-ci étant fondé sur les données d'entrée du niveau le plus bas qui sont importantes pour établir la juste valeur.

*a. Niveau I*

Les justes valeurs sont calculées en utilisant les cours du marché (non rajustés) dans les marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques auxquels la Société a accès à la date d'évaluation.

*b. Niveau II*

Les justes valeurs sont évaluées, directement ou indirectement, au moyen de données qui sont observables pour l'actif ou le passif concerné.

Les justes valeurs de niveau II sont déterminées par l'utilisation des cours sur des marchés actifs, qui sont dans certains cas ajustés pour tenir compte des facteurs propres aux actifs ou aux passifs, comme les écarts de base, l'évaluation du crédit et les écarts liés à l'emplacement.

Les instruments financiers au titre des activités de gestion du risque lié aux produits de base classés dans le niveau II de la Société comprennent les instruments dérivés négociés hors Bourse dont les valeurs sont fondées sur les courbes observables des contrats à terme normalisés sur produits de base ainsi que les instruments dérivés dont les données d'entrée sont validées par les cours des courtiers ou par d'autres fournisseurs de données de marché accessibles au public. Les justes valeurs de niveau II sont également déterminées en utilisant des techniques d'évaluation, comme les modèles d'évaluation des options et les formules d'interpolation, où les données d'entrée sont facilement observables.

Pour calculer les justes valeurs de niveau II des autres actifs et passifs de gestion du risque, la Société utilise des données d'entrée observables autres que les cours du marché non ajustés qui sont observables pour l'actif ou le passif, comme les courbes de rendement du taux d'intérêt et les taux de change. Pour certains instruments financiers au titre desquels le volume des transactions est insuffisant ou les transactions ne sont pas récentes, la Société se fie aux données d'entrée sur les taux d'intérêt et les taux de change similaires et à d'autres informations de tiers comme les écarts de crédit.

*c. Niveau III*

Les justes valeurs sont calculées en utilisant des données d'entrée sur les actifs ou les passifs qui ne sont pas facilement observables.

Pour ce qui est des actifs et des passifs qui sont comptabilisés à la juste valeur de manière récurrente, la Société détermine si des transferts ont eu lieu entre les niveaux de la hiérarchie en réévaluant le classement (d'après la donnée d'entrée du niveau le plus bas qui est importante pour l'évaluation de la juste valeur prise dans son ensemble) à la fin de chaque période de présentation de l'information financière.

Aucun changement n'est intervenu dans les processus d'évaluation, les techniques d'évaluation et les types de données d'entrée utilisées dans l'évaluation de la juste valeur de la Société au cours de la période. Pour plus de précisions, se reporter à la note 15 des états financiers consolidés annuels audités de 2021.

**II. Actifs et passifs de gestion du risque lié aux produits de base**

Les actifs et les passifs de gestion du risque lié aux produits de base comprennent les actifs et passifs de gestion du risque qui sont utilisés dans les secteurs Commercialisation de l'énergie et Production dans le cadre des activités de négociation et de certaines activités d'impartition. Dans la mesure du possible, les variations des actifs et des passifs nets de gestion du risque pour les positions des éléments autres que de couverture sont reflétées dans le résultat de ces secteurs.

Les actifs et les passifs de gestion du risque lié aux produits de base sont classés au niveau de la hiérarchie des justes valeurs au 30 septembre 2022 comme suit : niveau I – actif net de 76 millions de dollars (actif net de 12 millions de dollars au 31 décembre 2021), niveau II – actif net de 350 millions de dollars (actif net de 122 millions de dollars au 31 décembre 2021) et niveau III – passif net de 611 millions de dollars (actif net de 159 millions de dollars au 31 décembre 2021).

Les variations importantes des actifs (passifs) nets de gestion du risque lié aux produits de base au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 découlent essentiellement de la volatilité des prix du marché sur plusieurs marchés pour les contrats existants et les nouveaux contrats ainsi que des règlements de contrats.

Les tableaux suivants résument les facteurs clés ayant une incidence sur la juste valeur des actifs et passifs de gestion du risque liés aux produits de base de niveau III au cours des périodes de neuf mois closes respectivement les 30 septembre 2022 et 2021 :

	Neuf mois clos le 30 septembre 2022			Neuf mois clos le 30 septembre 2021		
	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total
Solde d'ouverture	285	(126)	159	573	9	582
Variations attribuables aux :						
Variations des prix du marché pour les contrats existants	(346)	(371)	(717)	(249)	(100)	(349)
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	—	(114)	(114)	—	(123)	(123)
Contrats réglés	(37)	82	45	(83)	(10)	(93)
Variation des taux de change	20	(6)	14	(4)	—	(4)
Transferts vers le (du) niveau III	—	2	2	—	—	—
<b>Actifs (passifs) nets de gestion du risque à la fin de la période</b>	<b>(78)</b>	<b>(533)</b>	<b>(611)</b>	237	(224)	13
<b>Informations supplémentaires sur le niveau III :</b>						
Pertes comptabilisées dans les autres éléments du résultat global	(326)	—	(326)	(253)	—	(253)
Total des profits (pertes) compris dans le résultat avant impôts sur le résultat	37	(491)	(454)	83	(223)	(140)
Pertes latentes comprises dans le résultat avant impôts sur le résultat liées aux passifs nets détenus à la fin de la période	—	(409)	(409)	—	(233)	(233)

Au 30 septembre 2022, le solde total des actifs de gestion du risque de niveau III s'élevait à néant (305 millions de dollars au 31 décembre 2021) et le solde total des passifs de gestion du risque de niveau III s'élevait à 611 millions de dollars (146 millions de dollars au 31 décembre 2021). Les informations ci-dessous sur les contrats ou les groupes de contrats au titre des activités de gestion du risque qui sont inclus dans les évaluations de niveau III tiennent compte de l'incidence sur la juste valeur de l'actualisation, des ajustements relatifs à la liquidité et des ajustements de la valeur de crédit; toutefois, l'incidence compensatoire potentielle des positions de niveau II n'est pas prise en compte. La fourchette de sensibilité des justes valeurs de base est établie à l'aide d'autres hypothèses raisonnablement possibles pour les principales données d'entrée non observables, qui peuvent comprendre les prix à terme des produits de base, la volatilité des prix et des corrélations des produits de base, le volume des livraisons, les taux d'indexation et le coût de l'approvisionnement.



<b>Au</b>		<b>30 sept. 2022</b>		
<b>Description</b>	<b>Sensibilité</b>	<b>Technique d'évaluation</b>	<b>Données d'entrée non observables</b>	<b>Variation possible raisonnable</b>
Ventes d'électricité à long terme – États-Unis	<b>+19</b> <b>-120</b>	Prévisions de prix à long terme	Prix du marché de l'électricité à terme non liquide (par MWh)	Baisse du prix de 5 \$ US ou hausse de 31 \$ US
Livraison de charbon – États-Unis	<b>+14</b>	Évaluation numérique des instruments dérivés	Prix du marché de l'électricité à terme non liquide (par MWh)	Baisse du prix de 5 \$ US ou hausse de 31 \$ US
	<b>-11</b>		Volatilité Augmentation du tarif ferroviaire	80 % à 120 % Zéro à 10 %
Contrats d'approvisionnement exclusif – est des États-Unis	<b>+4</b> <b>-25</b>	Monte Carlo	Volume Coût de l'approvisionnement	95 % à 105 % (1) \$ US à 3 \$ US par MWh
Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis	<b>+20</b>	Prévisions de prix à long terme	Prix du marché de l'électricité à terme non liquide (par MWh)	Hausse ou baisse du prix de 6 \$ US
	<b>-15</b>		Prix du marché des crédits d'énergie renouvelable à terme non liquide (par unité) Escomptes sur l'énergie éolienne	Baisse du prix de 2 \$ US ou hausse de 1 \$ US Zéro à 5 %
Ventes d'énergie éolienne à long terme – Canada	<b>+68</b>	Prévisions de prix à long terme	Prix du marché de l'électricité à terme non liquide (par MWh)	Baisse du prix de 75 \$ CA ou hausse de 4 \$ CA
	<b>-16</b>		Escomptes sur l'énergie éolienne	Baisse de 14 % ou hausse de 5 %
Ventes d'énergie éolienne à long terme – centre des États-Unis	<b>+57</b>	Prévisions de prix à long terme	Prix du marché de l'électricité à terme non liquide (par MWh)	Baisse du prix de 4 \$ US ou hausse de 5 \$ US
	<b>-21</b>		Escomptes sur l'énergie éolienne	Baisse de 3 % ou hausse de 7 %
Autres	<b>+8</b> <b>-8</b>			

Au

31 déc. 2021

Description	Sensibilité	Technique d'évaluation	Données d'entrée non observables	Variation possible raisonnable
Ventes d'électricité à long terme – États-Unis	+22 -145	Prévisions de prix à long terme	Prix du marché de l'électricité à terme non liquide (par MWh)	Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 20 \$ US
Livraison de charbon – États-Unis	+3 -18	Évaluation numérique des instruments dérivés	Prix du marché de l'électricité à terme non liquide (par MWh) Volatilité Augmentation du tarif ferroviaire	Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 20 \$ US 80 % à 120 % Zéro à 4 %
Contrats d'approvisionnement exclusif – est des États-Unis	+9 -9	Monte Carlo	Coût de l'approvisionnement	Volume 95 % à 105 % (+/-) 1 \$ US par MWh
Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis	+17 -16	Prévisions de prix à long terme	Prix du marché de l'électricité à terme non liquide (par MWh) Prix du marché des crédits d'énergie renouvelable à terme non liquide (par unité)	Hausse ou baisse du prix de 6 \$ US Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 2 \$ US
Ventes d'énergie éolienne à long terme – Canada	+21 -11	Prévisions de prix à long terme	Prix du marché de l'électricité à terme non liquide (par MWh) Escomptes sur l'énergie éolienne	Baisse du prix de 24 \$ CA ou hausse de 5 \$ CA Baisse de 5 % ou hausse de 5 %
Ventes d'énergie éolienne à long terme – centre des États-Unis	+27 -15	Prévisions de prix à long terme	Prix du marché de l'électricité à terme non liquide (par MWh) Escomptes sur l'énergie éolienne	Baisse du prix de 2 \$ US ou hausse de 3 \$ US Baisse de 3 % ou hausse de 3 %
Autres	+6 -6			

*Les contrats qui sont conclus avec des clients visant l'enlèvement de la production d'électricité et d'autres productions des installations détenues par la Société pourraient ne pas être admissibles à la comptabilisation à titre de contrats conclus avec des clients pour les besoins de l'activité de l'entité et pourraient soit être classés et comptabilisés à titre de dérivés, soit contenir des dérivés incorporés. Les conditions qui entraînent le classement des dérivés incluent entre autres : le règlement financier net du contrat; le manque d'exigences liées à la livraison physique; ou si le contrat est immédiatement convertible en trésorerie. Lorsqu'un contrat conclu avec un client est classé et comptabilisé comme un dérivé, le contrat est comptabilisé dans les actifs (passifs) de gestion du risque à la juste valeur et les variations ultérieures de la juste valeur du contrat sont comptabilisées dans les Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation, à moins que la désignation de couverture ne soit disponible et faite.*

#### *i. Ventes d'électricité à long terme – États-Unis*

La Société a conclu un contrat de vente d'électricité à long terme, à prix fixe, aux États-Unis visant la livraison d'électricité selon les niveaux de capacité suivants : 380 MW jusqu'au 31 décembre 2024 et 300 MW jusqu'au 31 décembre 2025. Le contrat est désigné comme couverture de flux de trésorerie globale.

Le contrat est libellé en dollars américains. Le dollar américain s'est apprécié par rapport au dollar canadien entre le 31 décembre 2021 et le 30 septembre 2022, entraînant une diminution de la juste valeur de base et une augmentation de la valeur de sensibilité respectivement d'environ 6 millions de dollars et 8 millions de dollars.

#### *ii. Livraison de charbon – États-Unis*

La Société est partie à un contrat de transport ferroviaire de charbon assorti d'un mécanisme de partage des avantages jusqu'au 31 décembre 2025. Des techniques d'évaluation des options ont été utilisées pour évaluer l'obligation liée à ces dispositions du contrat.

*iii. Contrats d'approvisionnement exclusif – est des États-Unis*

La Société dispose d'un portefeuille de contrats d'approvisionnement exclusif, aux termes desquels la Société s'engage à répondre aux besoins spécifiques de clients des services publics pour une gamme de produits pouvant comprendre l'énergie électrique, la capacité, le transport, les services auxiliaires, les crédits d'énergie renouvelable et les coûts de la société indépendante d'exploitation du réseau.

*iv. Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis*

En ce qui a trait au parc éolien Big Level, la Société a un contrat à long terme fondé sur les écarts en vertu duquel elle reçoit un prix fixe par MWh et paie le cours du marché en vigueur et en temps réel de l'énergie par MWh ainsi que la livraison physique de crédits d'énergie renouvelable fondés sur une approximation de la production. Le contrat arrive à échéance en décembre 2034. Le contrat est comptabilisé comme un dérivé. Les variations de la juste valeur sont présentées dans les produits.

*v. Ventes d'énergie éolienne à long terme – Canada*

En ce qui concerne le projet de parc éolien Garden Plain, la Société a conclu deux CAÉ virtuels aux termes desquels la Société reçoit la différence entre le prix contractuel fixe par MWh et le prix du pool par MWh établi par l'Alberta Electric System Operator («AESO»). Les deux contrats entrent en vigueur dès la mise en service du parc éolien, laquelle est prévue pour la fin de 2022, et ont une durée moyenne pondérée d'environ 17 ans.

En plus des CAÉ virtuels, la Société a conclu un contrat de transition d'une durée de 16 mois, soit du 1<sup>er</sup> septembre 2021 au 31 décembre 2022, qui se prolonge automatiquement au prix du CAÉ virtuel, si le début des activités commerciales avait lieu après le 31 décembre 2022.

La composante énergie de ces contrats est comptabilisée comme un dérivé. Les variations de la juste valeur sont présentées dans les produits.

*vi. Ventes d'énergie éolienne à long terme – centre des États-Unis*

La Société a conclu deux CAÉ virtuels à long terme visant la totalité de la production de ses projets de parcs éoliens White Rock East et White Rock West de 300 MW (collectivement, les «projets de parcs éoliens White Rock») qui seront situés dans le comté de Caddo, en Oklahoma. La Société reçoit la différence entre le prix contractuel fixe par MWh et le prix du pool par MWh établi. Les contrats entrent en vigueur à la date de mise en service des parcs éoliens, ce qui devrait avoir lieu au deuxième semestre de 2023, et prennent fin plus de 10 ans après cette date.

Le 5 avril 2022, la Société a conclu un CAÉ virtuel à long terme visant l'enlèvement de la totalité de la production de son projet de parc éolien Horizon Hill de 200 MW («projet de parc éolien Horizon Hill») qui sera situé dans le comté de Logan, en Oklahoma. La Société reçoit la différence entre le prix contractuel fixe par MWh et le prix du pool par MWh. Le contrat entre en vigueur dès la mise en service du parc éolien, laquelle est prévue pour le deuxième semestre de 2023.

La composante énergie de ces contrats est comptabilisée comme un dérivé. Les variations de la juste valeur sont présentées dans les produits.

**III. Autres actifs et passifs de gestion du risque**

Les autres actifs et passifs de gestion du risque incluent principalement les actifs et passifs de gestion du risque qui sont utilisés dans la gestion des risques liés aux transactions sur les produits non énergétiques, comme les taux d'intérêt, l'investissement net dans des établissements à l'étranger et d'autres risques de change. La comptabilité de couverture n'est pas toujours utilisée.

Les autres actifs et passifs de gestion du risque, totalisant une juste valeur d'actif net de 65 millions de dollars au 30 septembre 2022 (actif net de 8 millions de dollars au 31 décembre 2021), sont classés au niveau II de la hiérarchie des justes valeurs. Les variations importantes des autres actifs et passifs nets de gestion du risque lié aux produits de base au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 découlent essentiellement de l'incidence positive de l'augmentation des taux d'intérêt pour les contrats existants et des taux de change favorables pour les nouveaux contrats conclus en 2022.

#### IV. Autres actifs et passifs financiers

Les justes valeurs des actifs et passifs financiers évaluées autrement qu'à la juste valeur se présentent comme suit :

	Juste valeur <sup>1</sup>			Total	Valeur comptable totale <sup>1</sup>
	Niveau I	Niveau II	Niveau III		
<b>Titres échangeables au 30 septembre 2022</b>	—	<b>718</b>	—	<b>718</b>	<b>738</b>
<b>Dette à long terme au 30 septembre 2022</b>	—	<b>2 790</b>	—	<b>2 790</b>	<b>3 105</b>
Titres échangeables au 31 décembre 2021	—	770	—	770	735
Dette à long terme au 31 décembre 2021	—	3 272	—	3 272	3 167

<sup>1)</sup> Comprend la partie courante.

Les justes valeurs des débiteures, des billets de premier rang et des titres échangeables de la Société sont établies en utilisant les prix observés sur les marchés secondaires. Les justes valeurs de la dette sans recours et d'autres dettes à long terme sont établies en calculant un prix implicite reposant sur une évaluation courante du rendement à l'échéance.

La valeur comptable des autres actifs et passifs financiers à court terme (trésorerie et équivalents de trésorerie, liquidités soumises à restrictions, créances clients, garanties versées, dettes fournisseurs et charges à payer, garanties reçues et dividendes à verser) se rapproche de leur juste valeur compte tenu de la nature liquide de l'actif ou du passif. La juste valeur du prêt à recevoir et des créances au titre des contrats de location-financement se rapproche de la valeur comptable et les montants à recevoir représentent les flux de trésorerie provenant des remboursements du principal et des intérêts.

#### C. Profits et pertes initiaux

La majorité des instruments dérivés négociés par la Société est fondée sur les cours ajustés à une Bourse active ou dépasse la période pour laquelle des cours cotés sont disponibles. Les justes valeurs de ces dérivés sont établies en utilisant des données d'entrée qui ne sont pas facilement observables. Se reporter à la rubrique B de la présente note 11 pour les techniques d'évaluation utilisées pour les justes valeurs de niveau III. Dans certains cas, une différence peut surgir entre la juste valeur d'un instrument financier à la comptabilisation initiale (le «prix de transaction») et le montant calculé selon le modèle d'évaluation. Ce profit latent ou cette perte latente est comptabilisé en résultat net seulement si la juste valeur de l'instrument est attestée par un prix du marché qui est coté sur un marché actif, des transactions observables dans le marché actuel qui sont essentiellement les mêmes, ou une technique d'évaluation qui utilise des données d'entrée du marché observables. Lorsque ces critères ne sont pas respectés, la différence est différée dans les états de la situation financière consolidés résumés dans les actifs et passifs de gestion du risque et est comptabilisée en résultat net sur la durée du contrat correspondant. La différence entre le prix de transaction et la juste valeur établie selon le modèle d'évaluation, à comptabiliser dans le résultat net, et le rapprochement des variations se présentent comme suit :

	Neuf mois clos les 30 sept.	
	2022	2021
Perte nette non amortie au début de la période	(131)	(33)
Nouveaux profits (pertes) initiaux	(40)	15
Variation des taux de change	(11)	—
Amortissement comptabilisé dans le résultat net au cours de la période	(21)	(6)
<b>Perte nette non amortie à la fin de la période</b>	<b>(203)</b>	<b>(24)</b>

## 12. Activités de gestion du risque

La Société est exposée au risque de marché en raison des variations des prix de produits de base, des taux de change, des taux d'intérêt, du risque de crédit et du risque de liquidité. Ces risques ont une incidence sur le résultat de la Société et sur la valeur des instruments financiers connexes qu'elle détient. Dans certains cas, la Société cherche à atténuer l'incidence de ces risques en utilisant des instruments dérivés pour couvrir son exposition à ces risques. La stratégie, les politiques et les contrôles de gestion du risque de la Société sont conçus de sorte que les risques qu'elle assume respectent les objectifs internes de la Société et sa tolérance au risque. Pour plus de précisions sur les activités de gestion du risque de la Société, se reporter à la note 16 des états financiers consolidés annuels audités de 2021.

### A. Actifs et passifs nets de gestion du risque

Globalement, les actifs (passifs) nets de gestion du risque se présentent comme suit :

Au 30 septembre 2022	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
<b>Gestion du risque lié aux produits de base</b>			
Courants	(110)	(54)	(164)
Non courants	32	(53)	(21)
<b>Passifs nets de gestion du risque lié aux produits de base</b>	<b>(78)</b>	<b>(107)</b>	<b>(185)</b>
<b>Divers</b>			
Courants	59	6	65
Non courants	—	—	—
<b>Autres actifs nets de gestion du risque</b>	<b>59</b>	<b>6</b>	<b>65</b>
<b>Total des passifs nets de gestion du risque</b>	<b>(19)</b>	<b>(101)</b>	<b>(120)</b>

Au 31 décembre 2021	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
<b>Gestion du risque lié aux produits de base</b>			
Courants	33	12	45
Non courants	252	(4)	248
<b>Actifs nets de gestion du risque lié aux produits de base</b>	<b>285</b>	<b>8</b>	<b>293</b>
<b>Divers</b>			
Courants	3	(1)	2
Non courants	—	6	6
<b>Autres actifs nets de gestion du risque</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>8</b>
<b>Total des actifs nets de gestion du risque</b>	<b>288</b>	<b>13</b>	<b>301</b>

### B. Nature et étendue des risques découlant des instruments financiers

#### I. Risque de marché

##### i. Gestion du risque lié au prix des produits de base – négociation pour compte propre

Le secteur Commercialisation de l'énergie de la Société mène les activités de négociation pour compte propre et a recours à divers instruments pour gérer le risque, réaliser des produits de négociation et acquérir des renseignements sur le marché. La valeur à risque («VaR») sert à déterminer les variations possibles de la valeur du portefeuille de négociation pour compte propre de la Société, sur une période de trois jours avec un niveau de confiance de 95 %, résultant des fluctuations normales du marché. Les fluctuations des prix du marché associés aux activités de négociation pour compte propre influent sur le résultat net de la période au cours de laquelle elles se produisent. La VaR au 30 septembre 2022 liée aux activités de négociation pour compte propre de la Société était de 3 millions de dollars (2 millions de dollars au 31 décembre 2021).

##### ii. Risque lié au prix des produits de base – production

Les secteurs de production utilisent divers contrats sur produits de base afin de gérer le risque lié au prix des produits de base découlant de la production d'électricité, des achats de combustible, des émissions et des sous-produits qu'ils jugent appropriés. Au 30 septembre 2022, la VaR liée aux instruments dérivés sur les produits de base de la Société utilisés dans les activités de couverture de la production s'établissait à 34 millions de dollars (33 millions de dollars au 31 décembre 2021). En ce qui concerne les positions et

couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture ou les transactions d'optimisation à court terme comme les rachats conclus afin de compenser les positions de couverture existantes, ces transactions sont évaluées à la valeur du marché, les variations des prix du marché liées à celles-ci ayant une incidence sur le résultat net de la période pendant laquelle elles surviennent. Au 30 septembre 2022, la VaR liée à ces transactions s'établissait à 43 millions de dollars (51 millions de dollars au 31 décembre 2021), dont un montant de 21 millions de dollars se rapportait aux CAÉ virtuels (18 millions de dollars au 31 décembre 2021).

### iii. Risque de taux d'intérêt

Le risque de taux d'intérêt survient lorsque la juste valeur ou les flux de trésorerie futurs d'un instrument financier fluctuent en raison des variations des taux d'intérêt du marché. Les variations de taux d'intérêt peuvent avoir une incidence sur les coûts d'emprunt de la Société. Les variations du coût du capital peuvent également avoir une incidence sur la faisabilité des nouveaux projets d'expansion.

La facilité de crédit, la facilité à terme («la facilité à terme») de la Société et l'obligation sans recours de Poplar Creek sont les seuls instruments d'emprunt assujettis à des taux d'intérêt variables, ce qui représentait 3 % de la dette de la Société au 30 septembre 2022 (3 % au 31 décembre 2021). Au 30 septembre 2022, la valeur nominale de l'obligation sans recours de Poplar Creek s'élevait à 98 millions de dollars (104 millions de dollars au 31 décembre 2021) et la charge d'intérêts était fondée sur le taux offert en dollars canadiens à trois mois, qui sera abandonné en 2024.

Au cours du troisième trimestre de 2022, les swaps de taux d'intérêt d'un montant notionnel de 150 millions de dollars américains indexés au LIBOR à trois mois ont été remplacés par des swaps indexés au taux de financement à un jour garanti («SOFR»). Les swaps de taux d'intérêt existants d'un montant notionnel de 150 millions de dollars américains sont indexés au taux des obligations du Trésor américain. Les dates d'échéance de tous les swaps ont été prorogées.

## II. Risque de crédit

La Société utilise des notes de solvabilité externes, ainsi que des notes de solvabilité internes lorsque des notes de solvabilité externes ne sont pas disponibles, pour établir les limites de crédit des contreparties et des clients. Le tableau suivant décrit l'exposition maximale au risque de crédit de la Société, compte non tenu des garanties détenues, y compris l'attribution des notes de solvabilité, au 30 septembre 2022 :

	Note de qualité investissement <i>(en pourcentage)</i>	Note de qualité inférieure <i>(en pourcentage)</i>	Total <i>(en pourcentage)</i>	Total
Créances clients et autres débiteurs <sup>1,2</sup>	86	14	100	<b>1 318</b>
Créances au titre de contrats de location-financement non courantes	100	—	100	<b>143</b>
Actifs de gestion du risque <sup>1</sup>	81	19	100	<b>981</b>
Prêt à recevoir <sup>2</sup>	—	100	100	<b>41</b>
<b>Total</b>				<b>2 483</b>

<sup>1)</sup> Les lettres de crédit et la trésorerie et les équivalents de trésorerie sont les principaux types de garanties détenues à titre de sûreté relativement à ces montants.

<sup>2)</sup> Comprennent un prêt à recevoir de 41 millions de dollars inclus au poste Autres actifs à l'égard duquel la contrepartie n'a aucune note de solvabilité externe. La tranche courante de 9 millions de dollars a été exclue des créances clients et autres débiteurs, puisqu'elle est incluse au poste Prêt à recevoir dans le tableau ci-dessus.

Au 30 septembre 2022, la Société n'avait pas de pertes de crédit attendues significatives.

L'exposition maximale au risque de crédit à l'égard d'un seul client sur le plan des activités et des couvertures liées aux produits de base compte tenu de la juste valeur des positions de négociation ouvertes, déduction faite des garanties détenues, était de 98 millions de dollars au 30 septembre 2022 (37 millions de dollars au 31 décembre 2021).

## III. Risque de liquidité

La Société dispose de suffisamment de liquidités existantes pour rembourser ses dettes venant prochainement à échéance. La prochaine échéance importante de la dette est prévue en novembre 2022. Notre portefeuille d'actifs très diversifié, par type de combustible et par région d'exploitation, assure la stabilité des flux de trésorerie et souligne la solidité de nos actifs visés par des contrats à long terme.

Le risque de liquidité est lié à la capacité de la Société d'avoir accès au capital requis pour ses projets en immobilisations, le refinancement de sa dette, ses activités de négociation pour compte propre, ses transactions de couverture du prix des produits de base et les activités générales du siège social. L'analyse des échéances des passifs financiers de la Société, ainsi que des actifs financiers qui devraient générer des rentrées de fonds pour faire face aux sorties de fonds liées aux passifs financiers, se présente comme suit :

	2022	2023	2024	2025	2026	2027 et par la suite	Total
Dettes fournisseurs et charges à payer	1 279	—	—	—	—	—	1 279
Dette à long terme <sup>1</sup>	580	170	127	141	143	1 976	3 137
Titres échangeables <sup>2</sup>	—	—	—	750	—	—	750
(Actifs) passifs de gestion du risque lié aux produits de base	92	67	33	(43)	9	27	185
Autres (actifs) passifs de gestion du risque	(79)	13	—	2	—	(1)	(65)
Obligations locatives <sup>3</sup>	(1)	(3)	4	4	4	96	104
Intérêts sur la dette à long terme et les obligations locatives <sup>4</sup>	47	133	128	120	113	830	1 371
Intérêt sur les titres échangeables <sup>2,4</sup>	13	53	62	—	—	—	128
Dividendes à verser	39	—	—	—	—	—	39
<b>Total</b>	<b>1 970</b>	<b>433</b>	<b>354</b>	<b>974</b>	<b>269</b>	<b>2 928</b>	<b>6 928</b>

1) Exclut l'incidence de la comptabilité de couverture et des dérivés.

2) Supposent que les titres échangeables seront échangés le 1<sup>er</sup> janvier 2025.

3) Les obligations locatives comprennent un incitatif à la location de 4 millions de dollars qui devrait être reçu en 2022 et de 8 millions de dollars qui devrait être reçu en 2023.

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

## C. Garanties et modalités conditionnelles d'instruments dérivés

### I. Actifs financiers donnés en garantie

Au 30 septembre 2022, la Société avait fourni 315 millions de dollars (55 millions de dollars au 31 décembre 2021) en trésorerie et équivalents de trésorerie à des chambres de compensation réglementées et à certains services publics à titre de garantie pour des activités liées aux produits de base. Ces fonds sont détenus dans des comptes distincts par les chambres de compensation. Les services publics sont tenus de verser des intérêts sur le solde impayé. La garantie fournie est comptabilisée dans les créances clients et autres débiteurs des états de la situation financière consolidés résumés.

### II. Actifs financiers détenus en garantie

Au 30 septembre 2022, la Société détenait un montant de 395 millions de dollars (18 millions de dollars au 31 décembre 2021) au comptant en garantie des obligations de contreparties. Selon les modalités des contrats, la Société peut être tenue de verser des intérêts sur le solde impayé et de rembourser le principal lorsque les contreparties s'acquittent de leurs obligations contractuelles, ou lorsque le montant de l'obligation diminue par suite des variations de la valeur du marché. Les intérêts à payer aux contreparties sur les garanties reçues sont calculés selon les modalités de chaque contrat. La garantie détenue est liée aux transactions prévoyant la livraison et aux transactions de dérivés financiers dans une position de passif net et est comptabilisée dans les dettes fournisseurs et charges à payer des états de la situation financière consolidés résumés.

### III. Modalités conditionnelles d'instruments dérivés

Des garanties sont fournies dans le cours normal des affaires d'après la note de crédit des titres de premier rang non garantis de la Société obtenue auprès de certaines grandes agences de notation. Certains instruments dérivés de la Société contiennent des clauses d'assurance financières qui exigent qu'une garantie soit fournie seulement si un événement défavorable important lié au crédit survient.

Au 30 septembre 2022, la Société avait fourni une garantie de 600 millions de dollars (356 millions de dollars au 31 décembre 2021) sous la forme de lettres de crédit sur des transactions prévoyant la livraison et des transactions de dérivés financiers dans une position de passif net. Certains contrats de dérivés contiennent des clauses conditionnelles liées au risque de crédit qui, si elles étaient appliquées et, de ce fait, entraînaient la non-disponibilité de crédit non garanti pour la Société, pourraient l'obliger à fournir une garantie additionnelle de 545 millions de dollars aux contreparties de la Société (120 millions de dollars au 31 décembre 2021).

### 13. Placements

Les placements de la Société comprennent sa participation de 49 % dans le parc éolien de Skookumchuck et sa participation de 30 % dans EMG International LLC («EMG»), ainsi que les placements acquis en 2022 décrits ci-après :

#### Placement dans Energy Impact Partners («EIP»)

Le 6 mai 2022, la Société s'est engagée à investir 25 millions de dollars américains au cours des quatre prochaines années dans le Deep Decarbonization Frontier Fund 1 d'EIP (le «Fonds Frontier»). Le placement de la Société dans le Fonds Frontier lui permet d'investir dans des technologies émergentes à partir d'un portefeuille et lui donne l'occasion de repérer, de tester, de commercialiser et de proposer de nouvelles technologies qui faciliteront la transition vers la carboneutralité. Au deuxième trimestre de 2022, la Société a réalisé un placement initial de 7 millions de dollars (6 millions de dollars américains). Le placement est comptabilisé comme étant à la juste valeur par le biais du résultat net.

#### Ekona Power Inc. («Ekona»)

Le 1<sup>er</sup> février 2022, la Société a effectué un placement en titres de capitaux propres de 2 millions de dollars dans des actions privilégiées de catégorie B d'Ekona. Le placement permettra de soutenir la commercialisation de la nouvelle plateforme technologique de pyrolyse du méthane d'Ekona, qui produit de l'hydrogène turquoise plus propre et à moindre coût. L'investissement est comptabilisé comme étant à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global.

### 14. Immobilisations corporelles

#### Actifs en construction

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022, la Société a comptabilisé des ajouts respectivement de 249 millions de dollars et 440 millions de dollars liés principalement aux actifs en construction des projets de parcs éoliens White Rock, Garden Plain et Horizon Hill, du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, et à d'autres travaux d'entretien d'envergure planifiés.

De plus, la Société a commencé à mettre en œuvre son plan de réfection des unités du parc éolien de Kent Hills. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022, la Société a inscrit à l'actif des ajouts respectivement de 31 millions de dollars et 41 millions de dollars.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, la Société a comptabilisé des ajouts respectivement de 127 millions de dollars et 344 millions de dollars liés principalement aux actifs en construction pour les conversions du charbon au gaz, au parc éolien Windrise, au projet de parc éolien Garden Plain, au projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance et à d'autres dépenses d'entretien d'envergure planifié. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, la Société a achevé la conversion de l'unité 2 de la centrale de Keephills, de l'unité 1 de la centrale de Sheerness et de l'unité 6 de la centrale de Sundance et les coûts ont été transférés à la production d'énergie au gaz.

#### Production d'énergie renouvelable

Au premier trimestre de 2022, des coûts de 16 millions de dollars liés à l'infrastructure de transport du parc éolien Windrise ont été reclassés du poste Immobilisations corporelles au poste Autres actifs et seront amortis en résultat net sur la durée d'utilité du parc éolien Windrise. Aux termes de l'entente de transfert d'actifs, la propriété de ces actifs doit être transférée au propriétaire de la ligne de transport à l'achèvement des travaux de construction de l'infrastructure de transport.

#### Production d'énergie au gaz

Le 30 juin 2021, la Société a clôturé la vente du gazoduc Pioneer à ATCO Gas and Pipelines Ltd. pour un prix de vente total de 255 millions de dollars. Le produit net en espèces revenant à la Société au titre de la vente de sa participation de 50 % a totalisé environ 128 millions de dollars et la Société a comptabilisé un profit à la vente de 31 millions de dollars dans les comptes de résultat consolidés résumés. De plus, dans le cadre de la transaction, le contrat de livraison de gaz naturel conclu avec Pioneer Pipeline Limited Partnership a été résilié, ce qui a donné lieu à un profit de 2 millions de dollars.



### Transition énergétique

L'unité 1 de la centrale de Keephills et l'unité 5 de la centrale de Sundance ont été mises hors service en 2021. L'unité 4 de la centrale de Sundance a été mise hors service le 31 mars 2022.

### Changement dans l'estimation – Durée d'utilité

Au cours du troisième trimestre de 2022, la Société a ajusté la durée d'utilité de certains actifs inclus dans le secteur Gaz afin de tenir compte des changements apportés en fonction des prévisions d'exploitation des actifs. Cet ajustement a entraîné une augmentation de 64 millions de dollars de la dotation aux amortissements qui a été comptabilisée dans le compte de résultat consolidé résumé au troisième trimestre de 2022.

### Changement dans l'estimation – Provision pour frais de démantèlement

Au cours de la période de neuf mois close en 2022, la Société a ajusté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de certains actifs gaziers afin de tenir compte du calendrier potentiel pour le début des travaux de remise en état. La meilleure estimation que la Société est en mesure de fournir à l'heure actuelle à l'égard de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a augmenté de 40 millions de dollars.

De plus, au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, la provision pour frais de démantèlement et de remise en état des actifs en exploitation a été mise à jour pour refléter une augmentation des taux d'actualisation, ce qui a entraîné une diminution de 125 millions de dollars de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état et des actifs connexes inclus dans les immobilisations corporelles.

Se reporter à la note 17 pour plus de détails.

## 15. Immobilisations incorporelles

En 2019, la Société a acquis un portefeuille de projets de parcs éoliens aux États-Unis. Au moment de mettre en œuvre ces projets, la Société pourrait devoir payer une contrepartie supplémentaire pour chaque projet dont la mise en service a été réalisée avant le 31 décembre 2025.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, la Société a comptabilisé une contrepartie éventuelle de 16 millions de dollars (néant au cours de la période correspondante close le 30 septembre 2021) liée aux projets de mise en valeur de parcs éoliens aux États-Unis. En outre, la Société a reclassé les frais de mise en valeur de 3 millions de dollars inclus dans les coûts d'acquisition initiaux du poste Autres actifs au poste Immobilisations incorporelles.

## 16. Autres actifs

### Prêt de Kent Hills LP

Les autres actifs comprennent un prêt non garanti de 41 millions de dollars (55 millions de dollars au 31 décembre 2021) lié à une avance consentie par Kent Hills Wind LP («KHLP»), filiale de la Société, à même le produit net tiré du financement par voie d'obligations du parc éolien de Kent Hills (les «obligations de Kent Hills») à son partenaire détenant une participation de 17 %. Le 1<sup>er</sup> juin 2022, la convention du prêt à recevoir a été modifiée et l'échéance initiale du prêt du 2 octobre 2022 a été repoussée à octobre 2027, ce qui a entraîné le reclassement d'une partie du prêt à recevoir dans les actifs non courants. Les autres modalités du prêt initial demeurent inchangées, et le prêt continue de porter intérêt à un taux de 4,55 %, l'intérêt étant payable trimestriellement. Aucun remboursement du principal n'est prévu avant l'échéance. Toutefois, le remboursement des montants associés aux dépenses d'investissement liées au remplacement des fondations pourrait être requis, comme il est décrit dans la modification apportée aux obligations de Kent Hills. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, la Société a reçu des remboursements de 14 millions de dollars qui étaient exigés en vertu de la renonciation et de la modification apportée aux obligations de Kent Hills. Au 30 septembre 2022, un montant de 9 millions de dollars (55 millions de dollars au 31 décembre 2021) a été comptabilisé à titre d'actif courant et inclus dans les créances clients et autres débiteurs.

### Charges payées d'avance liées à Windrise

Au premier trimestre de 2022, des coûts de 16 millions de dollars liés à l'infrastructure de transport du parc éolien Windrise ont été reclassés du poste Immobilisations corporelles au poste Autres actifs et seront amortis en résultat net sur la durée d'utilité du parc éolien Windrise. Se reporter à la note 14 pour plus de précisions.

## 17. Provision pour frais de démantèlement et autres provisions

La variation des soldes de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions est présentée ci-dessous :

	Démantèlement et remise en état	Autres provisions	Total
Solde au 31 décembre 2021	793	34	827
Passifs réglés	(23)	(11)	(34)
Désactualisation	35	—	35
Transferts	(2)	—	(2)
Révisions des flux de trésorerie estimés	90	5	95
Révisions des taux d'actualisation	(227)	—	(227)
Reprises	—	(10)	(10)
Variation des taux de change	16	—	16
<b>Solde au 30 septembre 2022</b>	<b>682</b>	<b>18</b>	<b>700</b>

	Démantèlement et remise en état	Autres provisions	Total
Solde au 31 décembre 2021	793	34	827
Partie courante	35	13	48
Partie non courante	758	21	779
<b>Solde au 30 septembre 2022</b>	<b>682</b>	<b>18</b>	<b>700</b>
Partie courante	38	11	49
Partie non courante	644	7	651

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2022, la Société a accéléré l'échéancier prévu pour le démantèlement et la remise en état de certains actifs gaziers. Cet ajustement a donné lieu à une augmentation de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de 79 millions de dollars, ce qui a entraîné une augmentation des immobilisations corporelles de 29 millions de dollars liée aux actifs d'exploitation et la comptabilisation en résultat net d'une imputation pour dépréciation de 50 millions de dollars liée aux actifs mis hors service. Au cours du deuxième trimestre de 2022, une augmentation supplémentaire de 11 millions de dollars au titre des frais de démantèlement et de remise en état a été comptabilisée relativement à un actif dans le secteur Gaz.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a diminué de 227 millions de dollars en raison d'une augmentation importante des taux d'actualisation, découlant principalement de l'augmentation des taux de référence du marché. En moyenne, les taux d'actualisation ont augmenté pour s'établir dans une fourchette de 6,8 % à 9,6 % au 30 septembre 2022 (fourchette de 3,6 % à 6,5 % au 31 décembre 2021), ce qui a entraîné une diminution correspondante des immobilisations corporelles de 125 millions de dollars liée aux actifs d'exploitation et la comptabilisation en résultat net d'une reprise de dépréciation de 102 millions de dollars liée aux actifs mis hors service.

## 18. Facilités de crédit et dette à long terme

La Société dispose de facilités bancaires consortiales consenties totalisant 2 milliards de dollars (2 milliards de dollars au 31 décembre 2021) et de facilités de crédit bilatérales consenties de 0,2 milliard de dollars, dont un montant de 1,5 milliard de dollars était disponible au 30 septembre 2022 (1,3 milliard de dollars au 31 décembre 2021), y compris les lettres de crédit non utilisées. Au cours du deuxième trimestre de 2022, les facilités de crédit consortiales consenties et les facilités de crédit bilatérales consenties ont été prolongées d'un an, soit respectivement jusqu'au 30 juin 2026 et au 30 juin 2024. Les facilités de crédit non utilisées constituent la première source de liquidités à court terme après les flux de trésorerie provenant des activités de la Société. Les taux d'intérêt sur les facilités de crédit varient selon l'option retenue (le taux préférentiel canadien, le taux des acceptations bancaires, le taux de financement à un jour garanti (SOFR) ou le taux de base aux États-Unis, etc.) conformément à une grille de fixation des prix qui est habituelle pour des facilités de ce type.

Au cours du troisième trimestre de 2022, la Société a conclu avec son syndicat bancaire une facilité de crédit à terme à taux variable de 400 millions de dollars sur deux ans, échéant le 7 septembre 2024. La facilité à terme est assortie de taux d'intérêt qui varient selon l'option retenue (le taux préférentiel canadien, le taux des acceptations bancaires, etc.). La Société est tenue de respecter certaines clauses restrictives financières affirmatives et négatives courantes spécifiques en vertu de la facilité à terme, notamment le maintien de certains ratios financiers. Aucun montant n'a été prélevé sur la facilité à terme au 30 septembre 2022.

Au 30 septembre 2022, la Société se conformait à toutes les clauses restrictives de la dette.

### **Obligations de Kent Hills**

Au quatrième trimestre de 2021, la Société a indiqué que des cas de défaut pourraient s'être produits en vertu de l'acte de fiducie régissant les modalités des obligations de Kent Hills. Par conséquent, la Société a classé la totalité de la valeur comptable des obligations en tant que passif courant au 31 décembre 2021.

Au cours du deuxième trimestre de 2022, la Société a obtenu une renonciation et a ratifié un acte de fiducie complémentaire qui facilitait la réfection des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills. À la réception de la renonciation, la Société a reclassé une partie de la valeur comptable des obligations de Kent Hills en circulation dans les passifs non courants, à l'exception des remboursements prévus du principal échéant dans les 12 mois suivant le 30 juin 2022. Conformément à l'acte de fiducie complémentaire, Kent Hills Wind LP ne peut verser de distributions à ses partenaires tant que les travaux de remplacement des fondations ne seront pas terminés.

Les obligations de Kent Hills émises en octobre 2017 portent intérêt à un taux de 4,45 %. Le principal et les intérêts sont payables tous les trimestres jusqu'à l'échéance des obligations le 30 novembre 2033. Les obligations de Kent Hills sont garanties par une charge de premier rang sur la totalité des actifs de l'émetteur, soit Kent Hills Wind LP, qui comprend principalement les unités 1, 2 et 3 du parc éolien de Kent Hills, dont la valeur comptable combinée des immobilisations corporelles s'élevait à 210 millions de dollars au 30 septembre 2022 (182 millions de dollars au 31 décembre 2021).

### **Liquidités soumises à restrictions**

La Société détenait des liquidités soumises à restrictions de 18 millions de dollars (liquidités soumises à restrictions de 17 millions de dollars au 31 décembre 2021) liées aux obligations («obligations de TransAlta OCP»), émises par la filiale de la Société, TransAlta OCP LP, devant être détenues dans un compte réservé au service de la dette en vue de financer les remboursements futurs prévus sur la dette.

La Société détenait également des liquidités soumises à restrictions de 47 millions de dollars (53 millions de dollars au 31 décembre 2021) liées à l'obligation de TEC Hedland PTY Ltd, des réserves devant être détenues aux termes des accords commerciaux et aux fins du service de la dette. Les réserves de trésorerie peuvent être remplacées par des lettres de crédit dans l'avenir.

### **Incidences du risque de change**

Au 30 septembre 2022, le renforcement du dollar américain avait fait augmenter de 70 millions de dollars les soldes de dette à long terme libellés en dollars américains, principalement les billets de premier rang et le financement donnant droit à des avantages fiscaux (l'affaiblissement du dollar américain les avait fait diminuer de 7 millions de dollars au 30 septembre 2021). La quasi-totalité de la dette libellée en dollars américains est couverte par des contrats financiers ou des investissements nets dans les activités d'exploitation aux États-Unis.

En outre, au 30 septembre 2022, l'affaiblissement du dollar australien avait fait diminuer d'environ 43 millions de dollars les billets garantis de premier rang sans recours libellés en dollars australiens (41 millions de dollars au 30 septembre 2021). Comme ces titres d'emprunt sont émis par une filiale australienne, l'incidence de la conversion des monnaies étrangères est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global.

## 19. Obligations au titre des prestations définies

Le passif au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi et les coûts connexes inclus dans la charge de rémunération sont touchés par les estimations relatives aux modifications des principales hypothèses actuarielles, y compris les taux d'actualisation. La hausse des taux d'actualisation, sous l'effet principalement de la hausse des taux de référence du marché, a entraîné la diminution d'environ 46 millions de dollars des obligations au titre des prestations définies pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, comparativement au 31 décembre 2021. Une hausse de 1 % des taux d'actualisation aurait une incidence de 38 millions de dollars sur les obligations au titre des prestations définies.

Au troisième trimestre de 2022, la Société a versé une cotisation volontaire de 35 millions de dollars afin d'améliorer la situation de capitalisation du régime de retraite de Sunhills Mining Ltd. de la mine de Highvale. La cotisation réduit le montant des obligations de financement futures de la Société, notamment les montants garantis par les lettres de crédit.

Le passif pour les obligations au titre des prestations définies s'élève à 148 millions de dollars au 30 septembre 2022 (228 millions de dollars au 31 décembre 2021).

## 20. Actions ordinaires

### A. Émissions et en circulation

TransAlta est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires avec droit de vote sans valeur nominale.

	Neuf mois clos les 30 sept.			
	2022		2021	
	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant
Émises et en circulation au début de la période	271,0	2 901	269,8	2 896
Rachetées et annulées dans le cadre de l'OPRA	(2,7)	(29)	—	—
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	0,9	6	—	(3)
Options d'achat d'action exercées	0,2	1	1,2	8
Émises et en circulation à la fin de la période	269,4	2 879	271,0	2 901

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

Le 24 mai 2022, la Bourse de Toronto («TSX») a accepté l'avis déposé par la Société en vue de renouveler son offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités («OPRA») pour une partie de ses actions ordinaires. Dans le cadre de l'OPRA, TransAlta peut racheter jusqu'à concurrence de 14 000 000 d'actions ordinaires, soit environ 7,16 % du flottant. Les actions ordinaires rachetées dans le cadre de l'OPRA sont annulées. La période au cours de laquelle TransAlta est autorisée à effectuer des rachats dans le cadre de l'OPRA a commencé le 31 mai 2022 et se termine le 30 mai 2023.

Les actions rachetées par la Société dans le cadre de l'OPRA sont comptabilisées en réduction du capital-actions correspondant à la valeur comptable moyenne des actions ordinaires. Tout écart entre le prix de rachat total et la valeur comptable moyenne des actions ordinaires est comptabilisé dans le déficit.

Le tableau suivant présente l'incidence du rachat et de l'annulation des actions ordinaires par la Société au cours de la période :

Aux	30 sept. 2022	31 déc. 2021
Total des actions rachetées	2 741 400	—
Prix de rachat moyen par action	12,50 \$	—
<b>Coût total (en millions)<sup>1)</sup></b>	<b>34 \$</b>	—
Valeur comptable moyenne pondérée des actions annulées	29 \$	—
Montant comptabilisé dans le déficit	5 \$	—

<sup>1)</sup> Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, la Société a versé un montant de 28 millions de dollars; le solde des coûts sera payé après la période.

## C. Dividendes

Le 27 juillet 2022, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,05 \$ par action ordinaire, payable le 1<sup>er</sup> octobre 2022.

Le 7 novembre 2022, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,055 \$ par action ordinaire, payable le 1<sup>er</sup> janvier 2023.

Aucune autre transaction relative aux actions ordinaires n'a été effectuée entre la date de clôture et la date d'achèvement des présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités.

## 21. Actions privilégiées

### A. Émises et en circulation

La totalité des actions émises et en circulation sont des actions privilégiées rachetables de premier rang à taux fixe ou variable et à dividende cumulatif sans droit de vote.

Aux	30 sept. 2022		31 déc. 2021	
	Nombre d'actions (en millions)	Montant	Nombre d'actions (en millions)	Montant
Série A	9,6	235	9,6	235
Série B <sup>1</sup>	2,4	58	2,4	58
Série C <sup>2</sup>	10,0	243	11,0	269
Série D <sup>2,3</sup>	1,0	26	—	—
Série E	9,0	219	9,0	219
Série G	6,6	161	6,6	161
<b>Émises et en circulation à la fin de la période</b>	<b>38,6</b>	<b>942</b>	<b>38,6</b>	<b>942</b>

<sup>1</sup>) Les actions privilégiées de série B versent des dividendes à taux variable sur une base trimestrielle déterminés selon le taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours majoré de 2,03 %.

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

<sup>3</sup>) Les actions privilégiées de série D versent des dividendes à taux variable sur une base trimestrielle déterminés selon le taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours majoré de 3,10 %.

Le 21 septembre 2022, la Société a annoncé que, compte tenu de tous les avis de choix reçus pour la conversion d'actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série E (les «actions de série E») en actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série F (les «actions de série F»), un total de 89 945 actions de série E ont été déposées en vue de leur conversion en actions de série F, soit moins que le million d'actions requis pour donner effet aux conversions en actions de série F. Par conséquent, aucune des actions de série E n'a été convertie en action de série F. Par conséquent, les actions de série E auront le droit de recevoir des dividendes en espèces fixes cumulatifs sur actions privilégiées versés trimestriellement lorsque le conseil d'administration en déclare. Le taux de dividende annuel pour les actions de série E pour la période quinquennale allant du 30 septembre 2022, inclusivement au 30 septembre 2027, exclusivement, sera de 6,894 % qui correspond au rendement d'une obligation de cinq ans du gouvernement du Canada de 3,244 %, déterminé au 31 août 2022, majoré de 3,65 %, conformément aux modalités des actions de série E.

## B. Dividendes

Le 27 juillet 2022, la Société a déclaré un dividende trimestriel, payable le 30 septembre 2022, de 0,17981 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, de 0,22099 \$ par action sur les actions privilégiées de série B, de 0,36588 \$ par action sur les actions privilégiées de série C, de 0,28841 \$ par action sur les actions privilégiées de série D, de 0,32463 \$ par action sur les actions privilégiées de série E et de 0,31175 \$ par action sur les actions privilégiées de série G.

Le 7 novembre 2022, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,17981 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, de 0,337 \$ par action sur les actions privilégiées de série B, de 0,36588 \$ par action sur les actions privilégiées de série C, de 0,40442 \$ par action sur les actions privilégiées de série D, de 0,43088 \$ par action sur les actions privilégiées de série E et de 0,31175 \$ par action sur les actions privilégiées de série G, payables le 31 décembre 2022.

## 22. Engagements et éventualités

### A. Engagements

Pour en savoir plus sur les éventualités et les engagements importants en cours, se reporter à la note 36 des états financiers consolidés annuels de 2021. Au 30 septembre 2022, la Société avait les engagements contractuels importants suivants :

Au cours du deuxième trimestre de 2022, la Société a conclu un contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction d'un montant d'environ 37 millions de dollars (41 millions de dollars australiens) en lien avec l'expansion de 132 kV à Mount Keith.

En 2022, la Société a conclu des ententes d'un montant de 100 millions de dollars pour les travaux de réfection des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills.

La Société n'a pas conclu d'autres engagements contractuels importants, soit directement soit au moyen de ses participations dans des coentreprises ou des entreprises associées en 2022.

### B. Éventualités

TransAlta est à l'occasion partie à diverses réclamations, poursuites judiciaires et procédures réglementaires dans le cours normal des affaires. TransAlta examine chacune de ces réclamations, notamment leur nature, le montant en jeu et l'existence de protections d'assurance pertinentes. Rien ne garantit que les réclamations auront une issue favorable pour la Société ou qu'elles n'auront pas une incidence négative importante sur TransAlta. Dans le cours normal des affaires, des organismes de réglementation peuvent également présenter des demandes de renseignements, auxquelles la Société donnera suite comme il se doit. Pour les principales éventualités en cours, se reporter à la note 36 des états financiers consolidés annuels audités de 2021. Les changements importants aux éventualités sont décrits ci-après.

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

Le Balancing Pool prétend avoir droit à des crédits de rendement en matière d'émissions («CRE») gagnés de 2018 à 2020 inclusivement par les centrales hydroélectriques de l'Alberta par suite de la décision de TransAlta d'assujettir ces dernières au règlement intitulé *Carbon Competitiveness Incentives Regulation* et au règlement intitulé *Technology Innovation and Emissions Reduction Regulation*. Il revendique 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 doivent être transférés au Balancing Pool. TransAlta n'a aucunement tiré profit des CRE ni de la prétendue modification de la loi, et estime que le Balancing Pool n'a pas droit à ces crédits. Un arbitrage a été entrepris, et l'audience devrait avoir lieu du 6 au 10 février 2023. TransAlta détient environ 1 750 000 de CRE non comptabilisés qui ont été créés entre 2018 et 2020 et qui sont exposés à un risque en raison de la réclamation du Balancing Pool.

#### **Cas de force majeure lié au stator de l'unité 1 de la centrale de Keephills**

Le Balancing Pool et ENMAX ont tenté de faire annuler une sentence arbitrale au motif qu'ils n'ont pas eu droit à une audience équitable. Le 26 juin 2019, la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta a rejeté les allégations d'iniquité du Balancing Pool et d'ENMAX. Le Balancing Pool et ENMAX en ont appelé de cette décision devant la Cour d'appel, et l'appel a été entendu le 27 janvier 2022.

Le 9 juin 2022, la Cour d'appel a rendu une décision unanime rejetant la demande d'ENMAX et du Balancing Pool. La Cour d'appel a accueilli la réclamation pour cause de force majeure qui a été déposée lorsque l'unité 1 de la centrale de Keephills a été mise hors circuit en 2013. Par suite de cette décision, la réclamation pour cause de force majeure de la Société est toujours valide et les coûts associés au cas de force majeure ne seront pas réévalués au détriment de TransAlta. ENMAX et le Balancing Pool n'ont pas demandé la permission d'en appeler de cette décision devant la Cour suprême du Canada, ce qui a pour effet de clore ce dossier.

### **Cas de force majeure lié au stator de l'unité 2 de la centrale de Keephills**

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

### **Interruptions à la centrale de Sarnia**

Entre le 19 mai 2021 et le 9 juin 2021, trois incidents distincts à la centrale de cogénération de Sarnia ont entraîné des interruptions de la fourniture de vapeur à ses clients industriels. Par conséquent, les clients ont présenté des réclamations en dommages-intérêts prédéterminés. De telles interruptions de la fourniture de vapeur sont inhabituelles et peu fréquentes à la centrale de cogénération de Sarnia. Une analyse des causes fondamentales des défaillances a été réalisée à l'égard des trois interruptions, ce qui a permis de conclure que les trois interruptions étaient du ressort de TransAlta (SC) LP. En conséquence, des dommages-intérêts prédéterminés d'un montant de 12 millions de dollars comptabilisé antérieurement dans les passifs sur contrat ont été versés par TransAlta (SC) LP au deuxième trimestre de 2022.

Il n'y a eu aucune autre mise à jour importante à l'égard des éventualités au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022.

## **23. Informations sectorielles**

### **A. Description des secteurs à présenter**

La Société comporte six secteurs à présenter qui sont décrits à la note 1.

Les tableaux qui suivent présentent distinctement les résultats sectoriels selon la structure établie dans le cadre de l'examen des secteurs de la Société pour prendre des décisions opérationnelles et évaluer le rendement. Les tableaux ci-après présentent le rapprochement du total des résultats sectoriels et du BAIIA ajusté avec le compte de résultat présenté selon les IFRS. Les périodes antérieures ont été ajustées aux fins de comparaison.

À des fins de présentation de l'information financière interne, l'information sur le résultat du placement de la Société dans le parc éolien Skookumchuck a été présentée dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire au prorata. L'information au prorata reflète la quote-part de la Société de chacun des éléments du compte de résultat de Skookumchuck, poste par poste. L'information financière au prorata n'est pas présentée et n'est pas destinée à être présentée conformément aux IFRS. Selon les IFRS, le placement dans Skookumchuck a été comptabilisé comme une coentreprise selon la méthode de la mise en équivalence.

**B. Résultat sectoriel et actifs sectoriels ajustés présentés****Rapprochement du BAIIA ajusté avec le résultat avant impôts sur le résultat**

Trois mois clos le 30 septembre 2022	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire <sup>1</sup>	Gaz <sup>2</sup>	Transition énergétique <sup>3</sup>	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence <sup>1</sup>	Ajustements de reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	265	14	372	231	54	(4)	932	(3)	—	929
<i>Reclassements et ajustements :</i>										
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	—	53	47	6	46	—	152	—	(152)	—
(Profit) perte de change réalisé(e) sur les positions de change dénouées	—	—	(4)	—	(38)	—	(42)	—	42	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	12	—	—	—	12	—	(12)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	4	—	—	—	4	—	(4)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	265	67	431	237	62	(4)	1 058	(3)	(126)	929
Coûts du combustible et des achats d'électricité	7	6	167	167	—	1	348	—	—	348
<i>Reclassements et ajustements :</i>										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	7	6	166	167	—	1	347	—	1	348
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	26	2	—	(5)	23	—	—	23
Marge brute	258	61	239	68	62	—	688	(3)	(127)	558
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	12	19	49	17	9	30	136	(1)	—	135
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	5	—	—	1	8	—	—	8
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	(1)	(10)	—	—	—	(11)	—	—	(11)
BAIIA ajusté <sup>4</sup>	245	42	195	51	53	(31)	555			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										1
Produits tirés des contrats de location-financement										4
Amortissement										(179)
Imputations pour dépréciation d'actifs										(70)
Charge d'intérêts nette										(66)
Profit de change										6
Profit à la vente d'actifs et autres										4
Résultat avant impôts sur le résultat										126

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

2) Comprend les secteurs auparavant connus sous les noms de Gaz en Australie et Gaz en Amérique du Nord, ainsi que les actifs de production au gaz du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta. Se reporter à la note 1 pour plus de détails.

3) Comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia et les actifs alimentés au charbon du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

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



Trois mois clos le 30 septembre 2021	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire <sup>1</sup>	Gaz <sup>2</sup>	Transition énergétique <sup>3</sup>	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence <sup>1</sup>	Ajustements de reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	96	55	384	231	86	1	853	(3)	—	850
<i>Reclassements et ajustements :</i>										
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	—	21	(71)	(2)	(14)	—	(66)	—	66	—
Perte de change réalisée sur les positions de change dénouées	—	—	—	—	21	—	21	—	(21)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	10	—	—	—	10	—	(10)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	6	—	—	—	6	—	(6)	—
Profit latent de change sur les produits de base	—	—	(3)	—	—	—	(3)	—	3	—
Produits des activités ordinaires ajustés	96	76	326	229	93	1	821	(3)	32	850
Coûts du combustible et des achats d'électricité <sup>4</sup>	4	4	129	190	—	1	328	—	—	328
<i>Reclassements et ajustements :</i>										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Amortissement minier	—	—	(26)	(48)	—	—	(74)	—	74	—
Réduction de valeur des stocks de charbon	—	—	—	(5)	—	—	(5)	—	5	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	4	4	102	137	—	1	248	—	80	328
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	33	14	—	—	47	—	—	47
Marge brute	92	72	191	78	93	—	526	(3)	(48)	475
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration <sup>4</sup>	10	14	42	28	14	23	131	(1)	—	130
<i>Reclassements et ajustements :</i>										
Réduction de valeur de pièces et de matériaux	—	—	—	(5)	—	—	(5)	—	5	—
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées	10	14	42	23	14	23	126	(1)	5	130
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	—	3	4	1	—	1	9	—	—	9
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	—	(10)	57	—	—	47	—	—	47
<i>Reclassements et ajustements :</i>										
Contrat de redevances déficitaire et frais de résiliation de contrat	—	—	—	(58)	—	—	(58)	—	58	—
Autres résultats d'exploitation ajustés, montant net	—	—	(10)	(1)	—	—	(11)	—	58	47
BAIIA ajusté <sup>5</sup>	82	55	155	55	79	(24)	402			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										1
Produits tirés des contrats de location-financement										6
Amortissement										(123)
Imputations pour dépréciation d'actifs										(575)
Charge d'intérêts nette										(63)
Profit de change										1
Profit à la vente d'actifs et autres										23
Résultat avant impôts sur le résultat										(441)

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

2) Comprend les secteurs auparavant connus sous les noms de Gaz en Australie et Gaz en Amérique du Nord, ainsi que les actifs de production au gaz du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

3) Comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia et les actifs alimentés au charbon du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

4) Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021, un montant de 1 million de dollars lié aux frais de services des centrales pour le secteur Hydroélectricité a été reclassé du poste Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration au poste Coûts du combustible et des achats d'électricité aux fins de comparaison. Ce reclassement n'a eu aucune incidence sur le résultat net présenté antérieurement.

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

Neuf mois clos le 30 septembre 2022	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire <sup>1</sup>	Gaz <sup>2</sup>	Transition énergétique <sup>3</sup>	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence <sup>1</sup>	Ajustements de reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	447	205	933	433	116	(2)	2 132	(10)	—	2 122
<i>Reclassements et ajustements :</i>										
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	—	81	13	17	—	—	111	—	(111)	—
(Profit) perte de change réalisé(e) sur les positions de change dénouées	—	—	(11)	—	27	—	16	—	(16)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	34	—	—	—	34	—	(34)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	15	—	—	—	15	—	(15)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	447	286	984	450	143	(2)	2 308	(10)	(176)	2 122
Coûts du combustible et des achats d'électricité	17	20	445	332	—	3	817	—	—	817
<i>Reclassements et ajustements :</i>										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(3)	—	—	—	(3)	—	3	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	17	20	442	332	—	3	814	—	3	817
Coûts de conformité liés au carbone	—	1	56	(1)	—	(5)	51	—	—	51
Marge brute	430	265	486	119	143	—	1 443	(10)	(179)	1 254
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	33	50	138	50	23	71	365	(1)	—	364
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	7	13	2	—	1	26	(1)	—	25
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	(18)	(30)	—	—	—	(48)	—	—	(48)
<i>Reclassements et ajustements :</i>										
Recouvrement d'assurance	—	7	—	—	—	—	7	—	(7)	—
Autres résultats d'exploitation ajustés, montant net	—	(11)	(30)	—	—	—	(41)	—	(7)	(48)
BAIIA ajusté <sup>4</sup>	394	219	365	67	120	(72)	1 093			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										5
Produits tirés des contrats de location-financement										15
Amortissement										(411)
Imputations pour dépréciation d'actifs										(4)
Charge d'intérêts nette										(195)
Profit de change										17
Profit à la vente d'actifs et autres										6
Résultat avant impôts sur le résultat										346

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

2) Comprend les secteurs auparavant connus sous les noms de Gaz en Australie et Gaz en Amérique du Nord, ainsi que les actifs de production au gaz du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta. Se reporter à la note 1 pour plus de détails.

3) Comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia et les actifs alimentés au charbon du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

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

Neuf mois clos le 30 septembre 2021	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire <sup>1</sup>	Gaz <sup>2</sup>	Transition énergétique <sup>3</sup>	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence <sup>4</sup>	Ajustements de reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	299	225	937	471	185	6	2 123	(12)	—	2 111
<i>Reclassements et ajustements :</i>										
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	—	22	(122)	27	(26)	—	(99)	—	99	—
Perte de change réalisée sur les positions de change dénouées	—	—	1	—	49	—	50	—	(50)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	30	—	—	—	30	—	(30)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	19	—	—	—	19	—	(19)	—
Profit latent de change sur les produits de base	—	—	(3)	—	—	—	(3)	—	3	—
Produits des activités ordinaires ajustés	299	247	862	498	208	6	2 120	(12)	3	2 111
Coûts du combustible et des achats d'électricité <sup>4</sup>	13	11	347	411	—	6	788	—	—	788
<i>Reclassements et ajustements :</i>										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(3)	—	—	—	(3)	—	3	—
Amortissement minier	—	—	(79)	(100)	—	—	(179)	—	179	—
Réduction de valeur des stocks de charbon	—	—	—	(16)	—	—	(16)	—	16	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	13	11	265	295	—	6	590	—	198	788
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	104	35	—	—	139	—	—	139
Marge brute	286	236	493	168	208	—	1 391	(12)	(195)	1 184
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration <sup>4</sup>	29	42	129	97	31	55	383	(2)	—	381
<i>Reclassements et ajustements :</i>										
Réduction de valeur de pièces et de matériaux	—	—	(2)	(28)	—	—	(30)	—	30	—
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées	29	42	127	69	31	55	353	(2)	30	381
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	8	11	5	—	1	27	(1)	—	26
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	—	(30)	56	—	—	26	—	—	26
<i>Reclassements et ajustements :</i>										
Contrat de redevances déficitaire et frais de résiliation de contrat	—	—	—	(58)	—	—	(58)	—	58	—
Autres résultats d'exploitation ajustés, montant net	—	—	(30)	(2)	—	—	(32)	—	58	26
BAIIA ajusté <sup>5</sup>	255	186	385	96	177	(56)	1 043			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										5
Produits tirés des contrats de location-financement										19
Amortissement										(395)
Imputations pour dépréciation d'actifs										(620)
Charge d'intérêts nette										(186)
Profit de change										22
Profit à la vente d'actifs et autres										56
Résultat avant impôts sur le résultat										(348)

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

2) Comprend les secteurs auparavant connus sous les noms de Gaz en Australie et Gaz en Amérique du Nord, ainsi que les actifs de production au gaz du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta. Se reporter à la note 1 pour plus de détails.

3) Comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia et les actifs alimentés au charbon du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

4) Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, un montant de 6 millions de dollars lié aux frais de services des centrales pour le secteur Hydroélectricité a été reclassé du poste Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration au poste Coûts du combustible et des achats d'électricité aux fins de comparaison. Ce reclassement n'a eu aucune incidence sur le résultat net présenté antérieurement.

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

**Amortissement selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés**

Le rapprochement entre l'amortissement selon les comptes de résultat consolidés résumés et celui selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés est présenté dans le tableau qui suit :

	<b>Trois mois clos les 30 sept.</b>		<b>Neuf mois clos les 30 sept.</b>	
	<b>2022</b>	2021	<b>2022</b>	2021
Amortissement selon les comptes de résultat consolidés résumés	<b>179</b>	<b>123</b>	<b>411</b>	<b>395</b>
Amortissement compris dans le poste Coûts du combustible et des achats d'électricité (note 4)	—	<b>74</b>	—	<b>179</b>
<b>Amortissement selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés</b>	<b>179</b>	<b>197</b>	<b>411</b>	<b>574</b>

## 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, Kananas, Pocaterra, Rundie, 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'Akolkolex, de Ragged Chute, de Misema, de Galetta, d'Appleton et de Moose Rapids.

### Balancing Pool

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

### Capacité

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

### Capacité marchande

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

### Cas de force majeure

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

### Centralia

Secteur d'activité présenté auparavant comme le secteur Charbon aux États-Unis, renommé pour refléter son seul actif.

### CIIF

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

### Cogénération

Centrale qui produit de l'électricité et une autre forme d'énergie thermique utile (comme la chaleur ou la vapeur) utilisée à des fins industrielles et commerciales ainsi que de chauffage ou de refroidissement.

### Contrat d'achat d'électricité («CAÉ»)

Arrangement 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 au chef de la direction et au chef de la direction des finances, selon le cas, pour permettre la prise de décisions en temps opportun se rapportant à l'obligation de communication de l'information 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'énergie, 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 hydrofluorocarbones et les perfluorocarbones.

### Gigajoule («GJ»)

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

### Gigawatt («GW»)

Unité de puissance électrique équivalant à 1 000 mégawatts.

### Gigawattheure («GWh»)

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

### IFRS

Normes internationales d'information financière.

### Interruption non planifiée

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

### Interruption planifiée

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

### Mégawatt («MW»)

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

### Mégawattheure («MWh»)

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

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

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

### Obligations de Kent Hills

Obligations liées au projet sans recours de Kent Hills Wind LP («KHLP») garanties, entre autres, par les unités 1, 2 et 3 du parc éolien de Kent Hills.

### Optimisation de la répartition

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

### 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 S.W.  
Box 1900, Station «M»  
Calgary (Alberta) T2P 2M1

**Téléphone**

403.267.7110

**Site Web**

[www.transalta.com](http://www.transalta.com)

**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

**Télécopieur**

Sans frais en Amérique du Nord : 1.800.453.0330  
En dehors de l'Amérique du Nord : 403.267.6529

**Site Web**

[www.investorcentre.com](http://www.investorcentre.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](mailto: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](mailto:TA_Media_Relations@transalta.com)